



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

REDES AUTOMÁTICAS
SUBTERRÁNEAS EN EL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

Presenta:

FERNANDO VALLEJO QUINTERO



DIRECTOR DE TESIS

ING. GUILLERMO LÓPEZ MONROY

MÉXICO, D.F.

2003

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
---------------------------	---

CAPÍTULO I

CABLES DE ENERGÍA

<i>1.1 GENERALIDADES</i>	15
<i>1.2 CONSTITUCIÓN</i>	16
1.2.1 CONDUCTOR.....	16
1.2.2 PANTALLA SEMICONDUCTORA INTERNA.....	21
1.2.3 AISLAMIENTO.....	22
1.2.4 PANTALLA EXTERNA.....	26
1.2.5 CUBIERTA EXTERIOR.....	26
<i>1.3 ACCESORIOS</i>	30
1.3.1 EMPALMES.....	30
1.3.2 TERMINALES.....	31

CAPITULO II

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA RED

<i>2.1 GENERALIDADES</i>	33
<i>2.2 REDES AUTOMÁTICAS CONVENCIONALES</i>	33
2.2.1 CONSTITUCIÓN.....	33
2.2.2 FUNCIONAMIENTO.....	36
2.2.3 BALANCEO DE CARGAS.....	47

2.2.4 RED CENTRAL AUTOMÁTICA.....	50
2.2.4 SUBESTACIÓN PENSADOR PEXICANO.....	52
2.3 <i>SPOT NETWORK</i>	54
2.3.1 CONSTITUCIÓN.....	54
2.3.2 FUNCIONAMIENTO.....	55
2.3.3 CARGA DE LOS TRANSFORMADORES.....	56

CAPÍTULO III

PLANEACIÓN DE LA RED

3.1 <i>GENERALIDADES</i>	58
3.2 <i>MÉTODO GENERAL DE ESTUDIO</i>	58
3.2.1 REGLAS GENERALES PARA LA CREACIÓN DE MODELOS.....	59
3.2.2 FACTORES A TOMAR EN CUENTA EN EL ESTUDIO.....	60
3.2.2.1 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS.....	60
3.2.2.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS.....	64
3.2.2.3 CONSIDERACIONES DE POLÍTICA GENERAL.....	65
3.2.3 REPRESENTACIÓN SIMPLIFICADA DEL DOMINIO EN EL ESTUDIO.....	65
3.3 <i>NORMALIZACIÓN</i>	65
3.4 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.....	69
3.5 <i>PLANEACIÓN DE LA SPOT NETWORK</i>	77
3.5.1 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.....	80

CAPÍTULO IV

OBRAS CIVILES

4.1 BÓVEDAS PARA TRANSFORMADORES TIPO SUMERGIBLES.....	84
4.2 BÓVEDAS PARA TRANSFORMADORES TIPO SUBESTACIÓN INTERIOR.....	86
4.3 LÍNEAS DE DUCTOS	86
4.4 POZOS DE VISITA.....	90
4.5 REGISTROS.....	92

CAPÍTULO V

PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE

5.1 CONCEPTOS BÁSICOS.....	94
5.1.1 FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	94
5.1.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	95
5.2 PROTECCIÓN DE LA RED AUTOMÁTICA CONVENCIONAL.....	96
5.2.1 INTERRUPTORES DE LA SUBESTACIÓN.....	97
5.2.2 PROTECTOR DE RED.....	97
5.2.3 ELIMINACIÓN DE FALLA POR AUTOEXTINCIÓN.....	103
5.3 PROTECCIÓN DE LA SPOT NETWORK.....	104
5.3.1 FUSIBLES LIMITADORES.....	105
5.3.2 FALLAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.....	106
5.3.3 FALLAS EN EL BUS DE BAJA TENSIÓN.....	107
5.3.4 FALLAS EN LAS ACOMETIDAS DE LOS SERVICIOS.....	107

5.3.5 FALLAS EN LOS PROTECTORES DE RED.....	107
---	-----

CAPITULO VI

PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

6.1 GENERALIDADES.....	109
6.2 FALLAS EN LA RED.....	111
6.2.1 SOBRETENSIONES POR FALLAS EN LA RED.....	111
6.2.2 PROTECCIÓN DE LA RED CONTRA SOBRETENSIONES POR FALLAS EN LA RED.....	112
6.3 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	112
6.3.1 TEORÍA SOBRE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	112
6.3.2 SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	114
6.3.3 PROTECCIÓN DE LA RED CONTRA SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	116
6.3.3.1 MÉTODOS DE PROTECCIÓN.....	116
6.3.3.2 PROTECCIÓN DE LA RED DE MEDIANA TENSIÓN.....	120
6.3.3.3 PROTECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	121
6.3.3.4 PROTECCIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN.....	121

CAPÍTULO VII

PRUEBAS DE INSTALACIÓN O RECEPCIÓN

7.1 GENERALIDADES.....	123
7.2 CABLES SUBTERRÁNEOS.....	123

7.2.1 PRUEBAS A CADA TRAMO DEL CABLE.....	123
7.2.1.1 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A LA C.D.....	123
7.2.1.2 PRUEBAS AL AISLAMIENTO.....	124
7.2.1.3 PRUEBAS DE CONTACTOS A TIERRA.....	131
7.2.1.4 PRUEBA DE CORTO CIRCUITO.....	131
7.2.1.5 PRUEBA DE CONTINUIDAD DE LOS CONDUCTORES.....	132
7.2.1.6 PRUEBA DE SUCESIÓN DE FASES.....	132
7.2.1.7 PRUEBA DE ALTA TENSIÓN.....	132
7.3 PRUEBAS AL EQUIPO DE LA RED.....	133
7.3.1 TRANSFORMADORES.....	133
7.3.1.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....	134
7.3.1.2 RIGIDEZ DIELECTRICA DE ACEITE.....	134
7.3.1.3 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	135
7.3.1.4 POLARIDAD DE LAS BOBINAS DEL TRANSFORMADOR.....	136
7.3.1.5 PRUEBA DE HERMETICIDAD.....	136
7.3.2 PRUEBA A LOS INTERRUPTORES, CUCHILLAS Y PROTECTORES DE RED.....	136

CAPÍTULO VIII

MANTENIMIENTO Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LA RED

8.1 MANTENIMIENTO.....	140
8.1.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	140
8.1.1.1 LICENCIAS EN MEDIA TENSIÓN.....	141
8.1.1.2 LICENCIAS EN BAJA TENSIÓN.....	142

8.1.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	143
8.2 <i>FALLAS</i>	143
8.3 LOCALIZACIÓN DE FALLAS.....	146
8.3.1 MEDIDAS DE LOCALIZACIÓN DE DEFECTOS EN CABLES SUBTERRÁNEOS.....	148
CONCLUSIONES	150
BIBLIOGRAFÍA	153

INTRODUCCIÓN

Debido a los avances tecnológicos se ha tenido un gran aumento en los equipos electrónicos, tales como computadoras, redes telefónicas, equipos de seguridad, etc., por lo que la energía eléctrica es cada vez más necesaria y su continuidad más urgente.

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de dispositivos eléctricos cuya finalidad principal es conducir la energía desde el lugar de suministro en la subestación de distribución primaria hasta una zona de consumo.

Los sistemas de distribución aérea, en la mayoría de los casos, no cumplen con la confiabilidad requerida, y las subterráneas, en el caso de las radiales, tampoco; por lo que hay que recurrir a otro tipo de redes subterráneas, las cuales son motivo de este trabajo.

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas, tanto para media como para baja tensión.

La estructura de la red de distribución que se adopte depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como:

- ❖ Diseño Eléctrico: tiene que ver principalmente con el comportamiento eléctrico satisfactorio del sistema y todos los aparatos que intervienen en el mismo. Este diseño depende de lo siguiente:
 - Densidad de Carga
 - Tipo de Cargas:
 - Residencial
 - Comercial

- Industrial
- Mixta
- Localización geográfica de la carga
- Área de expansión de la carga
- Calidad del servicio:
 - Continuidad del servicio
 - Regulación de Tensión

Existen tres tipos de sistemas fundamentales de distribución:

1) Aérea: se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado. Sus elementos principales (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.) se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla que se emplea para los alimentadores primarios es del tipo arbolar, consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales. Esta red tiene las siguientes estructuras:

- En Mediana Tensión:
 - I. Sistema Radial: es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en la trayectoria produce interrupción en todos o en una parte de los servicios. En la figura 1 se muestra una alimentación de este tipo.
 - II. Sistema en Paralelo: aquí el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria. La continuidad está asegurada por la operación en paralelo, ya que si falla algún alimentador, los otros absorberán la carga, sin suspenderse el servicio. En la figura 2 se muestra una estructura de este tipo. Esta estructura se emplea para

alimentar a servicios importantes, como hospitales, edificios públicos y fábricas, que por la naturaleza del proceso no permiten falta de energía eléctrica en ningún momento; además de que algunos de estos servicios cuentan con plantas de emergencia.

➤ En Baja Tensión:

- I. Sistema Radial sin Amarres: se usa para cargas residenciales normales, comerciales, domesticas y de pequeña industria (bombas de agua, molinos, etc). En la figura 3 se muestra esta estructura.
- II. Sistema Radial con Amarres: se usa para cargas que requieren mayor confiabilidad, como son hospitales y fábricas. En la figura 4 se muestra este tipo de estructura.

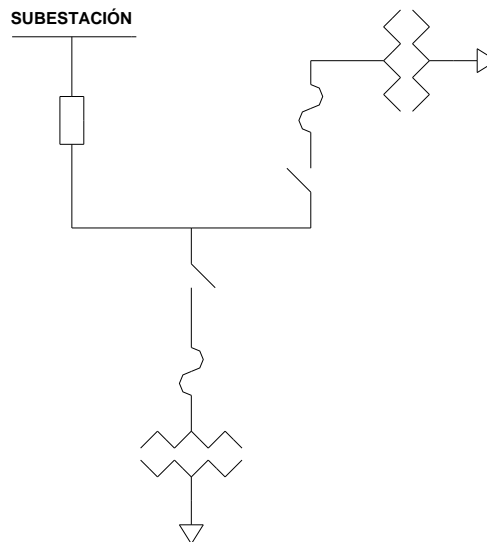


FIG. 1 RED RADIAL AÉREA

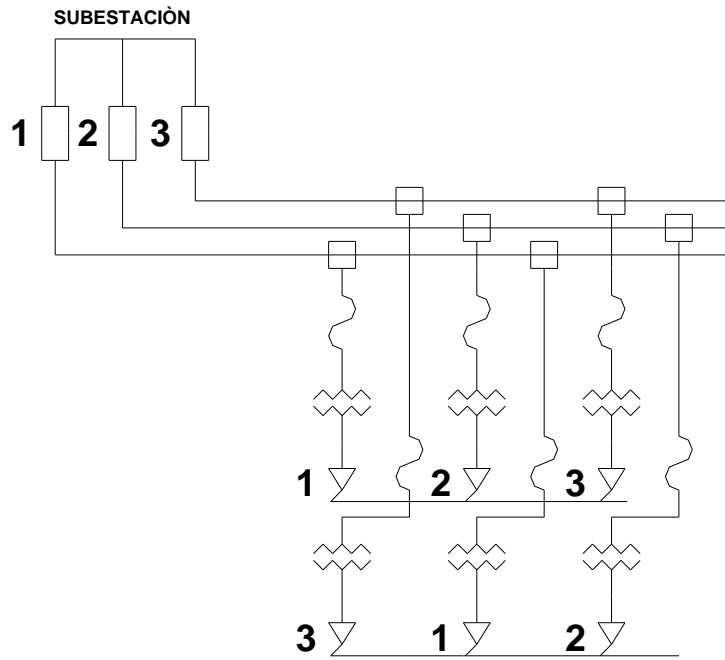


FIG. 2 RED EN PARALELO AÉREA

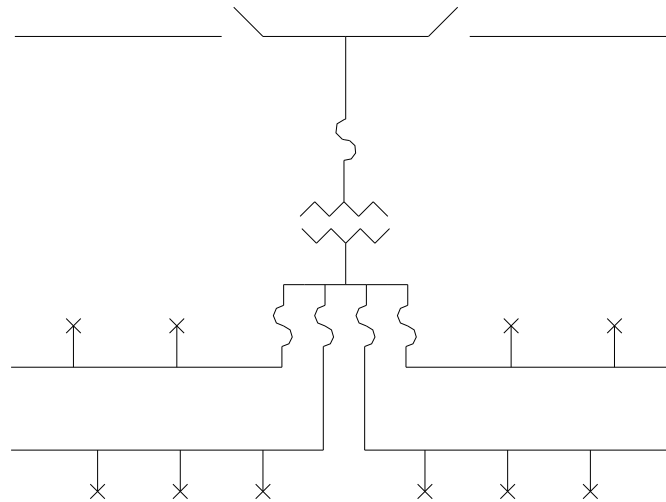


FIG. 3 RED RADIAL SIN AMARRES

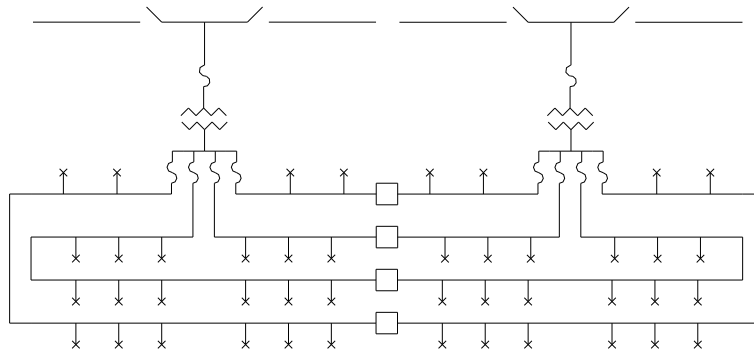


FIG. 4 RED RADIAL CON AMARRES

2) Sistema Subterráneo: Es más confiable porque no está expuesto a descargas atmosféricas directamente, tormentas, choque de vehículos, caída de árboles, lanzamiento de objetos, etc. También tienen la ventaja de dar buena estética a la zona, ya que son ocultas, y por lo tanto eliminan postes y elementos aéreos, tales como transformadores tipo poste y cables, que afean notablemente el paisaje.

Este sistema tiene las siguientes estructuras:

➤ En Mediana Tensión:

- I. Sistema Radial: es recomendable en zonas extendidas con altas densidades de carga, de 5 a 20000 kVA/km² y fuertes tendencias de crecimiento.
- II. Sistema Paralelo: para cargas delicadas y con altas densidades de carga, de 5 a 20000 kVA/km².

- III. Sistema en Anillo Abierto: para cargas de 5 a 15000 kVA/km², donde el aumento de la carga es pequeño. Un ejemplo es la electrificación a conjuntos habitacionales.
- IV. Sistema en Anillo Cerrado: para cargas como la del anillo abierto, pero con zonas amplias.
- V. Sistema en doble Derivación: para zonas de elevada continuidad y con cargas concentradas del orden de 5 a 15000 kVA/km². Estas son cargas industriales, comerciales o turísticas.

La disposición de los alimentadores se hace por pares, siendo las secciones uniformes para los cables troncales, y menores para las derivaciones a la subestación y servicios, los cuales quedan alimentados en derivación.

La explotación de este tipo de estructura se hace en base a un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación.

- VI. Sistema en Derivación Múltiple: para grandes concentraciones de carga y con más de 30000 kVA/km².

El principio fundamental es que los alimentadores contribuyen simultáneamente en la alimentación de la carga. Se constituye con secciones combinadas en forma decreciente y con cables de menor calibre para las alimentaciones a las subestaciones.

Para asegurar la continuidad de servicio se debe respetar un principio de repartición de las cargas entre los distintos alimentadores, de tal manera que al salir uno de ellos su carga pasará en fracciones iguales a los restantes.

- VII. Sistema de Alimentadores Selectivos: para zonas de rápido crecimiento y con densidades mayores a 15000 kVA/km².

➤ En Baja Tensión:

I. Sistema Radial Sin Amarres: para cargas residenciales y normales. En este tipo de estructura, los cables parten en diferentes direcciones, desde el lugar donde se encuentra instalado el transformador.

Si ocurre una falla en el transformador o en alguno de los transformadores, dejará sin servicio a todos los consumidores alimentados por esta instalación. La forma de la estructura es igual que la aérea.

II. Sistema Radial Con Amarres:

Esta estructura sirve para evitar la situación de la red anterior, ya que cuando hay problemas en algún alimentador o transformador, la red se provee de medios de amarre que consiste en cajas de seccionamiento intercalados en cada alimentador con otra red radial, y que se instalan normalmente en las esquinas con objeto de darles mayor flexibilidad en su conexión. La forma de la estructura es igual que la aérea.

III. Sistema de Red Automática: para zonas importantes de ciudades, en donde hay gran concentración de carga que se encuentre uniformemente distribuida a lo largo de las calles. Que es el caso de este trabajo.

3) Sistema Mixto: Es una combinación de la aérea y de la subterránea. Este sistema tiene la ventaja de que elimina gran cantidad de conductores aéreos, favoreciendo con esto la estética y disminuyendo notablemente el número de fallas en la distribución secundaria, con lo que aumenta por consecuencia la confiabilidad del sistema. El tipo de cable que por lo general se emplea es de aislamiento extruído directamente enterrado.

Aunque los sistemas subterráneos no llegan a ser confiables en un 100%, éstos deben ser diseñados y ejecutados pensando en todos o varios de los propósitos siguientes:

- 1.-Seguridad
- 2.-Reparación rápida de fallas.
- 3.-Rápida localización de fallas
- 4.-Aislamiento manual o automático de las fallas
- 5.-Restauración manual o automática para los consumidores no afectados.

En este trabajo se realizará un estudio del Sistema de Red Automática, para lo cual se comenzará con los antecedentes siguientes.

Las primeras redes automáticas se construyeron de una y dos fases y se pusieron en operación en Nueva York en 1922 por la compañía United Electric Light and Power, con protectores de red contruídos por la empresa Palmer Electric and Manufacturing. Poco después las patentes fueron compradas por la compañía Westinghouse, que perfeccionó el sistema y los equipos. Fue hasta 1924 cuando esta empresa puso en servicio la primera red automática trifásica en Nueva York, y a partir de entonces su uso se extendió rápidamente.

El centro de la Ciudad de México se encuentra alimentado por Luz y Fuerza del Centro, por medio de una red de distribución de cables subterráneos, que se ha desarrollado de acuerdo con las demandas y exigencias de la Ciudad.

Desde que hubo energía eléctrica en la ciudad, el centro se habilitó por medio de una red radial subterránea con alimentadores primarios de 3 kV de tensión, pero conforme ha ido creciendo la carga en la ciudad ha sido necesario acondicionar la red, así, en 1926 se decidió cambiar estos alimentadores por los de 6 kV, y a partir de ese momento se empezó a considerar la posibilidad de instalar una red automática de baja tensión en la zona comercial de la ciudad para proporcionar el mejor servicio posible.

En el año de 1928 quedó en servicio la primera red automática de baja tensión con alimentadores primarios de 6 kV procedentes de la subestación Nonoalco; esta red cubrió la zona de alta densidad de carga en un área de 0.8 km² y con una capacidad total instalada de 5,150 kVA y una demanda máxima de 4,500 kVA, los transformadores instalados fueron de 150 kVA, con protectores de red de 800 amperes.

En el año de 1937 el crecimiento de la ciudad requirió de mayores servicios, para lo cual fue necesario ampliar la capacidad de la red, instalando más transformadores, aumentando el número de cables primarios de alta tensión de 3 a 4, alcanzando una capacidad instalada de 10,400 kVA, con una demanda máxima de 10,000 kVA, en un área aproximadamente igual a la original.

A partir de 1938, la ciudad tuvo un crecimiento más rápido, debido a la reconstrucción y adaptación de edificios, y por lo tanto fue necesario aumentar el área servida, así como los alimentadores primarios y cables de baja tensión. Por lo que respecta a la alta tensión, se instalaron tres alimentadores primarios provenientes de la subestación Jamaica, y la malla de cables de baja tensión se dividió en dos partes para así formar la red automática Nonoalco (Central) y Jamaica, ambas con tres alimentadores primarios a una tensión de 6 kV.

Al continuar el crecimiento de la carga en la zona comercial de la ciudad, en 1965 la red automática se amplió más, y por consecuencia se aumentó la capacidad de los transformadores de 150 a 200 y 400 kVA, y se cambió el nivel de media tensión a 23 kV, con protectores de red de 800 y 1600 amperes. Con todos estos cambios, se le dio el nombre de Red Central Automática de Baja Tensión, tomando parte de las redes Nonoalco y Jamaica, absorbiendo así la zona de más alta densidad de carga de la ciudad de México

en un área de 1.13 km² con una capacidad instalada de 21,000 kVA y una demanda de 11,805 kVA.

Actualmente la Red Central se encuentra alimentada por la Subestación Pensador Mexicano y limitada por las calles de Belisario Domínguez al norte, Mesones al sur, Correo Mayor al oriente y Eje Central al poniente, y presenta una capacidad instalada de 127,500 kVA, con una demanda máxima de 80,000 kVA y con transformadores de 500 y 750 kVA, con protectores de red de 1600, 2250 y 2500 amperes.

En las últimas décadas el crecimiento del país ha sido desmesurado, por lo cual, la energía eléctrica es cada vez más necesaria y su continuidad más urgente. Así que en la ciudad se han instalado tres redes más, estas son La Red Verónica, la Red Reforma y la Red Jamaica.

La Red Jamaica se encuentra alimentada por la Subestación Jamaica, limitada por las calles Chilmapopoca al sur, Pino Suárez al oriente, Mesones al norte y Eje Central al poniente. Alimentada por 6 kV y presenta una capacidad instalada de 66,167 kVA. Actualmente esta red ha sido absorbida por la Red Central.

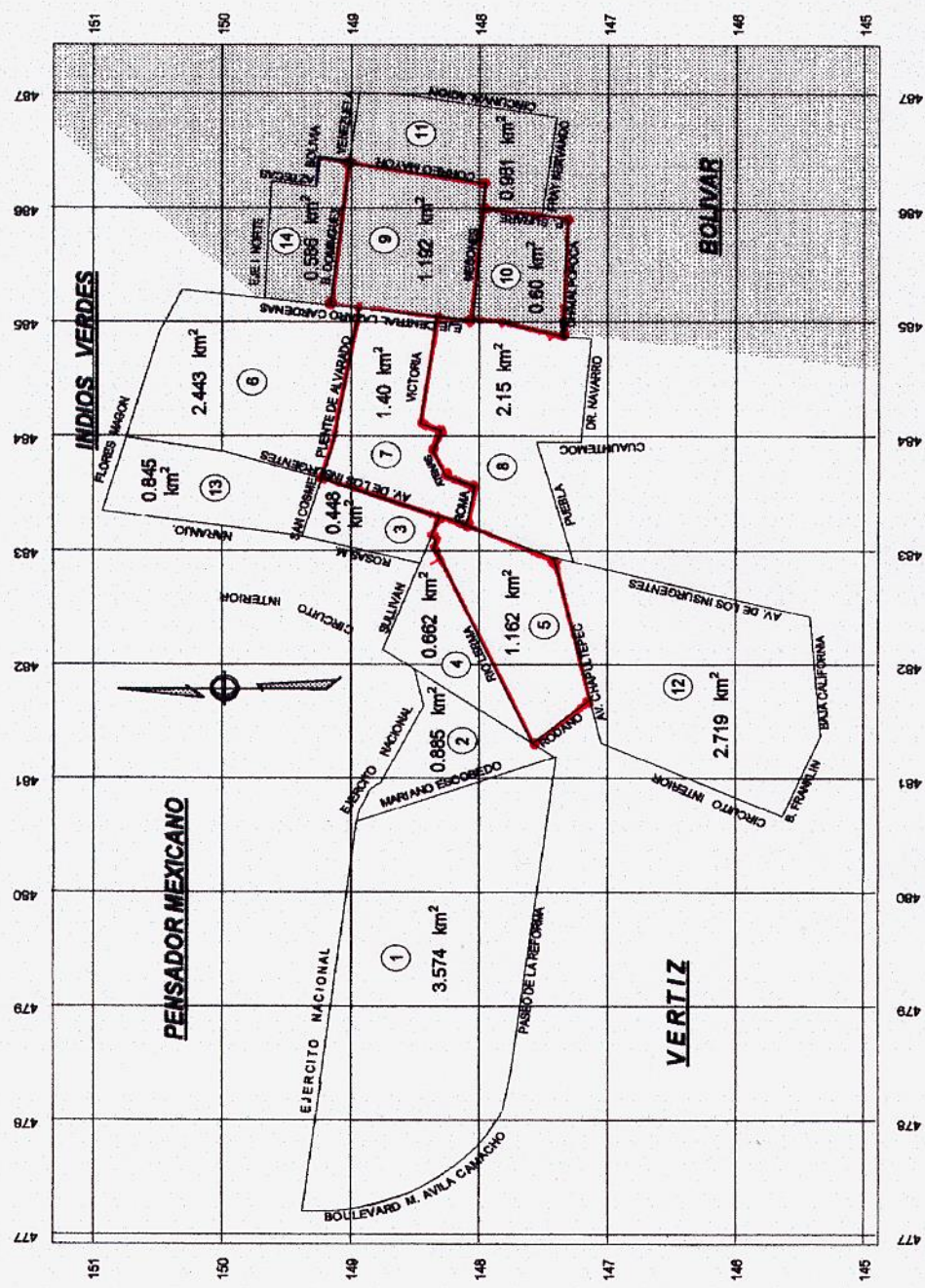
La Red Reforma se encuentra alimentada por la Subestación Cuauhtemoc, limitada por las calles Victoria al sur, Av. Insurgentes al poniente, Puente de Alvarado al norte y Eje Central al oriente. Alimentada por 23 kV y una capacidad instalada de 58,036 kVA.

La Red Verónica se encuentra alimentada por la Subestación Verónica, limitada por Av. Chapultepec al sur, Av. Insurgentes al oriente, Río Lerma y Sullivan al norte y parte de Circuito Interior al poniente. Alimentada por 23 kV y una capacidad instalada de 93,500 kVA.

La figura 5 muestra las ubicaciones de las Redes Automáticas y Radiales subterráneas de la Ciudad de México.

FIG. 5 Ubicación de las Redes Radiales y Automáticas Subterráneas en el D.F.

REDES SUBTERRANEAS
HOJAS DE DETALLE Y SECTORES OPERATIVOS



- 1 RED POLANCO I 23 KV
- 2 RED ANZURES 23 KV
- 3 RED SAN RAFAEL 23 KV
- 4 RED CUAUHTEMOC 23 KV
- 5 RED VERONICA 23 KV
- 6 RED BUENAVISTA 23 KV
- 7 RED REFORMA 23 KV
- 8 RED INDIANILLA 23 KV
- 9 RED CENTRAL 23 KV
- 10 RED JAMAICA 6 KV
- 11 RED MERCED 23 KV
- 12 RED CONDESA 23 KV
- 13 RED SANTA MARIA 23 KV
- 14 RED LAGUNILLA 23 KV

CAPÍTULO I

CABLES DE ENERGÍA

Uno de los elementos que constituye la red automática son los cables de energía y sus accesorios.

1.1 GENERALIDADES

Se denomina cable de energía al conductor formado por un haz de alambres trenzados y adecuadamente aislados. Los cables de energía de instalación subterránea se pueden clasificar por su voltaje de operación en diferentes tipos como se muestra en la tabla 1.1

Tabla 1.1

CLASIFICACIÓN DE LOS CABLES DE ENERGÍA POR VOLTAJE DE OPERACIÓN		
VOLTAJES USUALES	TIPO DE USO	CABLES AISLADOS INSTALACIÓN SUBTERRÁNEA
385 KV 230 KV 198 KV 115 KV 85 KV	Transmisión	Cables aislados con papel Impregnado, tipos: PIRELLI y OIL FILED.
70 KV 46 KV 35 KV	Sub-transmisión	Cables aislados con papel Impregnado y forro de plomo OF. Cables Vulcanel EP o XLP
25 KV 15 KV 6.6 KV 4.16 KV 2.3 KV	Distribución Media Tensión	Cables Vulcanel EP o XLP Cables Sintenax Cables papel y plomo
440 V 220 V 110 V	Distribución Baja Tensión	TW, THW, Vinanel, Nylon XLP, RHH, etc

1.2 CONSTITUCIÓN

A continuación describiremos cada uno de los elementos constitutivos de estos tipos de cable subterráneo, figura 1.1

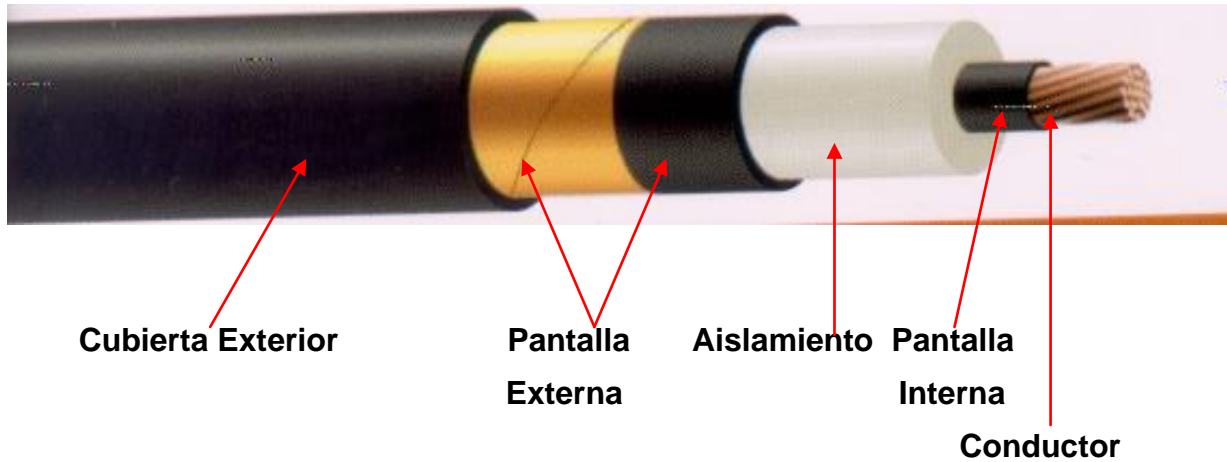


Fig. 1.1 Partes constitutivas de un cable subterráneo de distribución

1.2.1 CONDUCTOR

Es la parte central del cable destinada a conducir la corriente eléctrica. La selección de éste debe hacerse tomando en cuenta principalmente los factores siguientes:

1.2.1.1 Materiales: Para elegir el material conductor se consideran aspectos económicos y técnicos como son disponibilidad, costo inicial, valor de salvamento, conductividad, tendencia a la oxidación, coeficiente de expansión, características térmicas y reacción química con el aislamiento.

En general, los materiales que destacan como buenos conductores de la electricidad son el cobre y el aluminio. En la tabla 1.2 se hace una comparación entre estos materiales.

Tabla 1.2

COMPARACIÓN ENTRE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL COBRE Y DEL ALUMINIO		
PARA IGUAL RESISTENCIA	Al	Cu
RELACIÓN DE AREAS	1.61	1
RELACIÓN DE DIÁMETRO	1.27	1
RELACIÓN DE PESO	0.48	1
PARA IGUAL AMPACIDAD		
RELACIÓN DE AREAS	1.39	1
RELACIÓN DE DIÁMETRO	1.18	1
RELACIÓN DE PESO	0.42	1
PARA IGUAL DIÁMETRO		
RELACIÓN DE RESISTENCIAS	1.61	1
CAPACIDAD DE CORRIENTE	0.78	1
PESO ESPECÍFICO	2.7 gr/cm ³	8.89 gr/cm ³

En esta tabla comparativa se puede observar que las ventajas del cobre sobre el aluminio son considerable, sin embargo, como el aluminio es más ligero que el cobre, esto ha hecho que tenga mayor aplicación en líneas aéreas, mientras que para cables subterráneos es más conveniente el uso del cobre ya que para la misma capacidad de conducción de corriente, el volumen del aluminio es mucho mayor.

El cobre se fabrica en tres grados de suavidad:

--Cobre suave o recocado.- Usado en general para conductores aislados, en los que se requiere mayor conductividad eléctrica.

--Cobre semiduro.- Fabricado con cierta flexibilidad y resistencia a los esfuerzos mecánicos de tensión.

--Cobre duro: Empleado para cables desnudos en los que se requiere una alta resistencia a la tracción, sin importar mucho la flexibilidad.

1.2.1.2 Flexibilidad

La flexibilidad en un conductor puede ser variada, ésta se logra de dos formas: la primera recociendo el metal para suavizarlo, y la segunda, aumentando el número de alambres que lo constituyen o disminuyendo sus diámetros.

1.2.1.3 Forma de los Conductores

La forma del conductor puede variar según el uso a que esté destinado y así puede representar un cierto ahorro económico, figura 1.2.

En la figura 1.2a se muestra un cable redondo concéntrico, que está formado por hilos del mismo diámetro dispuestos en coronas concéntricas.

En la figura 1.2b se muestra la cuerda redonda compacta que es similar al anterior, a excepción de que el conductor ha sido golpeado por unos dados reductores forzando a que los hilos se compacten llenando los huecos y obteniendo una reducción del conductor del 8%.

En la figura 1.2c y 1.2d se muestran las cuerdas sectoral compacta y no compacta.

En la figura 1.2e se muestra la cuerda anular, en ésta los alambres se cablean alrededor de un núcleo central de cuerda textil o metálica especial.

En la figura 1.2f se muestra la cuerda segmental que sirve también para limitar el efecto superficial y está formado por cuatro segmentos aislados entre sí.

En la figura 1.2g se muestra la cuerda sin núcleo.

1.2.1.4 Dimensiones.

Al seleccionar un conductor debemos escoger aquel cuya resistencia permita una distribución económica de energía, no presentando elevaciones de temperatura superiores a las que puede soportar el aislamiento sin que éste se degrade, para ello debemos tomar en cuenta sus dimensiones, ya que la resistencia de un conductor es función inversa del área de su sección transversal.

1.2.1.5 Área Transversal

Al área transversal del conductor se le denomina calibre del conductor, para lo cual se emplean dos escalas para su designación:

- I. La AWG (American Wire Gauge), que designa calibres que van del 36 AWG al 1 AWG y del 1/0 AWG al 4/0 AWG. Para conductores más gruesos que los anteriores se emplea el CM (Circular Mil) que representa el área de un círculo de « Un Mil », es decir, un círculo con diámetro de 0.001 pulgadas.

- II. De acuerdo con las normas, los 2 códigos anteriores deben reemplazarse por el área de la sección transversal de los conductores en mm^2 .

En la tabla 1.3 se comparan ambas escalas.

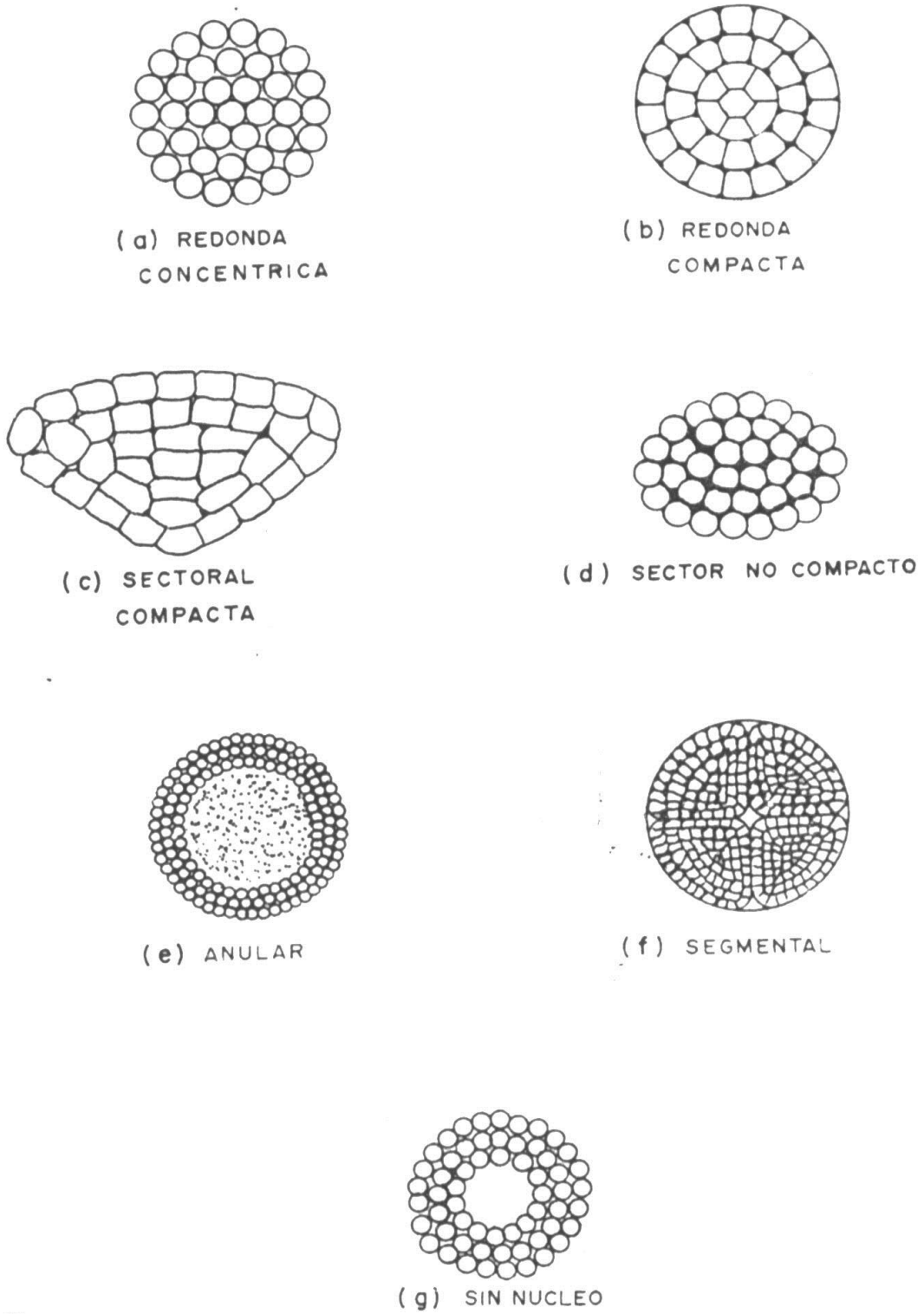


Fig. 1.2 Diversas formas de los conductores

1.2.2) PANTALLA SEMICONDUCTORA INTERNA

Esta pantalla se localiza directamente sobre el conductor y está formada por material semiconductor extruído, es decir, con polímeros compatibles o si no por cintas de papel carbón, nylon o algodón

Tabla 1.3

ESCALA AMERICANA AWG	ESCALA MILIMÉTRICA IEC
CALIBRE AWG	SECCIÓN mm ²
20	0.5
18	0.8235
16	1.307
14	2.082
12	3.307
10	5.26
8	8.367
6	13.3
4	21.15
2	33.62
1/0	53.48
2/0	67.43
3/0	85.01
4/0	107.2
MCM	
250	126.67
350	177.34
400	202.68
500	253.35
600	304.02
800	405.37
1000	506.71

Esta pantalla por ser semiconductor uniformiza el campo eléctrico alrededor del conductor, también amortigua las corrientes elevadas que tienden a viajar sobre la superficie debidas a impulsos o transitorios.

También tiene la función de llenar los huecos que pueden quedar entre el conductor y el aislamiento, evitando que se produzca ionización.

1.2.3) AISLAMIENTO

Un material aislante es aquel que debido a que los electrones de sus átomos están fuertemente ligados a sus núcleos, no permite su fácil desplazamiento.

Entonces el aislamiento es el dieléctrico que se emplea para evitar que la corriente viaje hacia puntos no deseados, debido a la diferencia de potencial que hay entre el conductor y tierra, o entre conductores, evitando así pérdidas excesivas o cortocircuitos.

El material aislante se coloca alrededor de la cinta semiconductora, de tal manera, que la cubra totalmente y con un espesor adecuado a la tensión del servicio del cable, con el fin de que el campo eléctrico a que está sometido el aislamiento sea muy inferior a la tensión de perforación o rigidez dieléctrica del mismo.

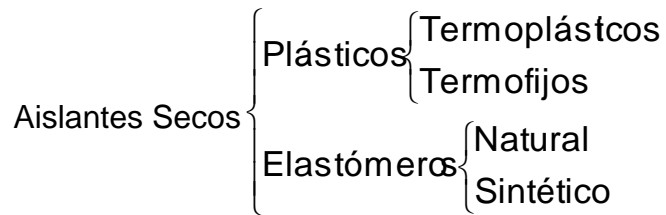
Existe gran variedad de materiales empleados para el aislamiento de los cables subterráneos, estos materiales se seleccionan teniendo en cuenta el voltaje de trabajo, condiciones mecánicas, químicas y económicas.

El tipo de aislamiento que emplea los cables subterráneos son:

- A. Aislamiento Seco.
- B. Papel Impregnado en Aceite

A. Aislamiento Seco:

Estos se subdividen como sigue:



Los aislamientos plásticos son mezclas hechas de materias básicas y otras sustancias denominadas aditivos, los cuales se usan para mejorar las características requeridas en los aislantes. Entre los aditivos más importantes están las cargas (material de relleno), los plastificantes (proporcionan flexibilidad y elasticidad), los estabilizadores (dan protección contra ataques químicos), los endurecedores (aumentan la dureza) y los colorantes (dan protección contra los efectos de la luz, además de facilitar su identificación).

Como se ha visto los materiales plásticos se subdividen en termoplásticos y termofijos debido a su comportamiento físico con el calor.

Los termoplásticos son aquellos que debido a un calentamiento se pierde la forma moldeada pero al enfriarse se vuelve a recuperar su propiedad física, operación que se puede hacer repetidamente.

Entre los materiales termoplásticos más usados como aislantes en este tipo de red se tienen, el Policloruro de Vinilo (PVC) y el Polietileno (PE).

El Policloruro de Vinilo es un polímero formado por un gran número de moléculas de cloruro de vinilo que mejora sus condiciones aislantes con aditivos, pudiendo variar sus temperaturas máximas admisibles desde 50⁰C a 100⁰C, a las cuales se degradaría fácilmente estando en estado puro.

El Polietileno es un material incoloro, translúcido, graso al tacto, no tóxico y menos denso que el agua, su rigidez dieléctrica es comparable a la del papel impregnado y su factor de pérdidas mucho menor, su conductividad térmica es baja, es antihigroscópico y muy resistente a los ácidos.

Los termofijos son aquellos que solamente se pueden moldear por primera vez durante la fabricación, sin reblandecerse posteriormente. Entre este tipo de materiales el más común es el polietileno reticulado, el cual se obtiene de procesar el polietileno para eliminar su condición termoplástico. Alcanza temperaturas de trabajo hasta 90°C y en casos de emergencia hasta 130°C; en caso de corto circuito puede alcanzar temperaturas de 250°C, y a los 300°C se carboniza sin previo reblandecimiento.

En los elastómeros existe el natural y el sintético.

El natural proviene del caucho que es obtenido a partir del látex, es decir, de la savia de ciertos árboles tropicales.

El sintético es obtenido a partir de polímeros artificiales cuyas características mecánicas son similares a las del caucho natural.

Para finalizar con este tipo de aislantes secos, se mencionará el Etileno-propileno (EPR), el cual no se ha clasificado dentro de los dos grupos anteriores debido a que presenta características de ambos, esto se debe a que es una mezcla formada por un polímero (polietileno) y un elastómero (polipropileno), adquiriendo propiedades más cercanas a uno u otro, dependiendo del porcentaje predominante de uno de ellos, así sus propiedades mecánicas y dieléctricas varían desde las de un termoplástico hasta las de un elastómero.

B.-Papel Impregnado en Aceite

A principios del diseño de las redes subterráneas, el papel impregnado era el más utilizado, pero ahora que se han descubierto nuevos materiales aislantes, el papel impregnado sólo se sigue utilizando en el Sistema de Transporte Colectivo “Metro”, debido a sus excelentes cualidades dieléctricas y sus bajas pérdidas.

El papel para éste tipo de aislamiento debe ser de alta calidad, hecho a base de celulosa de coníferas; dicho papel en su forma natural es altamente higroscópico por lo que se tiene que impregnar con aceites minerales mezclados con resinas naturales derivadas de la trementina para aumentar su viscosidad y darle características no migrantes (aceite espeso); este aceite no debe fluir a temperaturas de 40°C a 50°C, ni endurecerse a bajas temperaturas, además debe de ser lo suficientemente fluido para la buena impregnación del papel, lo que se logra elevándolo a una temperatura de 130°C evitando así la formación de huecos y consecuentemente la ionización. En la tabla 1.4 se muestra las características técnicas de estos aceites.

Tabla 1.4

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS ACEITES PARA IMPREGNACIÓN DE PAPEL DE CABLES SUBTERRANEOS		
CARACTERÍSTICAS	ACEITE FLUIDO	ACEITE ESPESO
Peso específico en gr/ cm ³	0.865 A 0.885	0.925 A 0.940
Viscosidad S.U. A 20	28 A 35	2500 a 3000
Viscosidad S.U. A 50	9 A 10.5	250 a 450
Viscosidad S.U. A 100	3 A 3.3	25 a 30
Punto de solidificación en °C	-30	-5
Punto de inflamación en °C	150 A 170	250 a 270
Índice de acidez	0	0.05
Constante Dieléctrica ε	2	2.17 A 2.31

1.2.4) PANTALLA EXTERNA

La pantalla externa es una capa que cubre el aislamiento.

Esta pantalla también puede ser extruida o de cintas de papel carbón, algodón o nylon que van intercaladas con cinta de cobre desnudo o cobre estañado arrollado helicoidalmente y generalmente traslapadas.

Las funciones de la pantalla son:

- a) Proporcionar una trayectoria para la corriente de corto circuito (Fase a Tierra).
- b) Confinar el campo eléctrico en el dieléctrico del cable.

Debido al efecto capacitivo que se produce entre el conductor y la pantalla electrostática, este ocasiona un voltaje tan elevado que puede llegar a alcanzar el voltaje nominal del potencial aislado, lo cual es una condición muy peligrosa, por lo que dicha pantalla debe ser aterrizada en varios puntos, preferentemente en empalmes y terminales. De no aterrizarse ésta, se comportaría como un divisor de tensión entre dos capacitores, que se formarían entre el conductor y la pantalla y entre ésta y tierra. A continuación se muestra en la figura 1.3

1.2.5) CUBIERTA EXTERIOR

Esta cubierta es el último elemento de los cables subterráneos y es la que recubre exteriormente al cable. Se compone de materiales textiles, derivados del caucho, sustancias termoplásticas, etc. Los materiales empleados deben poseer características que eviten daños que pueden causar agentes físicos y químicos a estos cables, como puede ser el caso de la corrosión; así que se seleccionan los que presenten mejores propiedades para contrarrestar dichos efectos en el medio donde vayan a trabajar.

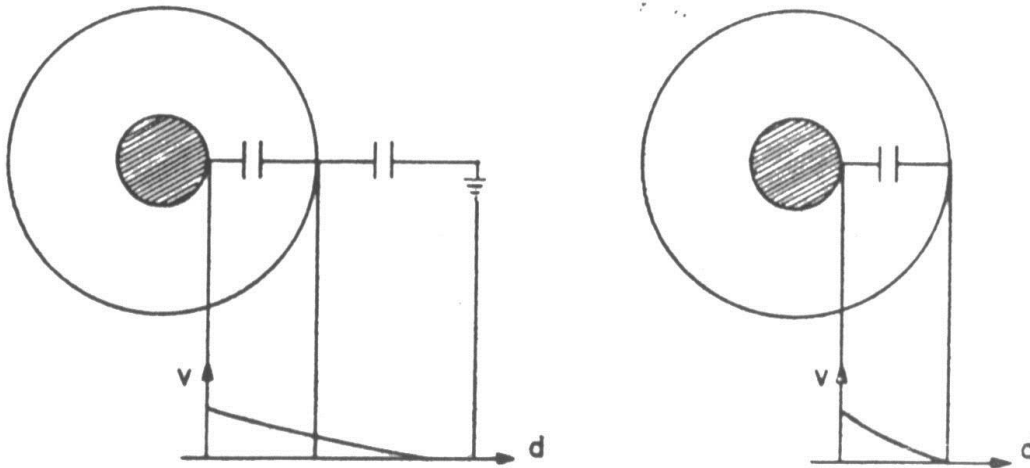


Fig. 1.3 Diversas formas de confinación del campo eléctrico en el dieléctrico del cable al no y si tener pantalla semiconductor externa.

Físicamente estos materiales deben ser resistentes al impacto, al desgarre, a la abrasión, a la acción de la luz, a la llama, además de ser flexible y antihigroscópico. El plomo era el material más usado para cubiertas. Actualmente debido a experimentaciones se tienen otros con mejores propiedades que el plomo para este fin, entre ellos está el polímero llamada Polietileno Reticulado, que tiene gran cantidad de elastómeros.

A continuación se muestra en la tabla 1.5 la diferencia entre los cables de mediana y baja tensión que usa la red automática.

Tabla 1.5

	MEDIANA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN
TIPO DE CABLE	PT	BTC
CONDUCTOR	Cobre Redondo Suave	Cobre Redondo Suave
CINTA SEMICONDUCTORA	Cinta de Papel Carbón	Cinta de Papel Carbón
AISLAMIENTO	Seco Termoplástico Polietileno	Seco Termofijo Polietileno Reticulado
PANTALLA SEMICONDUCTORA	Cinta de Papel Carbón con Cinta de Cobre	Cinta de Papel Carbón con Cobre Estañado
CUBIERTA EXTERIOR	Forro Común de Plomo	Polietileno Negro
NÚMERO DE POLOS	1	1

I) Cables 23 PT

Clave del nombre:

23 = 23 kV, tensión nominal del sistema

P = Cubierta de plomo del cable.

T = Termoplástico, aislamiento del cable.

TABLA 1.6

CABLES 23 PT					
CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	1 X 35	1 X 70	1 x 150	1 X 250
Área de la sección transversal	mm ²	33.62	67.43	152.01	253.35
		2 AWG	2/0 AWG	300 MCM	500 MCM
Número de hilos		19	19	37	37
Diámetro de cada hilo	mm	1.53	2.17	2.27	2.874
Espesor aislamiento de papel y cintas semiconductoras	mm	6.48	6.1	6.1	6.1
Espesor cinta de cobre	mm	0.08	2	0.08	0.08
Espesor de cubierta de plomo	mm	1.9	2	2	2.2
Espesor de cubierta exterior termoplástico	mm	1.65	1.65	1.55	2
Diámetro bajo cubierta plomo	mm	22	22.4	28.1	34
Diámetro sobre cubierta plomo	mm	26	28.5	32.74	38.6
Diámetro exterior del cable	mm	29.4	31.9	33.45	42
Resistencia a 60 Hz y 76 ^o C	Ω/km	0.63	0.32	0.153	0.1086
Reactancia a 60 Hz	Ω/km	0.24	0.23	0.21	0.19
Impedancia a 60 Hz y 75 ^o C	Ω/km	0.63/23	0.4/35	0.27/55	0.21/68
Uso		Para troncales en tramos cortos		Para troncales en los locales de los servicios desde el registro	

II) Cables BTC

Clave del nombre:

B = Baja tensión.

TC = Termofijo de cadena Cruzada, aislamiento del cable.

TABLA 1.7

CABLES BTC							
CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	1 X 15	1 X 35	1 X 70	1 x 150	1 X 250	1 x 400
Área de la sección Transversal	mm ²	13.3	33.62	67.43	152.01	253.35	405.37
		6 AWG	2 AWG	2/0 AWG	300 MCM	500 MCM	800 MCM
Número de hilos		7	7	19	37	37	61
Diámetro exterior del cable	mm	7.71	10.46	14.69	20.72	25.49	31.58
Diámetro del conductor	mm	4.67	7.42	10.63	15.9	20.67	26
Longitud del tramo del cable	M	500	500	500	500	500	300
Masa del tramo de cable	Kg	74.33	172.83	341.73	751.98	1234.75	1163.4
Resistencia a 60 Hz y 90°C	Ω/Km	1.605	0.636	0.319	0.144	0.089	0.061
Reactancia a 60 Hz circuito trifásico cables horizontales	Ω/Km	0.025	0.022	0.021	0.019	0.018	0.018
Uso		Para acometidas		Para ramales	Para troncales y conexión de equipos en subestaciones interiores y bóvedas		

1.3 ACCESORIOS

Los accesorios son los elementos auxiliares para el funcionamiento adecuado de los cables.

Los accesorios más comunes que se emplean actualmente son los siguientes:

1.3.1 EMPALMES

Sirven para unir tramos de cables, de tal manera que eléctricamente puedan ser considerados como un solo tramo o pieza respectivamente.

Los empalmes se hacen necesarios por requerir en ocasiones tramos mayores que los obtenidos de los fabricantes, o bien, porque al presentarse una falla en algún punto no se justifica el cambio total de una pieza.

Estos empalmes se fabrican en tramos que pueden transportarse fácilmente hasta el lugar de su instalación. La longitud de los tramos depende de su sección, limitación de equipo de jalado, equipo de fabricación y resistencia a tensión mecánica.

La tecnología moderna ha desarrollado técnicas y sustancias para ahorrar tiempo y complejidad en la fabricación de empalmes, ya que prácticamente un empalme es construir nuevamente un tramo de aislamiento del cable encima del conector que una la parte conductora.

1.3.2 TERMINALES

Son los accesorios que se instalan en los extremos del cable y sirven para unir éste con los equipos que interconecta. Al igual que los empalmes se han desarrollado técnicas que permite en muchos casos construirlas antes de su instalación, es decir, premoldeadas, encontrándose que una de las grandes ventajas es la de evitar burbujas de aire atrapadas en su interior como sucedía con las fabricadas tradicionalmente.

CAPÍTULO II
CARACTERÍSTICAS
GENERALES DE LA RED

2.1 GENERALIDADES

La usual congestión de los espacios en que se instala este tipo de red, con los consecuentes problemas en la instalación de equipos voluminosos, trae como resultado necesidad de instalar el sistema en forma subterránea.

Cuando algún usuario tiene su propia subestación de mediana a baja tensión y pide la alimentación en media tensión a la compañía, y se encuentra en la zona donde está la red automática; por norma no está permitido dar este tipo de servicio con la red automática, ya que mete ruido al sistema y daña a los equipos; al menos de que se trate de una carga puntual.

Existen dos tipos de redes automáticas:

1) Convencionales:

Estas son utilizadas para la distribución de energía eléctrica en zonas con cargas uniformemente distribuidas.

2) Spot Network o Manchas de Red:

Es utilizada para la alimentación a cargas puntuales.

2.2 REDES AUTOMÁTICAS CONVENCIONALES

2.2.1 CONSTITUCIÓN

Este sistema a diferencia de los otros subterráneos, cuenta con características tales, que le hacen aparecer como un caso especial de las distribuciones subterráneas, en las

que pueden ser consideradas dos tipos de operación principales: Distribución Primaria y Secundaria.

a) Distribución Primaria

Esta distribución primaria corresponde a la parte de mediana tensión de la red; está integrada por una fuente, la cual es normalmente una subestación de distribución; de aquí, salen alimentadores primarios radiales o bahías hacia cada nodo, a través de un interruptor sumergido en aceite, sin enlace entre ellos, lo cual reciben el nombre de “Alimentadores Troncales o Primarios”.

Después de cada troncal se derivan “Alimentadores Ramales” que son seccionados por medio de interruptores, éstos van hasta los transformadores de distribución localizados en las bóvedas, los cuales operan generalmente en paralelo, y la repartición de carga se lleva a cabo mediante una conexión de tipo imbricado.

Por norma, debe contar con un mínimo tres alimentadores primarios, de tal manera que sea diseñado para una primera contingencia y así se pueda absorber el aumento progresivo de la carga.

En el diagrama de la figura 2.1 se muestra la parte de media tensión de la Red Automática.

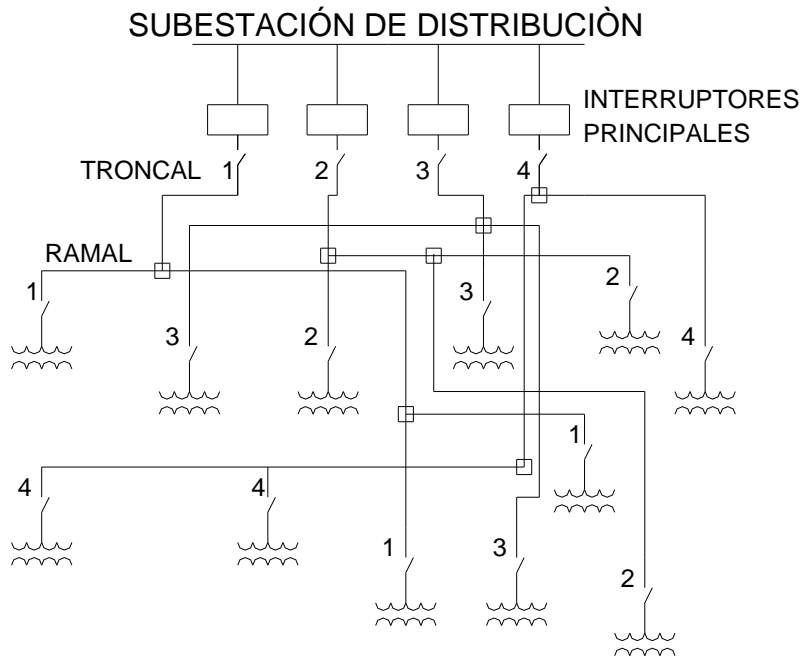


FIG. 2.1 Constitución de la media tensión de la Red Automática

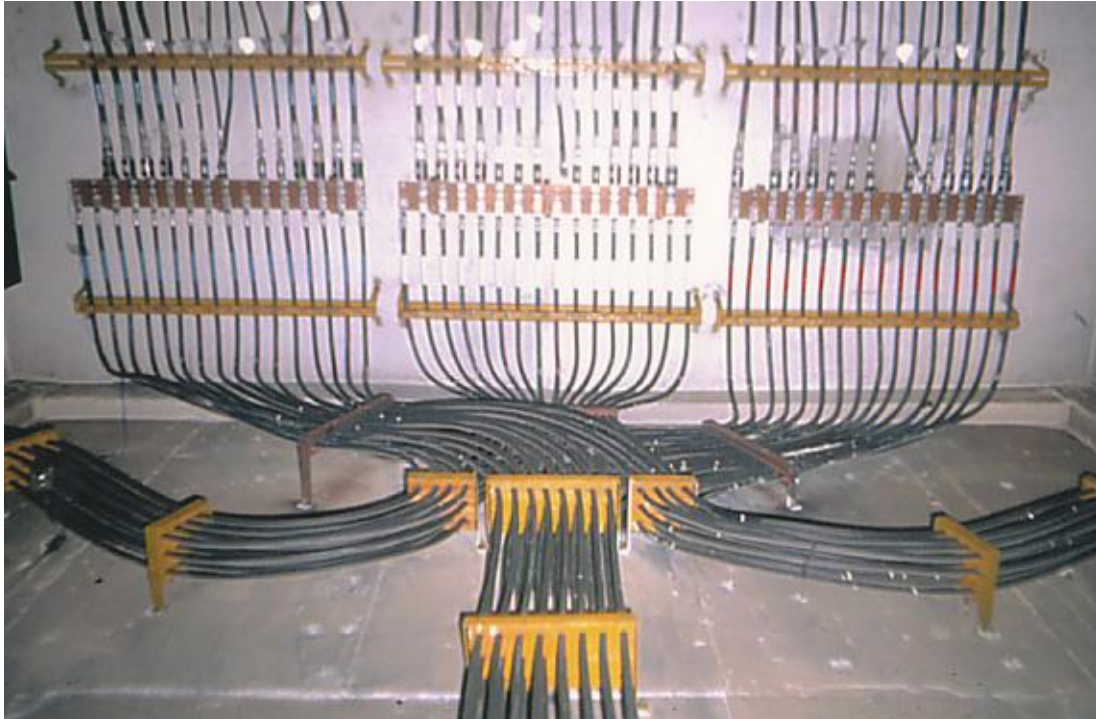
b) Baja Tensión

Al salir los ramales de cada transformador, estos pasan a un dispositivo de protección, conocido como “Protector de Red”; este protector es un interruptor automático en aire controlado por relevadores direccionales que tiene como finalidad evitar un retorno de energía de la Red de Baja Tensión. De este circuito de protección salen varios cables por fase que se conectan a buses monofásicos que van hacia la calles directamente enterrados para interconectarse con un gran número de alimentadores formando una malla, tal como se muestra en la fotografía 1.

En la figura 2.2 se muestra el diagrama de baja tensión.

La red tiene además la cualidad de poder proporcionar energía a cargas uniformemente distribuidas, sin que para ello se sobrecargue demasiado alguno de los

alimentadores a los cuales se encuentra conectadas, ya que los amarres que en diversos puntos se realizan, logran un autobalanceo constante.



FOTOGRAFÍA 1.- Buses monofásicos de la baja tensión de la Red Automática

La pluralidad de los alimentadores en el secundario amarrados sólidamente, proporciona grandes ventajas en la operación tanto en la media como en la baja tensión y mediante la instalación de alimentadores en paralelo con los originales, es posible lograr una mejor repartición de carga y alarga la vida del equipo del sistema.

2.2.2 FUNCIONAMIENTO

Teniendo en cuenta las dos partes de la red, analizaremos lo siguiente:

Supongamos una falla en un transformador de distribución en la parte de media tensión, primero abrirá automáticamente su interruptor principal y luego su cuchilla, por lo

que quedarán desconectados todos los transformadores de ese alimentador, pero seguirán energizados por baja tensión debido a que se encuentran en la malla, entonces circularán corrientes inversas hacia el transformador que presenta la falla, por lo que el protector de red las sentirá y abrirá automáticamente, ya que es sensible a las corrientes inversas, así que se logrará desenergizar por completo el transformador, y la carga será entonces alimentada por los otros transformadores. Por esta razón el diseño de los alimentadores primarios deben ser tal que permitan el aumento de carga cuando uno de ellos falla.

Entonces se observa que no se pierde continuidad en el sistema y se logra una mayor confiabilidad y seguridad en la red.

Una vez reparada la falla o terminado el mantenimiento de la red, se cierran las cuchillas e interruptores que abrieron; asimismo se cerrarán automáticamente los contactos del protector que fue abierto, al detectar los relevadores la diferencia de potencial a la que están calibrados.

Únicamente habrá interrupción en el caso de una falla en la subestación de distribución o una salida completa de todo el sistema. También habrá interrupción con el cliente, si la falla ocurre en su acometida.

- I. Se puede deducir una fórmula para obtener el porcentaje de carga que deben llevar los alimentadores troncales y transformadores según el número de alimentadores que sirven a la malla de Red.

Si suponemos:

N = número de alimentadores

X_n = carga que debe llevar cada alimentador

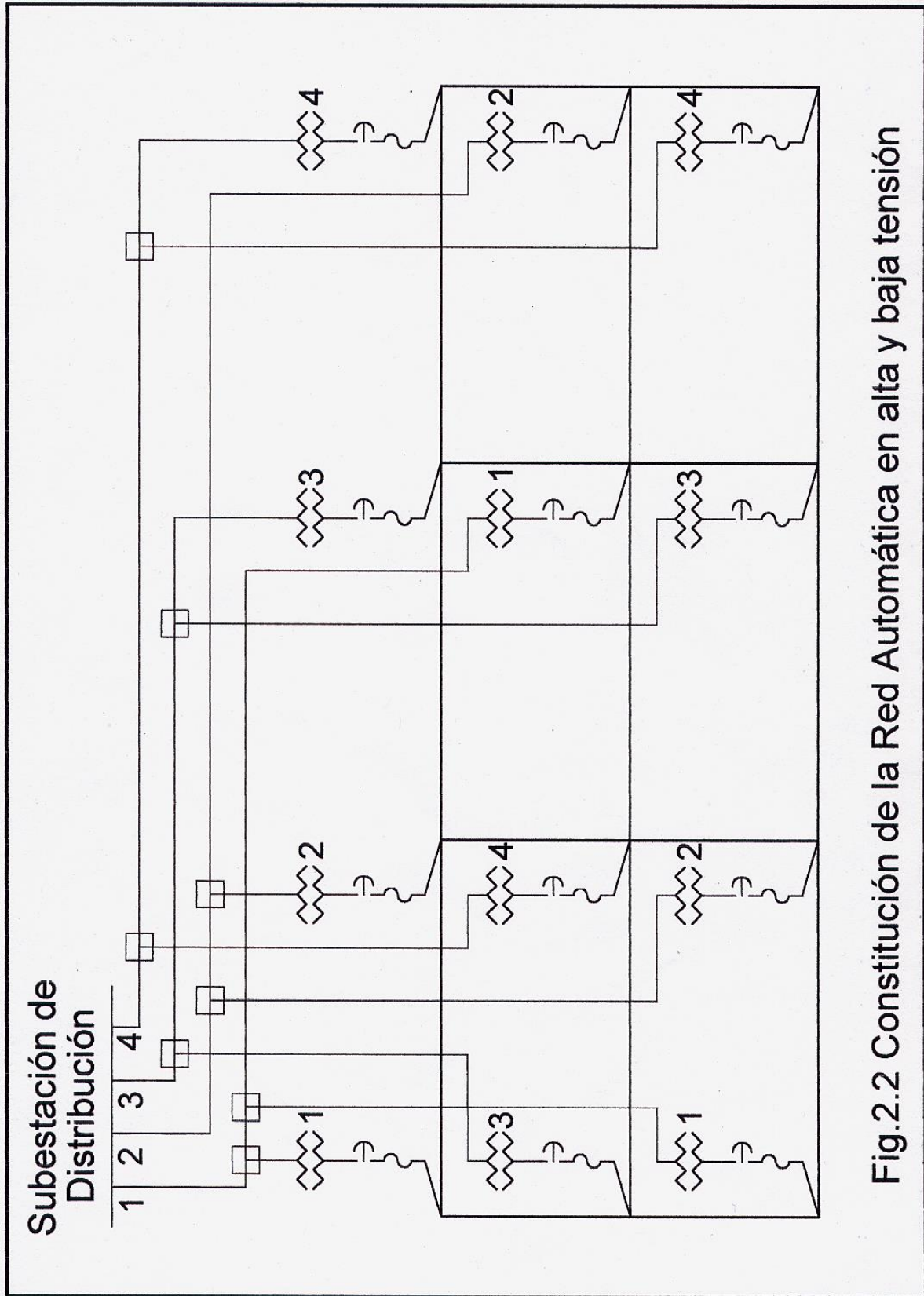


Fig.2.2 Constitución de la Red Automática en alta y baja tensión

Entonces:

$$\frac{X_n}{N-1} = \text{Carga adicional que debe llevar cada alimentador al salir uno de ellos.}$$

Por lo tanto

$$X_n + \frac{X_n}{N-1} = 100\%$$

$$\frac{X_n(N-1) + X_n}{N-1} = 100\%$$

$$\frac{X_n(N-1+1)}{N-1} = 100\%$$

$$\frac{X_n * N}{N-1} = 100\%$$

$$X_n = \left(\frac{N-1}{N} \right) 100\%$$

a) Calculamos la carga de los alimentadores para una primera contingencia:

➤ Si tenemos 2 alimentadores:

$$X_2 = 100\% \frac{2-1}{2} = 50\%$$

⇒ En operación normal los alimentadores deben estar cargados al 50% de su capacidad nominal.

➤ Si tenemos 3 alimentadores:

$$X_3 = 100\% \frac{3-1}{3} = 66.67\%$$

⇒ En operación normal los alimentadores deben estar cargados al 66.67% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 4 alimentadores:

$$X_4 = 100\% \frac{4-1}{4} = 75\%$$

⇒ En operación normal los alimentadores deben estar cargados al 75% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 5 alimentadores:

$$X_5 = 100\% \frac{5-1}{5} = 80\%$$

⇒ En operación normal los alimentadores deben estar cargados al 80% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 6 alimentadores:

$$X_6 = 100\% \frac{6-1}{6} = 83.33\%$$

⇒ En operación normal los alimentadores deben estar cargados al 83.33% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 7 alimentadores:

$$X_7 = 100\% \frac{7-1}{7} = 85.71\%$$

⇒ En operación normal los alimentadores deben estar cargados al 85.71% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 8 alimentadores:

$$X_8 = 100\% \frac{8-1}{8} = 87.5\%$$

⇒ En operación normal los alimentadores deben estar cargados al 87.5% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 9 alimentadores:

$$X_9 = 100\% \frac{9-1}{9} = 88.89\%$$

⇒ En operación normal los alimentadores deben estar cargados al 88.89% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 10 alimentadores:

$$X_{10} = 100\% \frac{10-1}{10} = 90\%$$

⇒ En operación normal los alimentadores deben estar cargados al 90% de su capacidad nominal.

Se observa que entre mayor sea el número de alimentadores, éstos pueden trabajar con una carga más cercana a su plena capacidad. La intercalación y el número de alimentadores primarios determinan la reserva en capacidad que se requiere de los transformadores.

- b) Si tomamos en cuenta las características de los transformadores de distribución que pueden llevar durante dos horas una sobrecarga de 25%, se puede calcular el número ideal de alimentadores haciendo una deducción semejante a la que se hizo anteriormente, suponiendo que están uniformemente repartidos por alimentador y llevando cargas iguales considerando que, al salir un alimentador, saldrán su grupo de transformadores conectados a él , bajo estas condiciones tendremos:

N = número de alimentadores

X_n = carga que debe llevar un transformador

$$X_n = \left(\frac{N-1}{N} \right) 125\%$$

- Si tenemos 2 alimentadores:

$$X_2 = 125\% \frac{2-1}{2} = 62.5\%$$

⇒ En operación normal los transformadores pueden llevar el 62.5% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 3 alimentadores:

$$X_3 = 125\% \frac{3-1}{3} = 83.33\%$$

⇒ En operación normal los transformadores pueden llevar el 83.33% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 4 alimentadores:

$$X_4 = 125\% \frac{4-1}{4} = 93.75\%$$

⇒ En operación normal los transformadores pueden llevar el 93.75% de su capacidad nominal.

- Si tenemos 5 alimentadores:

$$X_5 = 125\% \frac{5-1}{5} = 100\%$$

⇒ En operación normal los transformadores pueden llevar el 100% de su capacidad nominal.

Por lo que se puede decir que una red automática trabaja correctamente con cinco alimentadores troncales y en estas condiciones los transformadores pueden llevar normalmente al 100% de su carga y llevarla al 125% cuando sale un alimentador. Por otro lado, bajo estas condiciones, los

alimentadores deben llevar al 80% de su carga y la llevarán al 100% cuando quede fuera uno de los alimentadores.

II. Para redes suministradas por cinco alimentadores o menos, es razonable suponer que quedará fuera de servicio más de un alimentador en cualquier instante durante el pico de carga. Esto significa que la capacidad total de los alimentadores y transformadores en servicio con “N” alimentadores fuera debe ser tal que pueda llevar toda la carga en ese momento, aun ocurriendo durante el pico de carga, sin dañarse el equipo.

a) Supongamos que tenemos cinco alimentadores:

➤ Si nada más un alimentador queda fuera (Primera Contingencia)

$$X_1 = 100\% \frac{5-1}{5} = 80\%$$

⇒ En operación normal el alimentador debe estar cargado al 90% de su capacidad nominal.

➤ Si sólo dos alimentadores quedan fuera de servicio (Segunda Contingencia)

$$X_2 = 100\% \frac{5-2}{5} = 60\%$$

⇒ En operación normal el alimentador debe estar cargado al 60% de su capacidad nominal.

➤ Si nada más tres alimentadores quedan fuera (Tercera Contingencia)

$$X_3 = 100\% \frac{5-3}{5} = 40\%$$

⇒ En operación normal el alimentador debe estar cargado al 40% de su capacidad nominal.

- Si sólo cuatro alimentadores quedan fuera de servicio (Cuarta Contingencia)

$$X_4 = 100\% \frac{5-4}{5} = 20\%$$

⇒ En operación normal el alimentador debe estar cargado al 20% de su capacidad nominal.

Para asegurar la continuidad en la red, hay que tomar en cuenta que pueden quedar fuera de servicio los 4 alimentadores, por lo tanto en condiciones normales los alimentadores estarán cargados al 20% de su capacidad nominal.

- b) Ahora si tomamos en cuenta las características de los transformadores de distribución tal, que puedan llevar durante dos horas una sobrecarga de 25%, entonces se puede calcular la capacidad de operación normal de cada transformador considerando cinco alimentadores.

N = número de alimentadores

X_n = carga que debe llevar un transformador

$$X_n = 125\% \left(\frac{N-1}{N} \right)$$

- Cuando ocurre Cuarta Contingencia

$$X_3 = 125\% \frac{5-4}{5} = 25\%$$

⇒ En operación normal cada transformador debe estar cargado al 25% de su capacidad nominal.

Por lo tanto en condiciones normales los transformadores estarán cargados al 25% de su capacidad nominal con cinco alimentadores, y cada alimentador estará cargado al 20% de su capacidad nominal.

III. Ahora calcularemos como irá incrementándose la carga, para esto haremos una interpolación.

a) Analizamos en cada alimentador
Operación Normal = 20% de carga.
Cuarta Contingencia = 100% de carga.

➤ Primera Contingencia:

$$\frac{100 - 20}{4 - 0} = \frac{100 - y}{4 - 1}$$

$$y = 40\%$$

➤ Segunda Contingencia:

$$\frac{100 - 20}{4 - 0} = \frac{100 - y}{4 - 2}$$

$$y = 60\%$$

➤ Tercera Contingencia:

$$\frac{100 - 20}{4 - 0} = \frac{100 - y}{4 - 3}$$

$$y = 80\%$$

b) Examinamos en cada transformador.

Operación Normal = 25% de carga.
Cuarta Contingencia = 125% de carga.

➤ Primera Contingencia:

$$\frac{125 - 25}{4 - 0} = \frac{125 - y}{4 - 1}$$

$$y = 50\%$$

➤ Segunda Contingencia:

$$\frac{125 - 25}{4 - 0} = \frac{125 - y}{4 - 2}$$

$$y = 75\%$$

➤ Tercera Contingencia:

$$\frac{125 - 25}{4 - 0} = \frac{125 - y}{4 - 3}$$

$$y = 100\%$$

Por lo que se puede decir que en una red automática trabaja correctamente con cinco alimentadores y en estas condiciones los transformadores pueden llevar normalmente el 25% de su carga y llevarla al 125% cuando ocurre una cuarta contingencia. Por otro lado, bajo estas condiciones los alimentadores primarios deben llevar el 20% de su carga y la llevarán al 100% cuando ocurre una cuarta contingencia.

Entonces se observa que se debe procurar que haya una distribución uniforme en las cargas, para esto debe haber un cierto espaciamiento entre una carga y otra, dependiendo de su demanda para que así haya una caída de tensión dentro de los límites razonables y una buena regulación de voltaje.

También es más confiable que una red automática esté alimentada por dos subestaciones diferentes, ya que si una queda fuera de operación, la otra le sirve de

respaldo. Pero aquí surge un problema, si los niveles de tensión de ambas subestaciones no son iguales, se puede dar el caso de que el flujo de potencia vaya de la tensión mayor a la menor, llegándose a producir corrientes inversas, por lo que actuarán innecesariamente los Protectores de Red, y se empezarán a sobrecargar los equipos, disminuyéndose el tiempo de vida de la Red, o quedar completamente fuera de servicio la Red, por haber provocado que actuaran todos los circuitos de protección. Entonces se comprueba que no es confiable que la alimentación de la Red provenga de dos subestaciones diferentes, sino únicamente de una.

2.2.3 BALANCEO DE LAS CARGAS

Un circuito trifásico balanceado es un sistema en donde los fasores de tensión y corriente en un punto del sistema respectivamente, son de igual magnitud y con un desfase de 120° entre ellos y con secuencia positiva ABC, es decir, levógiro.

Un fasor es un vector rotatorio controlado por el álgebra de los números complejos, de cierta magnitud y ángulo.

$$V_A' = |V_A| \angle \alpha$$

En la figura 2.3 se muestra un diagrama fasorial de un circuito trifásico balanceado.

La suma vectorial de los fasores de corriente y tensión en un sistema balanceado son:

$$I_A' + I_B' + I_C' = 0 \dots\dots\dots(1)$$

$$V_A' + V_B' + V_C' = 0 \dots\dots\dots(2)$$

Pero el circuito se llega a desbalancear por muchas razones, pero algunas causas pueden ser las siguientes:

- ✓ Cuando las cargas por fase no son iguales:

$$Z_1' \neq Z_2' \neq Z_3' \dots \dots \dots (3)$$

- ✓ Si no se hace la transposición de la línea:

Entonces cuando se presenta este desbalance en el circuito, existirá una corriente por el neutro, por lo que la suma vectorial de las corrientes será

$$I_A' + I_B' + I_C' = I_N \dots \dots \dots (4)$$

ya que

$$I_N \neq 0 \dots \dots \dots (5)$$

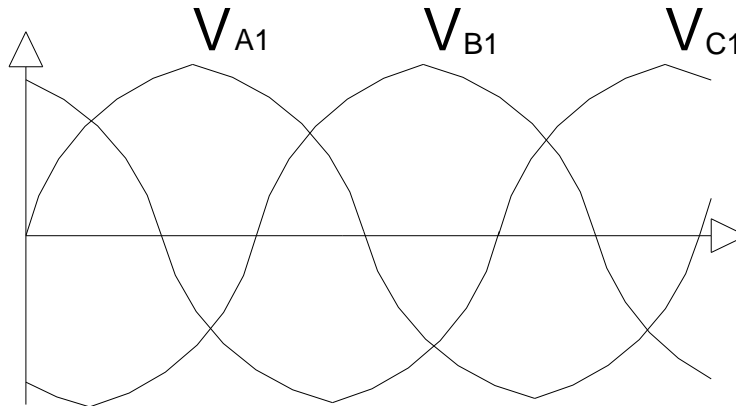
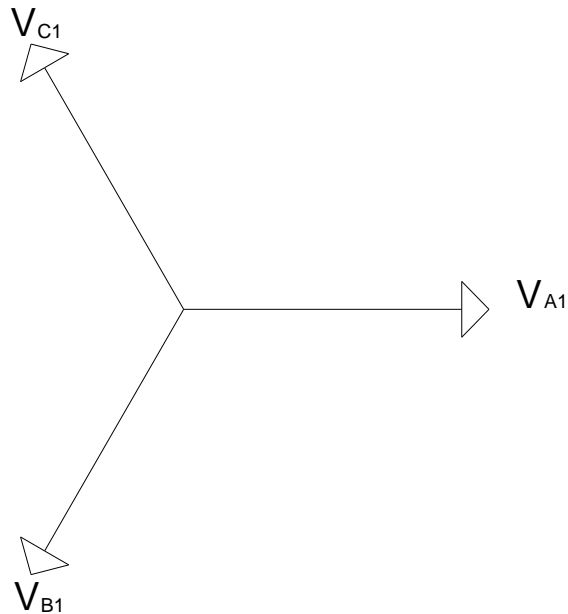


FIGURA 2.3 a) Representación de las tres tensiones de un Sistema Trifásico Balanceado



**FIGURA 2.3 b) Diagrama fasorial de un Sistema Trifásico
Balanceado de Secuencia Positiva**

Esta corriente por el neutro originará una caída de potencial que afecta al circuito de las siguientes maneras:

1. Cuando la fase más desigual es la más cargada, el potencial del neutro va a disminuir al potencial de esa fase; este es el caso más desfavorable.

Por ejemplo,

$$\begin{aligned} \text{Si } I_B' > I_A', I_B' > I_C' \text{ y } I_A' \neq I_C' \\ \Rightarrow V_N' > V_B' \end{aligned}$$

2.-Cuando la fase más desigual es la menos cargada, el potencial del neutro actúa casi colinealmente y en el mismo sentido al potencial de esta fase, por lo que disminuye el potencial de las otras dos fases, pero como el potencial del neutro actúa muy desfasado entonces la disminución es muy pequeña.

Por ejemplo,

$$\begin{aligned} \text{Si } I_B' < I_A' , I_B' < I_C' \text{ y } I_A' \neq I_C' \\ \Rightarrow V_N' = V_B' \end{aligned}$$

En la red automática existe un número mayor de posibilidades de balanceo de las cargas en las fases, ya que de cada nodo o intersección de cables llegan o salen 3 ó 4 derivaciones en paralelo, y con esto se permite un balanceo de fases.

También el desequilibrio de un cable se compensa con el de los demás dando al sistema un buen balanceo. De esta manera se logran más posibilidades de obtener una mejor regulación de los circuitos y menor corriente a tierra, evitando que se calienten las cubiertas de plomo de los cables de media tensión para que no disminuya su capacidad de conducción.

2.2.4 RED CENTRAL AUTOMÁTICA

Sus características constructivas son las siguientes:

- a) Tensión de Operación: 23,000 Volts
- b) Alimentadores Primarios: Cuatro alimentadores troncales monofásicos instalados dentro de cada ducto de asbesto cemento de 5 “ hasta los seccionadores RAC en los cuales se efectúa una conexión en anillo con cable de amarre. Sus secciones son de 253.35 mm² (500 MCM). Se protegen dentro de los registros con asbesto cemento. Los switches seccionadores “RAC” están situados dos en Aquiles Serdán y Belisario Domínguez conectando los alimentadores 51 y 52, y los otros en Av. Hidalgo y Aquiles Serdán con los números 53 y 54.
- c) Transformadores de distribución: 103 transformadores de distribución de 750 kVA, 23 kV/220 V-127, 55°C, cuentan con seccionadores en el primario con posiciones

abierto, cerrado y tierra, y con su protector de red para 2,250 amps. Las derivaciones a transformadores se hacen por medio de cajas de diseño especial de tres y cuatro salidas en 23kV.

- d) Alimentadores Secundarios: Los cables troncales son trifásicos y los ramales monofásicos que forman una malla que conecta a los transformadores de distribución, a través de los buses blindados instalados en sus salidas con placas de cobre para 2,500 amps.

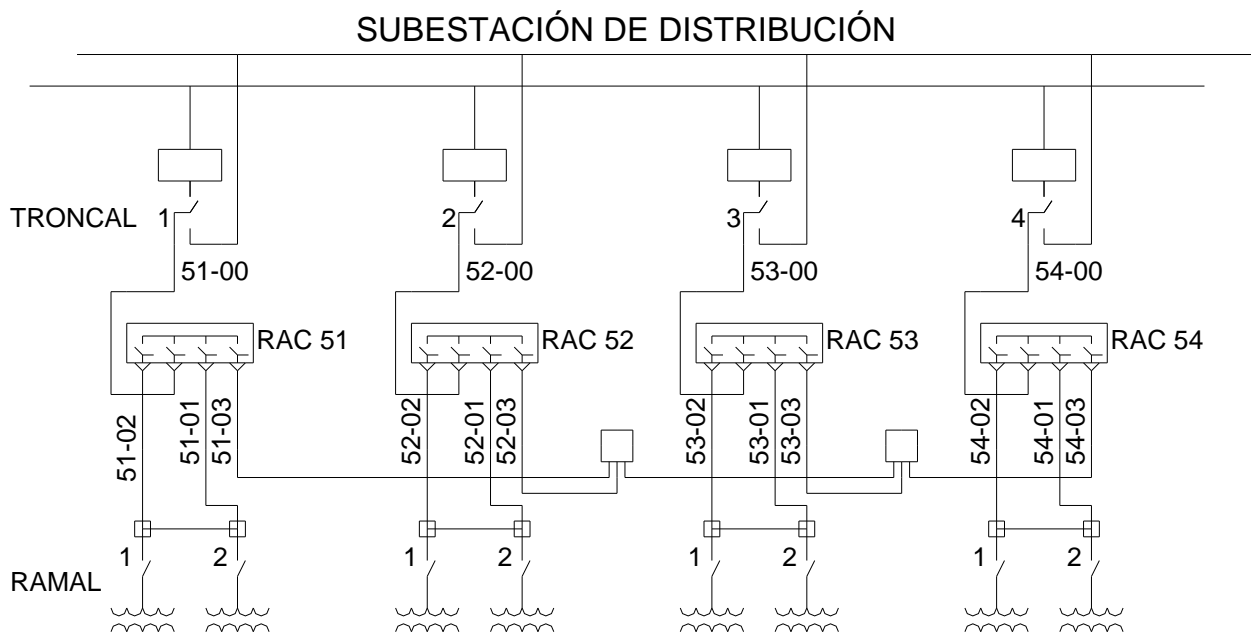


FIG 2.4 Parte de Media Tensión de la Red Central Automática

Operación

La alimentación parte de la subestación primaria por los cables troncales 51-00, 52-00, 53-00, 53-00 y 54-00, hasta los switches seccionadores “RAC” que tienen las posiciones de operación abierto, cerrado y tierra, en cada uno de sus cables, exceptuando el de vías 02 que carecen de la posición cerrado.

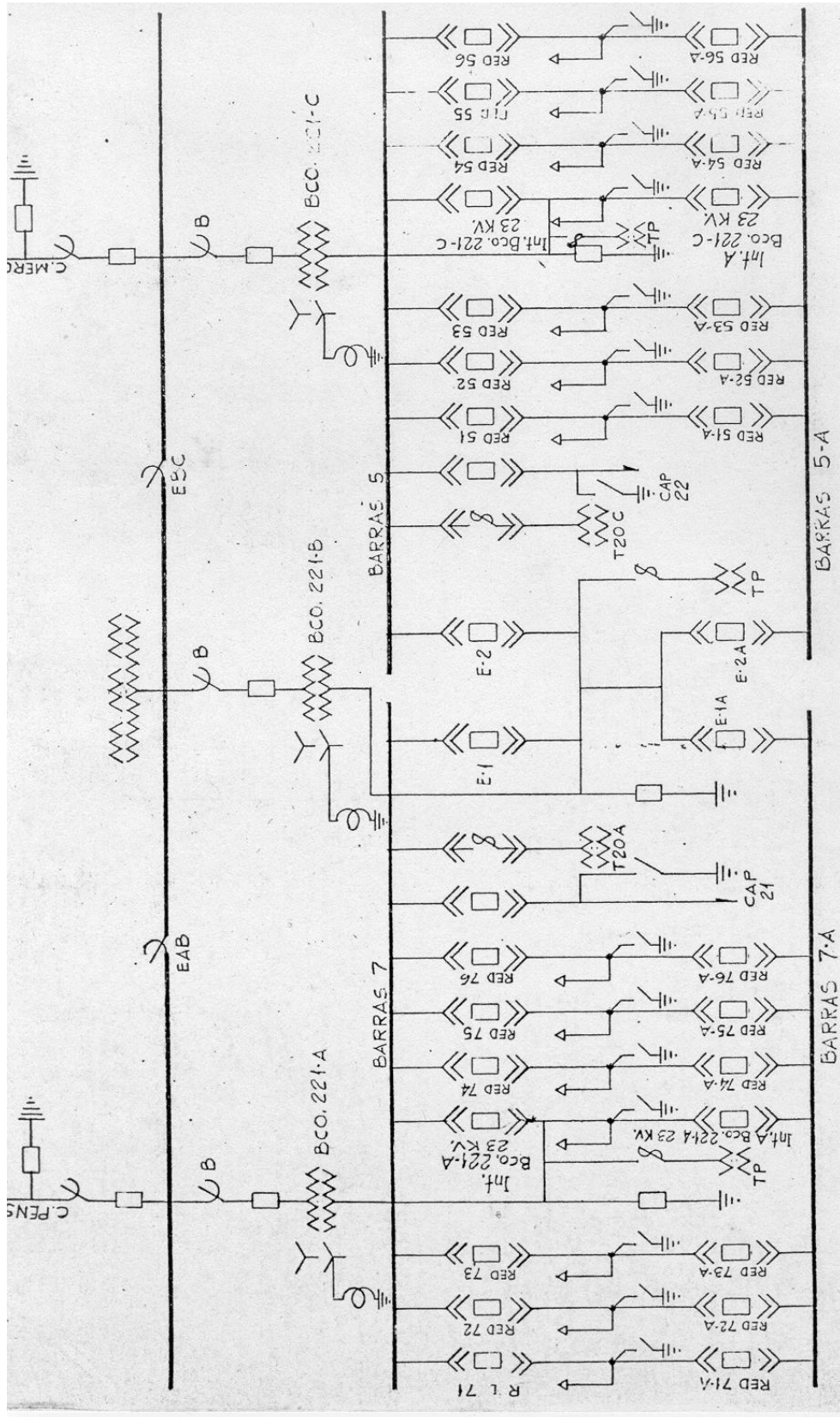
La posición normal de las palancas en los seccionadores RAC son cerradas entre sí las vías 02, 00 y 01 y abierta la 03, exceptuando a una de ellas que dará excitación a las restantes de igual designación mediante conexión en sus cajas seccionadoras. Dichas vías 03 permiten tomar la carga de los troncales de otros alimentadores cuando se llegue a tener dos contingencias, ya que para una contingencia, se causarían problemas de desbalanceo en los alimentadores.

2.2.4.1 Subestación Pensador Mexicano

La Subestación Pensador Mexicano alimenta a la Red Central Automática, está constituida por 3 transformadores de 230/23 kV, de 60 MVA de capacidad cada uno, contando con una capacidad instalada de 180 MVA, con arreglo de doble barra con doble interruptor.

La alimentación a Pensador Mexicano es de la subestación Kilómetro Cero por medio de cable subterráneo de 1000 MCM de Cu, con una longitud de 2.4 km; y con respaldo de la subestación Merced también por medio de cable subterráneo de 1000 MCM, con una longitud de 2.4 km.

CAPÍTULO II
CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA RED



2.3 SPOT NETWORK

Este arreglo es uno de los más flexibles y confiables que existen, se aplica especialmente a grandes centros comerciales, edificios altos, grandes fábricas o en general a áreas en que se tengan grandes concentraciones de carga, es decir, a cargas puntuales. Una carga puntual se presenta cuando tiene una demanda mayor de 500 kVA.

Anteriormente su empleo se restringía a zonas en las que ya se tenía una red automática implantada, pero actualmente se usa en otros arreglos de mediana tensión, como es en el caso del Word Trade Center.

En la ciudad de México, LUZ Y FUERZA DEL CENTRO utiliza el arreglo en Spot Network en lugares de mucha importancia en donde se distribuye la energía con Redes Automáticas, como es en la Red Central la alimentación a la “Torre Latinoamericana”, “Palacio Nacional”, “Museo de Arte Moderno”, “BANCOMER”, “BANAMEX”, etc.

Cinco de las principales características de este tipo de red son:

- Alta confiabilidad.
- Variaciones pequeñas de voltaje, es decir, buena regulación.
- Flexibilidad en el arreglo de cables.
- Operación automática.
- Simplificación del equipo en el lado de media tensión.

2.3.1. CONSTITUCIÓN

Está constituida por alimentadores primarios en paralelo que salen de la subestación de distribución que inciden cada uno a un transformador de distribución, cada transformador se conecta a un bus de servicio común para alimentar a una carga puntual, a través del protector de red el cual está equipado con un relevador direccional; esto es con el fin de dar

un respaldo a la alimentación de la carga y por consiguiente una mayor confiabilidad de servicio.

En la figura 2.4 se muestra un diagrama de una Spot Network.

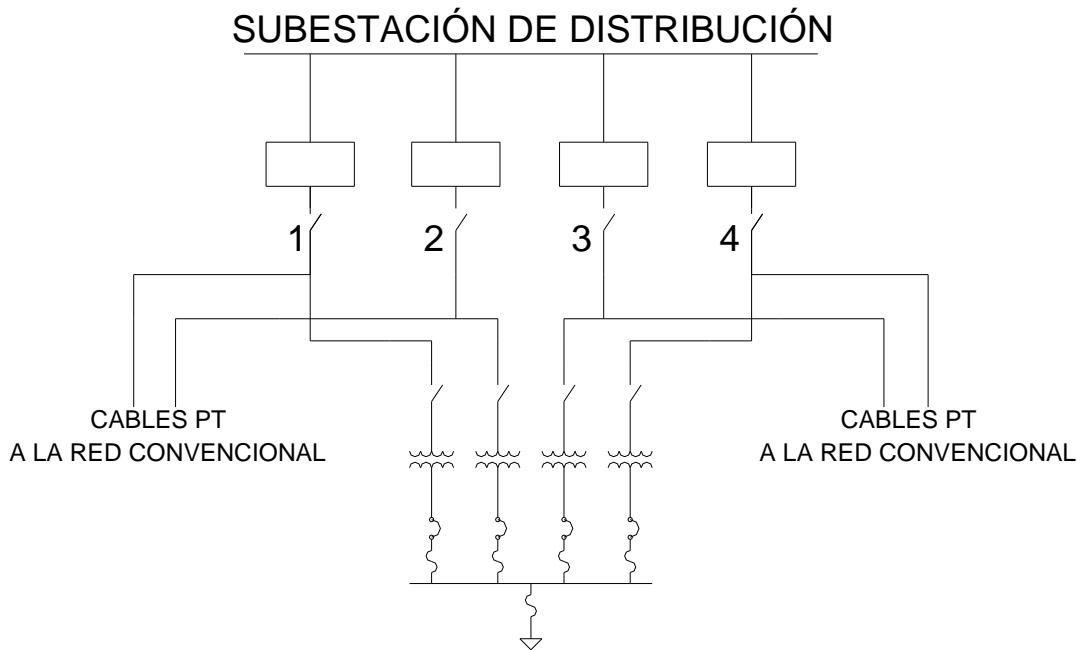


FIGURA 2.4 ARREGLO EN SPOT NETWORK

Por norma, en este arreglo sólo se puede usar de dos a seis transformadores, pero esto depende de los requisitos de capacidad y confiabilidad de la carga.

2.3.2. FUNCIONAMIENTO

Cuando falla algún alimentador, los demás permiten proporcionar un respaldo a la alimentación de la carga, porque permanecen conectados siempre al bus, y los voltajes de los alimentadores primarios se mantienen aproximadamente iguales en magnitud y ángulo;

por consiguiente se asegura una mayor confiabilidad de servicio ya que no se pierde continuidad.

Aquí también se debe lograr que esté distribuida uniformemente la carga en los transformadores para alimentar a la carga puntual.

2.3.3 CARGA DE LOS TRANSFORMADORES

La capacidad de carga y la economía de la Spot Network están relacionadas con la capacidad del transformador y de protector de red. Como por ejemplo, para servir una carga dada, se hace la pregunta, ¿Es más económico utilizar un menor número de transformadores de gran capacidad que un número mayor de transformadores con baja capacidad?

Antes de hacer cualquier consideración debe tomarse en cuenta la sobrecarga permisible en las siguientes unidades escogidas.

- a) El protector de red es el equipo que tiene la máxima capacidad de la red, por lo que no se permitirán sobrecargas en estos elementos.
- b) El transformador puede ser sobrecargado arriba de su capacidad nominal durante cierto periodo, siempre y cuando se tome en cuenta la posibilidad de pérdida de vida del transformador.

CAPÍTULO III

PLANEACIÓN DE LA RED

3.1 GENERALIDADES

La planeación de un sistema de distribución subterráneo tiene como objeto principal, el definir las políticas técnicas y económicas que permitan diseñar, construir y desarrollar este tipo de redes.

Es, por lo tanto, necesario realizar toda clase de estudios que permitan conocer el comportamiento de las redes, tomando en cuenta las restricciones impuestas por el compromiso de mantener un servicio técnicamente satisfactorio a un costo razonable.

Los estudios de planeación de redes deben ser llevados a cabo dentro de un cuadro evolutivo a largo plazo, para lograr conocer, con la mejor aproximación posible, las condiciones presentes y futuras en las que la red en cuestión, deberá asegurar el servicio dentro de los límites establecidos, para que así las inversiones futuras no afecten en la decisión.

Al mismo tiempo, debe fijarse un período en el que se pueda prever el mercado real, las tecnologías o equipos disponibles, y otras informaciones que sean razonablemente confiables. Cuando un proyecto específico contenga características especiales, el horizonte de planeación debe ser el adecuado para estas condiciones particulares.

La planeación de los sistemas de distribución subterráneos, y en especial el de Red Automática, cobra importancia debido a su elevado costo de instalación y desarrollo.

3.2 MÉTODO GENERAL DE ESTUDIO.

Planear una red subterránea es decidir: qué obras nuevas conviene efectuar, qué instalaciones existentes conviene renovar o abandonar y las fechas en que deben ser realizadas estas diferentes operaciones.

Los estudios que generalmente se emprenden son:

- Los encaminados a obtener soluciones de problemas ya presentes.
- Los que tienden a mejorar la gestión actual, o bien, a prever y facilitar la solución de problemas futuros.

Lo primero representa la planeación a corto plazo, y lo segundo a largo plazo; pero en ambos casos, es necesario analizar los problemas en su contexto presente y futuro, bajo las condiciones reales que prevalecen.

La realidad, en la totalidad de los casos, es muy compleja, por lo que es necesario crear modelos, que representen bajo ciertas reglas y limitaciones, el estado real de la red, las cargas actuales y su evolución en el tiempo y las restricciones y exigencias técnicas impuestas por la calidad del servicio.

3.2.1 REGLAS GENERALES PARA LA CREACIÓN DE MODELOS.

Para crear un modelo debe partirse de un esquema inicial que sintetice el problema en estudio. La esquematización se debe hacer tomando en cuenta todos los elementos que puedan tener una influencia notable sobre el problema en estudio. No existe una regla sistemática para la creación de modelos.

La consistencia de un modelo depende del estudio que se quiera efectuar, y el desarrollo del estudio está condicionado por el propio modelo; esta interdependencia permite perfeccionar el modelo durante el curso de estudio.

Es siempre necesario definir límites geográficos y para ello, el problema de fronteras debe ser examinado de manera exhaustiva. Encaminarse a escoger fronteras de uso común, ya sean eléctricas ó administrativas, puede conducir a ignorar algún elemento susceptible de tener una influencia no despreciable dentro del estudio.

Es también necesario fijar una cierta limitación en el período de estudio. Teóricamente es más conveniente interesarse en la evolución de la red durante un período de tiempo lo más largo posible, pero debido a la incertidumbre sobre las previsiones a largo plazo y las imperfecciones de la simulación, es conveniente fijar siempre un plazo razonable.

3.2.2 FACTORES A TOMAR EN CUENTA EN EL ESTUDIO

Los factores frecuentemente tomados en cuenta son:

- Consideraciones Económicas
- Consideraciones Técnicas.
- Consideraciones de orden público, es decir, de política general.

3.2.2.1 Consideraciones Económicas.

Estas comprenden los costos relativos a los trabajos que van a realizarse, como son los de construcción, operación y mantenimiento.

El costo de construcción de una red de distribución subterránea siempre es más alto que el de una aérea; por eso la decisión de implantar una red subterránea implica un cuidadoso estudio económico de todos los factores que pueden intervenir en la decisión.

Un estudio económico tradicional se efectúa llevando el control de entradas y salidas de caja; en el presente caso, esto no es posible, ya que el sistema de distribución es sólo una parte del sistema eléctrico global. Sin embargo, es posible, con una metodología simplificada, comparar de manera aceptable los costos de las diferentes alternativas, así como considerar tres costos fundamentales, el costo de construcción, el de operación y mantenimiento, sumarlos y de esta manera comparar las alternativas.

a) Valor de las Inversiones

Aquí es necesario considerar todos los recursos materiales y mano de obra necesarios para la realización de la inversión, éstos deben comprender cuando menos los siguientes.

- Costo de materiales y equipo
- Mano de obra empleada que debe incluir estudios, proyectos y construcción en su caso.
- Transporte.
- Servicios contratados, en su caso.
- Gastos de administración, como gastos indirectos de ingeniería (oficinistas o dibujantes).
- Tasa de interés durante la construcción.

La composición de todos estos costos constituirá el total estimado de la inversión bruta, de la cual se deberá restar, si éste es el caso, el valor de rescate del equipo existente, obteniéndose de esta manera la inversión real. El valor de rescate se refiere al equipo o material que se retire del sistema existente debido a las modificaciones del proyecto.

b) Costos de operación y mantenimiento.

Para conocer estos costos deben considerarse cuando menos los siguientes puntos:

- Las alternativas en estudio deben evolucionar de acuerdo con el crecimiento de carga prevista, que traerá como consecuencia características de operación diferentes a lo largo de la vida útil de la red.

- Los servicios de operación y mantenimiento son ejecutados por personal operativo, ya sea de operación, reparación o mantenimiento, por lo que sus costos deben ser considerados en cada alternativa, así como los servicios de apoyo que requerirán.

c) Vida útil y valores residuales.

Un sistema de distribución está formado por diversos elementos, tales como transformadores, cables, etc., cada uno de ellos con periodos de vida útil muy diferentes; sin embargo, es necesario establecer valores medios de vida de todo el conjunto o zona de la red que se esté evaluando. Este valor puede ser determinado a partir de las estadísticas históricas de las empresas suministradoras de energía eléctrica; en realidad no se debe olvidar que los diversos componentes serán sustituidos a medida que su vida útil real termina.

En la tabla 3.1 se dan algunos valores medios de vida útil de algunos equipos.

Tabla 3.1 Valores Medios de Vida Útil

Instalación o equipo	Vida útil Años	Valor Residual %
Red aérea	20	10
Red Subterránea	25	30
Subestaciones	25	30
Transformadores Subterráneos	20	40
Postes de Concreto	20	10
Postes de Madera	15	10

Algunas veces es necesario conocer el valor residual del equipo antes del término de su vida útil. En este caso es necesario calcular este valor considerando la depreciación del equipo a esa fecha.

d) Evaluación del costo de las pérdidas.

Dentro del análisis económico de una red de distribución, el costo de las pérdidas es uno de los más difíciles de determinar debido a la complejidad del sistema; existen varios métodos para su cálculo, los cuales dependen fundamentalmente de las políticas económicas de cada empresa.

Hay que recordar que la energía eléctrica es un producto con características muy singulares, ya que sin importar la distancia entre el lugar de producción y el de consumo, éste último se produce en el preciso momento de su utilización, es decir, no puede ser almacenada y se proporciona en la medida exacta que la demanda el consumidor.

Esta característica obliga a que la empresa suministradora de energía eléctrica venda dos productos a cada usuario:

- La energía que consume.
- Disponibilidad de la energía que requiere en el momento y la medida que lo necesite.

Por lo anterior, las tarifas eléctricas están compuestas por dos conceptos:

- El costo de la energía (Costos Variables) \$/kWh.
- El cargo por demanda (Costos fijos) \$/kW.

Los costos variables dependen directamente de la producción de la empresa, es decir, son directamente proporcionales a la energía suministrada.

Los costos fijos se relacionan con la capacidad de las instalaciones necesarias para proporcionar el suministro de energía, es decir, los costos fijos dependen directamente de la

demanda que cada consumidor tiene y de la diversidad con que trabajan sus instalaciones y equipos eléctricos.

Con base en estos conceptos, una alternativa de evaluación recomendada es aquella que simplemente sugiere que el costo de las pérdidas sea calculado en base a las tarifas de compra o generación, según sea el caso, de la empresa suministradora. Este hecho está basado en el principio de que las pérdidas eléctricas son en realidad un costo adicional para el sistema, independiente del costo necesario para suministrar una cantidad determinada a los consumidores; por tanto, su disminución implicará una reducción en la compra o generación de la energía necesaria. En caso de que existan las dos condiciones, es decir, compra y generación, deberá siempre seleccionarse el más oneroso con objeto de lograr un análisis económico más cercano a la realidad. Por tanto el cálculo será únicamente la multiplicación del costo considerado por el valor calculado de las pérdidas de cada alternativa seleccionada.

3.2.2.2 Consideraciones Técnicas.

Aquí se considera la Densidad de Carga de la Zona a Alimentar, el Tipo de Carga, etc.

En base a la densidad de carga, resulta conveniente una red subterránea a partir de una densidad de 5 kVA/km², pero para una red tipo automática a partir de los 25,000 kVA/km².

Es oportuno notar que la instalación de una red automática, dependerá también del tipo de carga que se trate, es decir, que se encuentre uniformemente distribuida.

3.2.2.3 Consideraciones de Política General

Aquí intervienen los aspectos de seguridad, sociales, políticos, estéticos y económicos, por lo que se toman en cuenta observando las recomendaciones y disposiciones del tipo legal contenidas en los reglamentos en vigor. Se considerarán también, los criterios establecidos por la experiencia, así como suposiciones y postulados, y las informaciones sobre el estado físico de las instalaciones.

Algunos ejemplos pueden ser las regulaciones y leyes de construcción de la ciudad o zona, presencia de obstrucciones físicas del terreno, proximidad de aeropuertos, etc.,

3.2.3 REPRESENTACIÓN SIMPLIFICADA DEL DOMINIO DEL ESTUDIO.

Una vez que se ha definido el dominio del estudio, es necesario simplificarlo para que la esquematización resulte accesible al análisis y al cálculo.

3.3 NORMALIZACIÓN

Normalización: es el proceso de formular y aplicar reglas para obtener una técnica y economía de conjunto óptimas basado en la ciencia, la tecnología y la experiencia.

Normas: son reglas sancionadas por organismos especializados en las que se basa el diseño y construcción de equipos, partes e instalaciones de cualquier área de la ingeniería.

Las normas tienen tres niveles:

- I. Nivel Particular: Estas son las normas que establece una empresa para satisfacer sus propias necesidades, optimizar costos y calidad de sus productos, por ejemplo, las normas de CFE y LFC.
- II. Nivel Nacional: estas son las normas que se establecen en un país para reglamentar las transacciones entre fabricantes y consumidores. Por ejemplo, en México se tiene las normas NOM (Norma Oficial Mexicana) y la NMX (Norma Mexicana).
- III. Nivel Internacional: estas normas son de aplicación general y engloban a los otros niveles. Estas reglamentan las transacciones entre los países. Por ejemplo las normas IEC (INTERNATIONAL ELECTROTECHINICAL COMISSION).

El proceso de normalización se complementa con las acciones siguientes:

- 1) Aplicación de la Petrología y Ciencia de las Mediciones para fabricar los productos y comprobar sus características.
- 2) Control de Calidad para verificar que las instalaciones y productos estén de acuerdo con las normas correspondientes.
- 3) Certificación y Sanción por parte de una autoridad técnica de un producto de acuerdo con las normas.

En México, el organismo que se encarga de promover, formular y sancionar las normas nacionales, es la Dirección General de Normas (DGN) de la Secretaria de Economía, así como también la Secretaria de Energía, con el apoyo de la “Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE A.C)”.

ANCE A.C es una institución privada sin fines de lucro, concebida el 10 de diciembre de 1992, con el fin de brindar apoyo y servicios en materia de Normalización, Certificación, Laboratorio de Pruebas y Unidad de Verificación.

ANCE A.C se encuentra integrada de una manera equilibrada por representantes de nivel nacional de fabricantes, distribuidores, comercializadores, prestadores de servicios, consumidores, instituciones de educación superior, así como las dependencias y entidades competentes involucradas directa o indirectamente con el Sector Eléctrico.

Los objetivos de ANCE A.C son las siguientes:

- ✓ Contribuir con el fortalecimiento del Sistema Nacional de Normalización y Evaluación de la Conformidad.
- ✓ Aumentar la seguridad y competitividad de los productos electrodomésticos, eléctricos, plásticos y aparatos de gas., elaborando para ello Normas Mexicanas (NMX-j-ANCE), a través del Comité de Normalización de la Asociación de Normalización y Certificación (CONANCE). También colabora con entidades gubernamentales en la elaboración y revisión de la NOM de seguridad y eficiencia energética, entre otras que involucran al sector eléctrico. El CONANCE fue aprobado el 8 de abril de 1994.
- ✓ Realizar pruebas de laboratorio a aparatos eléctricos, electrodomésticos, electrónicos, balastos, luminarias, herramientas, etc., con el fin de aumentar la seguridad, eficiencia energética, calidad y competitividad de estos productos. Este Laboratorio fue acreditado por la DGN el 14 de noviembre de 1994; actualmente cuenta con la acreditación otorgada por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA).
- ✓ Certificar el cumplimiento de producto con Normas Oficiales Mexicanas (NOM) y la conformidad con Normas Mexicanas (NMX); para ello ha desarrollado modelos de certificación acordes a las necesidades de los clientes y conforme a las "Políticas y procedimientos para la evaluación de la conformidad". Este

organismo de certificación fue acreditado por la EMA el 8 de diciembre de 1993.

- ✓ Certificar sistemas de gestión de la calidad y ambiental a empresas de cualquier sector industrial y de servicios, conforme a una serie de Normas, anteriormente la NMX—CC/ISO 9000 y actualmente la NMX-SAA/ISO 14000. Esta fue acreditada el 23 de abril de 1998 por la DGN de la SECOFI.

- ✓ Verificar el cumplimiento con la NOM y la NMX a través del otorgamiento de marcas de certificación que permitan la diferenciación de los productos en el mercado tanto nacional como extranjero. ANCE obtiene la acreditación como unidad de verificación el 13 de junio de 1997 por la EMA y aprobada por la DGN. Para demostrar este cumplimiento, ofrece los servicios de verificación en dos modalidades:
 - Constancia de Conformidad: Documento que ampara el etiquetado de origen de productos importados o de fabricación nacional, que cumplen con la NOM establecida y es de vigencia indefinida.
 - Dictamen de Cumplimiento: Documento que libera al importador de su compromiso ante Aduanas y otorga la facilidad de etiquetar el producto en su almacén o bodega y avala el cumplimiento con la NOM correspondiente.

Para el diseño y construcción de la Red Automática se deben aplicar las siguientes normas:

- Normas de Redes Subterráneas de CFE y LFC.
- NOM –001 SEDE – 1999 de Instalaciones Eléctricas.
- NMX – J – 098 Sistemas Eléctricos de Potencia.
- NMX – J – 427 Transformadores Trifásicos tipo Sumergible para Distribución Subterránea.

4.4 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

El diseño de la red automática en baja tensión requiere del análisis de las corrientes de corto circuito trifásico que puedan presentarse en diferentes puntos de la misma, ya que la falla que causa los efectos más severos es la trifásica.

El análisis se efectuará en zonas limitadas por uno, cinco, nueve y trece transformadores de distribución, considerando lo siguiente:

- Que toda la red quede constituida por manzanas cuadradas de 150 m por lado.
- Que todos los transformadores de distribución sean de 750 kVA con $Z_T= 4.3\%$.
- Que los cables de baja tensión sean del calibre 500 MCM y con una $ZC=7\%$.
- Que los alimentadores secundarios no tengan carga conectada.

Tabla 3.2 Selección de las bases

Parámetro	Base	Unidad
$S_{B3\phi}$	750	kVA
V_B	220	V
I_B	1.97	kA
Z_B	0.064	Ω

El método que se utilizará será el directo y se analizarán dos casos:

- 1) Considerando el punto de falla a la salida de un transformador.
- 2) Considerando el punto de falla entre dos transformadores.

- 1) Considerando el punto de falla a la salida de un transformador.

Aquí se despreciarán las aportaciones que puedan deberse a los que se encuentran en sus vecindades y suponiendo valores de impedancia ideales.

En estas condiciones la corriente de falla máxima podrá ser localizada en las esquinas de las calles, o en el centro de la red y sus valores dependerán de su ubicación con respecto de los centros de carga.

$$V_{FALLA P.U} = 1 \angle 0^\circ [P.U]$$

$$Z_{T P.U} = 0.043 \angle 90^\circ [P.U]$$

a) Con un transformador

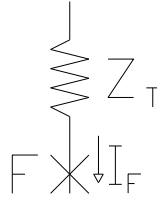


Fig. 3.1

$$Z_{TH1} = Z_T = 0.043 \angle 90^\circ [P.U]$$

$$I_{F P.U} = \frac{V_{F.P.U}}{Z_{YH1}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.043 \angle 90^\circ} = 23.26 \angle -90^\circ [P.U]$$

$$I_{F3\phi} = I_{F P.U} \times I_B = (23.26 \angle -90^\circ)(1.97 kA)$$

$$I_{F3\phi} = 45.82 \angle -90^\circ [kA]$$

b) Con cinco transformadores

$$Z_{TH5} = \frac{Z_T + Z_c}{4} \parallel Z_T = \frac{0.043 \angle 90^\circ + 0.07 \angle 90^\circ}{4} \parallel 0.043 \angle 90^\circ$$

$$Z_{TH5} = 0.02895 \angle 90^\circ \parallel 0.043 \angle 90^\circ = \frac{(0.02895 j \times 0.043 j)}{(0.02895 j + 0.043 j)}$$

$$Z_{TH5} = 0.017 \angle 90^\circ [P.U]$$

$$I_{F P.U} = \frac{V_{F.P.U}}{Z_{YH5}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.017 \angle 90^\circ} = 58.82 \angle -90^\circ [P.U]$$

$$I_{F3\phi} = I_{F P.U} \times I_B = (58.82 \angle -90^\circ)(1.97 kA)$$

$$I_{F3\phi} = 115.88 \angle -90^\circ [kA]$$

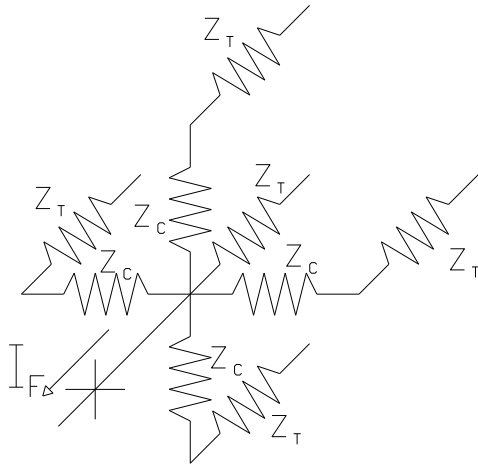


Fig.3.2 a)

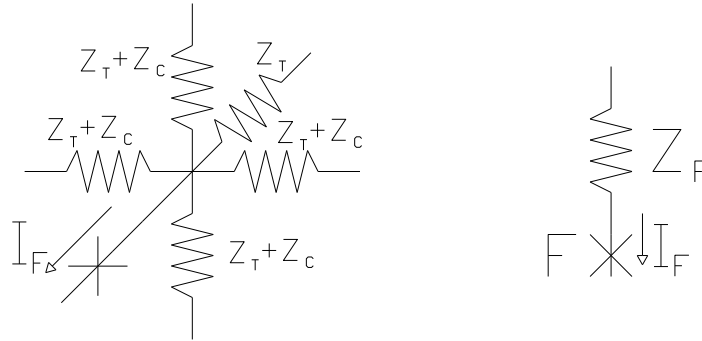


Fig.3.2 b)

c) Con nueve transformadores

$$Z_{TH9} = \left[\left[\left[\left[\frac{Z_T}{4} + \frac{Z_c}{8} \right] \parallel \frac{Z_T}{4} \right] + \frac{Z_c}{4} \right] \parallel Z_T \right] = \left[\left[\left[\frac{2Z_T + Z_c}{8} \parallel \frac{Z_T}{4} \right] + \frac{Z_c}{4} \right] \parallel Z_T \right]$$

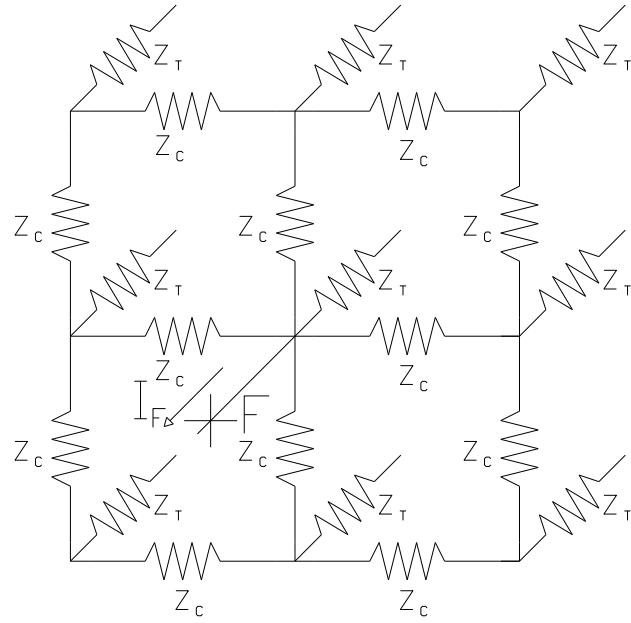


Fig.3.3 a)

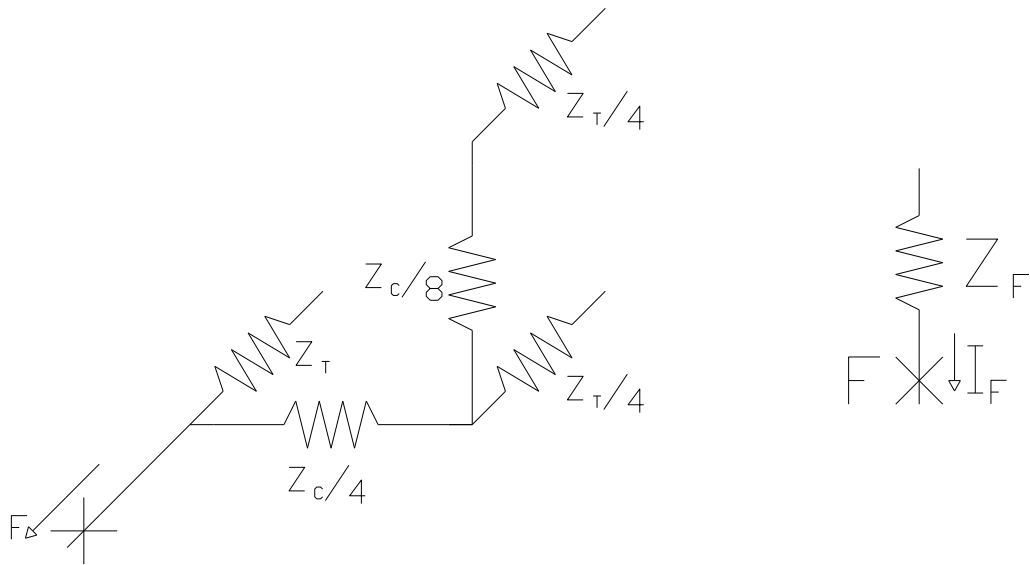


Fig.3.3 b)

$$Z_{TH9} = \left[\left[\frac{(0.0195j \times 0.01075j)}{(0.0195j + 0.01075j)} + \frac{0.07 \angle 90^\circ}{4} \right] \parallel 0.043 \angle 90^\circ \right]$$

$$Z_{TH9} = \left[\frac{4(6.93 \times 10^{-3}j) + 0.07j}{4} \parallel 0.043 \angle 90^\circ \right] = \frac{(0.02443j \times 0.043j)}{(0.02443j + 0.043j)}$$

$$Z_{TH9} = 15.6 \times 10^{-3} \angle 90^\circ [P.U.]$$

$$I_{FP.U} = \frac{V_{F.P.U}}{Z_{YH9}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{15.6 \times 10^{-3} \angle 90^\circ} = 64.1 \angle -90^\circ [P.U.]$$

$$I_{F3\phi} = I_{FP.U} \times I_B = (64.1 \angle -90^\circ)(1.97kA)$$

$$I_{F3\phi} = 126.28 \angle -90^\circ [kA]$$

d) Con trece transformadores

$$Z_{TH13} = \left[\left[\left[\frac{Z_T}{4} + \frac{Z_c}{8} \right] \parallel \frac{Z_T}{4} \parallel \left[\frac{Z_T}{4} + \frac{Z_c}{4} \right] \right] + \frac{Z_c}{4} \right] \parallel Z_T$$

$$Z_{TH13} = \left[\left[\left[\frac{2Z_T + Z_c}{8} \parallel \frac{Z_T}{4} \parallel \left[\frac{Z_T}{4} + \frac{Z_c}{4} \right] \right] + \frac{Z_c}{4} \right] \parallel Z_T \right]$$

$$Z_{TH13} = \left[\left[\left[\frac{2(0.043 \angle 90^\circ) + 0.07 \angle 90^\circ}{8} \parallel \frac{0.047 \angle 90^\circ}{4} \parallel \left[\frac{0.047 \angle < 90^\circ}{4} + \frac{0.07 \angle 90^\circ}{4} \right] \right] + \frac{0.07 \angle < 90^\circ}{4} \right] \parallel 0.043 \angle 90^\circ \right]$$

$$Z_{TH13} = \left[\left[\left[\frac{(0.0195j) \times (0.01175j)}{(0.0195j) + (0.01175j)} \parallel 0.02925 \angle 90^\circ \right] + 0.0175 \angle 90^\circ \right] \parallel 0.043 \angle 90^\circ \right]$$

$$Z_{TH13} = \left[\left[\frac{(7.33 \times 10^{-3}j) \times (0.02925j)}{(7.33 \times 10^{-3}j) + (0.02925j)} + 0.0175 \angle 90^\circ \right] \parallel 0.043 \angle 90^\circ \right]$$

$$Z_{TH13} = \left[\left[5.86 \times 10^{-3} \angle 90^\circ + 0.0175 \angle 90^\circ \right] \parallel 0.043 \angle 90^\circ \right] = \frac{(23.36 \times 10^{-3}j) \times (0.043j)}{(23.36 \times 10^{-3}j) + (0.043j)}$$

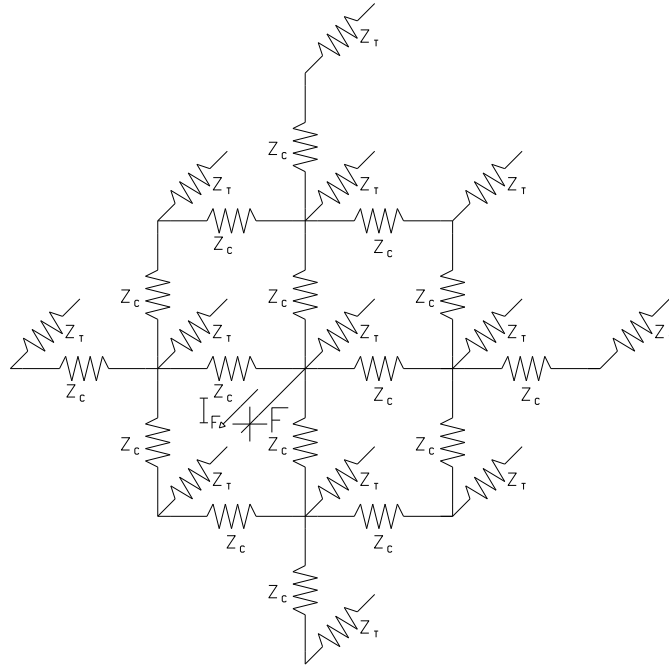


Fig.3.4 a)

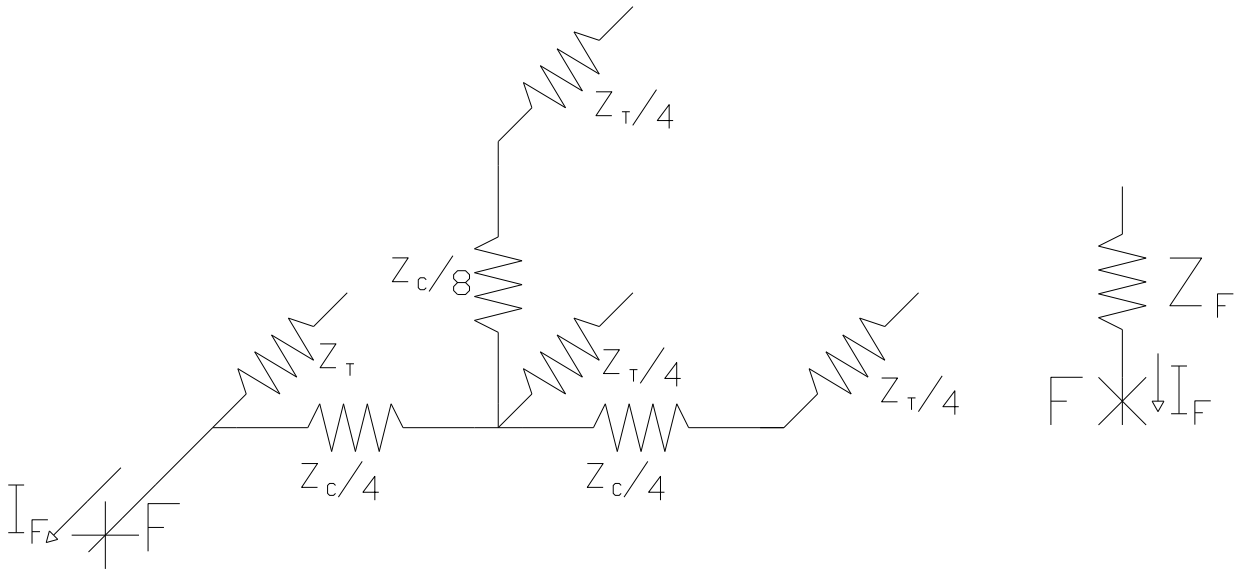


Fig.3.4 b)

$$Z_{TH13} = 15.1 \times 10^{-3} \angle 90^\circ [P.U.]$$

$$I_{F.P.U} = \frac{V_{F.P.U}}{Z_{YH13}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{15.1 \times 10^{-3} \angle 90^\circ} = 66.23 \angle -90^\circ [P.U.]$$

$$I_{F3\phi} = I_{F.P.U} \times I_B = (66.23 \angle -90^\circ)(1.97 kA)$$

$$I_{F3\phi} = 130.47 \angle -90^\circ [kA]$$

Tabla 3.3 Punto de falla a la salida de un transformador.

Número de Transformadores	Capacidad de cada transformador kVA	Z_T	$I_{F3\phi}$
		P.U	kA
1	750	0.043	45.82
5	750	0.043	115.88
9	750	0.043	126.28
13	750	0.043	130.47

Se observa que los valores de corriente de falla para los dos últimos casos no tienen una variación muy notable, es decir, el corto circuito para un caso con mayor número de transformadores no contribuirá mucho para elevar la magnitud de la corriente.

Esto sucede porque la magnitud de la corriente de falla depende de:

- El tipo de falla que se presente.
- Las características del sistema.
- Lugar donde ocurre la falla en el sistema.

2) Considerando el punto de falla entre dos transformadores.

Ahora supondremos una falla en el punto medio de un cable de baja tensión, es decir, entre dos transformadores.

a) Con un transformador

$$Z_F = Z_{TH1} + \frac{Z_c}{2}$$

$$Z_F = 0.043 \angle 90^\circ + \frac{0.07 \angle 90^\circ}{2}$$

$$Z_F = 0.078 \angle 90^\circ [P.U.]$$

$$I_{F P.U.} = \frac{V_{F P.U.}}{Z_F} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.078 \angle 90^\circ} = 12.82 \angle -90^\circ [P.U.]$$

$$I_{F3\phi} = I_{F P.U.} \times I_B = (12.82 \angle -90^\circ)(1.97 kA)$$

$$I_{F3\phi} = 25.26 \angle -90^\circ [kA]$$

b) Con cinco transformadores

$$Z_F = Z_{TH5} + \frac{Z_c}{2}$$

$$Z_F = 0.017 \angle 90^\circ + \frac{0.07 \angle 90^\circ}{2}$$

$$Z_F = 0.052 \angle 90^\circ [P.U.]$$

$$I_{F P.U.} = \frac{V_{F P.U.}}{Z_F} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.052 \angle 90^\circ} = 19.23 \angle -90^\circ [P.U.]$$

$$I_{F3\phi} = I_{F P.U.} \times I_B = (19.23 \angle -90^\circ)(1.97 kA)$$

$$I_{F3\phi} = 37.88 \angle -90^\circ [kA]$$

c) Con nueve transformadores

$$Z_F = Z_{TH9} + \frac{Z_c}{2}$$

$$Z_F = 15.6 \times 10^{-3} \angle 90^\circ + \frac{0.07 \angle 90^\circ}{2}$$

$$Z_F = 0.0506 \angle 90^\circ [P.U]$$

$$I_{FP.U} = \frac{V_{FP.U}}{Z_F} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.0506 \angle 90^\circ} = 19.76 \angle -90^\circ [P.U]$$

$$I_{F3\phi} = I_{FP.U} \times I_B = (19.76 \angle -90^\circ)(1.97 kA)$$

$$I_{F3\phi} = 38.93 \angle -90^\circ [kA]$$

d) Con trece transformadores

$$Z_F = Z_{TH13} + \frac{Z_c}{2}$$

$$Z_F = 15.1 \times 10^{-3} \angle 90^\circ + \frac{0.07 \angle 90^\circ}{2}$$

$$Z_F = 0.0501 \angle 90^\circ [P.U]$$

$$I_{FP.U} = \frac{V_{FP.U}}{Z_F} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.0501 \angle 90^\circ} = 19.96 \angle -90^\circ [P.U]$$

$$I_{F3\phi} = I_{FP.U} \times I_B = (19.96 \angle -90^\circ)(1.97 kA)$$

$$I_{F3\phi} = 39.32 \angle -90^\circ [kA]$$

Tabla 3.4 Punto de falla entre dos transformadores.

Número de Transformadores	Capacidad de cada transformador kVA	Z_T	$Z_c/2$	$I_{F3\phi}$
		P.U	P.U	kA
1	750	0.043	0.035	25.26
5	750	0.043	0.035	37.88
9	750	0.043	0.035	38.93
13	750	0.043	0.035	39.32

3.5 PLANEACIÓN DE LA SPOT NETWORK.

Para poder decidir si se va a utilizar este arreglo, debemos tomar en cuenta que la carga sea una carga puntual, es decir, normalmente más de 500 kW. Después de esto, se

requiere tener un amplio conocimiento de la ubicación de los circuitos primarios, de las subestaciones MT-BT y de los circuitos de baja tensión, así como sus respectivas cargas. Esto se logra en base de planos actualizados y a base de pruebas de carga de los circuitos mencionados. El factor que crea un “efecto de cambio” en la red, es la carga que se agregará y en la que el solicitante debe tener especial cuidado al fijar el factor de demanda. Además de esto, hay que tomar en cuenta el espacio destinado para instalar el o los equipos de medición, así como la canalización para la acometida.

En la figura 3.5 se tiene un diagrama de flujo para el diseño de una Spot Network.

Una vez que se ha tomado la decisión de alimentar la carga con un arreglo en “Spot Network”, se puede pasar a la etapa de diseño de la subestación, para eso es conveniente considerar los siguientes factores:

1. Carga inicial y final
 2. Número de contingencias
 3. Sobrecarga permitida
 4. Número de Alimentadores a considerar
 5. Proyecto adecuado de la subestación
 6. Coordinación con el Ingeniero de la obra o el responsable
- El primer punto lo debe informar el cliente.
 - El segundo corresponde a políticas propias de la empresa suministradora.
 - El tercero es función del factor de carga.
 - El cuarto es de acuerdo a: la magnitud de carga, la capacidad normalizadora de los transformadores y la disponibilidad de circuitos de mediana tensión cercanos.
 - El quinto es función del ingeniero proyectista, esto es, debe proyectar pensando en conjuntar: funcionalidad, seguridad y costo.
 - Y el sexto es el factor importante para llegar al buen fin de la obra.

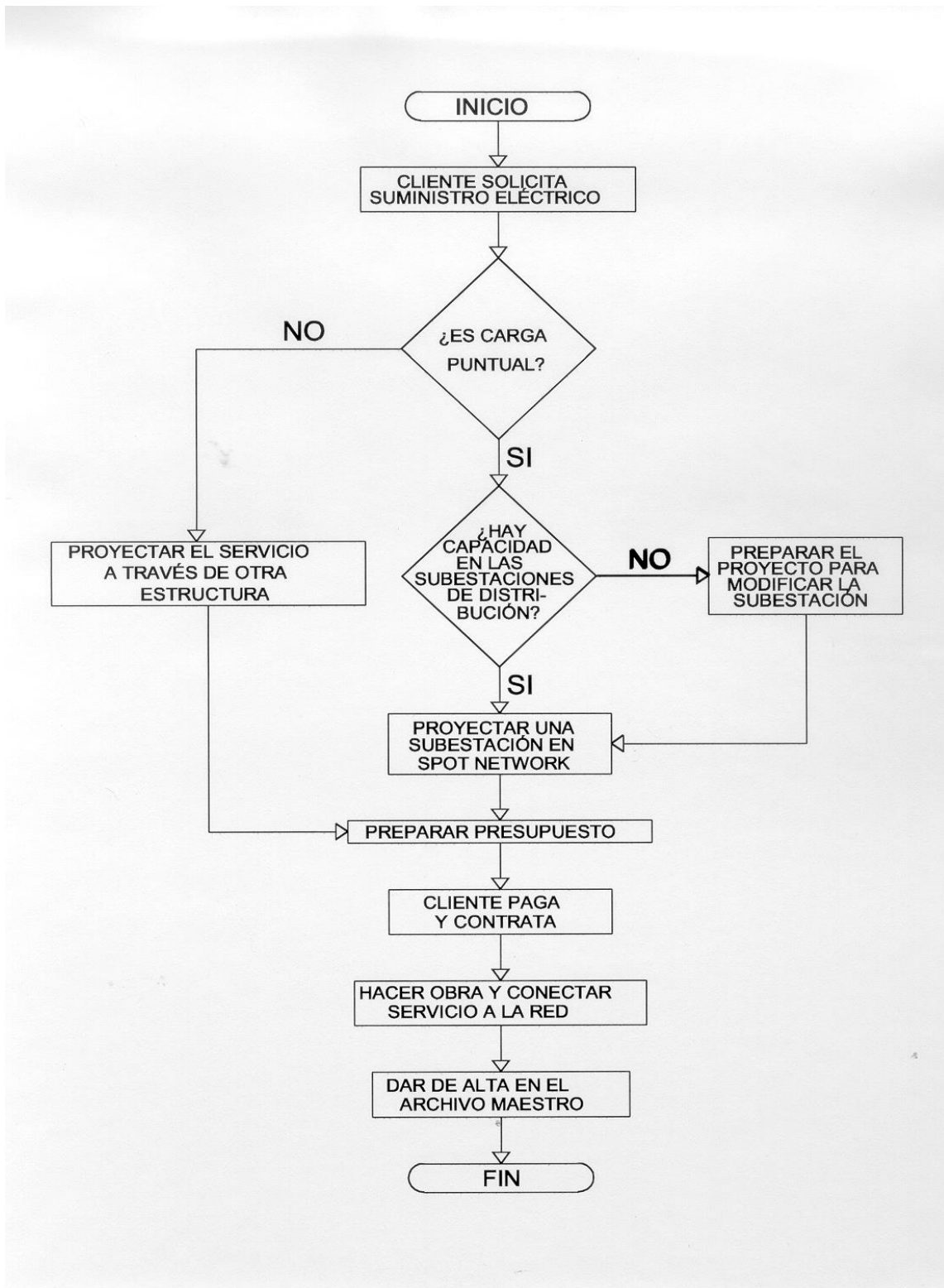


Fig.3.5 Diagrama de flujo para el diseño de una Spot Network

3.5.1 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.

Aquí también emplearemos el método directo para calcular las corrientes de corto circuito trifásico que se presentan en el lado de baja tensión considerando el punto de falla a la salida de los transformadores.

El análisis se efectuará en zonas limitadas por uno, dos, tres y cuatro transformadores de distribución, considerando lo siguiente:

- Que todos los transformadores de distribución sean de 750 kVA con $Z_T = 4.3\%$.
- Que los alimentadores secundarios no tengan carga conectada.

Tabla 3.2 Selección de las bases

Parámetro	Base	Unidad
$S_{B3\phi}$	750	kVA
V_B	220	V
I_B	1.97	kA
Z_B	0.064	Ω

$$V_{FALLA P.U} = 1 \angle 0^\circ [P.U]$$

$$Z_{T P.U} = 0.043 \angle 90^\circ [P.U]$$

a) Con un transformador

$$Z_{TH1} = Z_T = 0.043 \angle 90^\circ [P.U]$$

$$I_{F P.U} = \frac{V_{F.P.U}}{Z_{YH1}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.043 \angle 90^\circ} = 23.26 \angle -90^\circ [P.U]$$

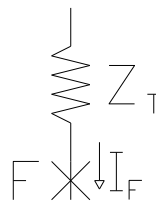


Fig. 3.6

$$I_{F3\phi} = I_{F.P.U} \times I_B = (23.26 \angle -90^\circ)(1.97kA)$$

$$I_{F3\phi} = 45.82 \angle -90^\circ [kA]$$

b) Con dos transformadores

$$Z_{TH1} = Z_{T1} \parallel Z_{T2} = \frac{(0.043 \angle 90^\circ) * (0.043 \angle 90^\circ)}{0.043 \angle 90^\circ + 0.043 \angle 90^\circ} = 0.0215 \angle 90^\circ [P.U]$$

$$I_{F.P.U} = \frac{V_{F.P.U}}{Z_{YH1}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.0215 \angle 90^\circ} = 46.51 \angle -90^\circ [P.U]$$

$$I_{F3\phi} = I_{F.P.U} \times I_B = (46.51 \angle -90^\circ)(1.97kA)$$

$$I_{F3\phi} = 91.62 \angle -90^\circ [kA]$$

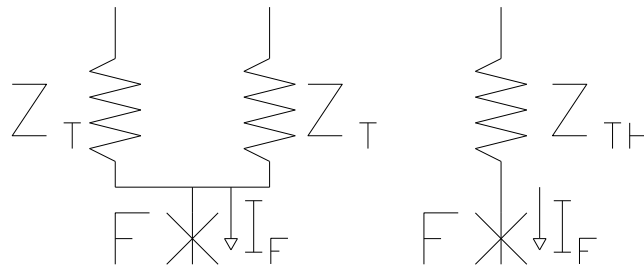


Fig. 3.7

c) Con tres transformadores

$$Z_{TH3} = Z_{T1} \parallel Z_{T2} \parallel Z_{T3} = \frac{0.043 \angle 90^\circ}{3} = 0.0143 \angle 90^\circ [P.U]$$

$$I_{F.P.U} = \frac{V_{F.P.U}}{Z_{YH3}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.0143 \angle 90^\circ} = 69.77 \angle -90^\circ [P.U]$$

$$I_{F3\phi} = I_{F.P.U} \times I_B = (137.45 \angle -90^\circ)(1.97kA)$$

$$I_{F3\phi} = 137.45 \angle -90^\circ [kA]$$

d) Con cuatro transformadores

$$Z_{TH4} = Z_{T1} \parallel Z_{T2} \parallel Z_{T3} \parallel Z_{T4} = \frac{0.043 \angle 90^\circ}{4} = 0.01075 \angle 90^\circ [P.U]$$

$$I_{FP.U} = \frac{V_{F.P.U}}{Z_{YH4}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.01075 \angle 90^\circ} = 93.023 \angle -90^\circ [P.U]$$

$$I_{F3\phi} = I_{FP.U} \times I_B = (93.023 \angle -90^\circ)(1.97 \text{ kA})$$

$$I_{F3\phi} = 183.25 \angle -90^\circ [\text{kA}]$$

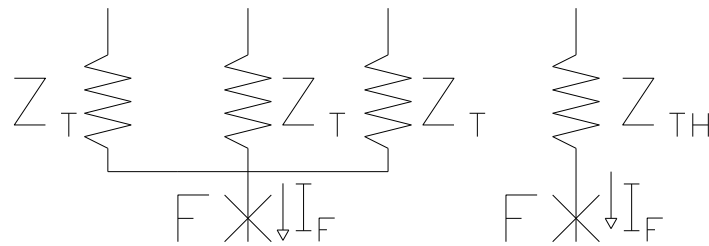


Fig. 3.8

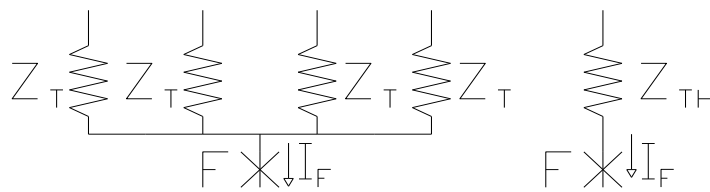


Fig. 3.9

Tabla 3.5 Punto de falla a la salida de los transformadores.

Número de Transformadores	Capacidad de cada transformador kVA	Z _T P.U	I _{F3φ} kA
1	750	0.043	45.82
2	750	0.043	91.62
3	750	0.043	137.45
4	750	0.043	183.25

CAPÍTULO IV
OBRAS CIVILES

Estas obras comprenden las bóvedas para la instalación de los transformadores tipo subestación interior y sumergibles, líneas de ductos y los pozos de visita que lo registran.

4.1 BÓVEDAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TIPO SUMERGIBLES.

Los transformadores tipo sumergible son tipo húmedo con aceite y tienen como característica principal la de estar instalados en bóvedas bajo el nivel del suelo.

Estos tipos de transformadores se utilizan para lugares comerciales y residenciales.

Estas bóvedas van bajo las banquetas, jardines, plaza, etc.; cuentan con una rejilla o registro la cual tiene como objeto evitar el acceso a dicha bóveda a personas no autorizadas y al mismo tiempo disipar el calor generado por el transformador. En la fotografía 4.1 y 4.2 se muestran la bóveda y el tipo de transformador.

Se construyen de concreto armado para soportar cargas exteriores, tales como el empuje de la tierra aplicado en las paredes, el peso del tránsito de vehículos aplicado en el techo, es decir, sobre la rejilla, y las cargas de los equipos aplicados en el piso, techo y paredes. Generalmente van en las esquinas y autosostenidas por los amarres mencionados para los cuales la medida de los soportes mutuos es útil.

Las dimensiones de los pozos que construye Luz y Fuerza son de 3.85 x 1.80 y 5.70 x 2.45 metros, siendo la altura libre en ambos de 3.00 metros.

Debido a que este tipo de transformadores están expuestos a quedar sumergidos totalmente en agua o lodos; la tapa, los accesorios, boquillas y manijas de operación deben estar herméticamente sellados.



Fig 4.1 Vista exterior de una bóveda tipo sumergible.

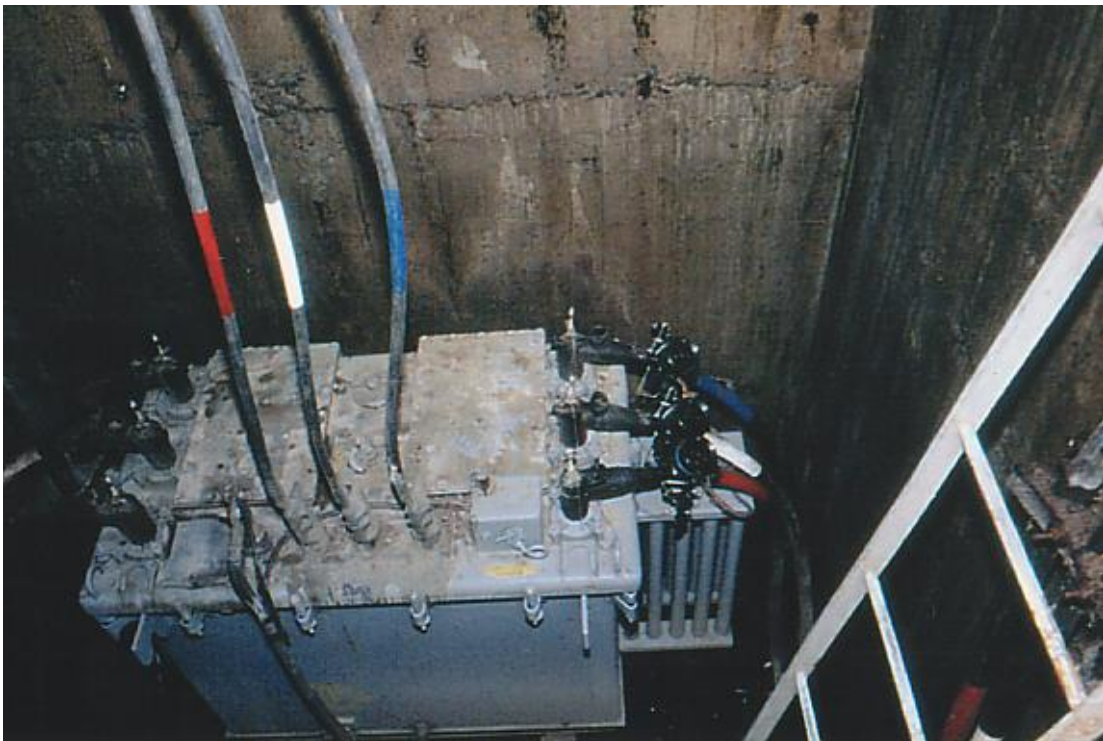


Fig 4.2 Bóveda y Transformador tipo sumergible

4.2 BÓVEDAS PARA TRANSFORMADORES TIPO SUBESTACIÓN INTERIOR

Los transformadores tipo subestación interior tienen gran aplicación donde existe una alta densidad de carga y en donde hay grandes concentraciones de personas como, edificios públicos, cines, teatros, museos, etc. Y también son de tipo húmedo

Este tipo de transformador generalmente se acopla a tableros por medio de gargantas, formando subestaciones unitarias, lugar en donde se instalan las protecciones tanto de sobre corrientes como de sobretensiones.

El equipo en la bóveda puede estar bajo el nivel del suelo, por lo que el transformador tiene que estar totalmente sellado a fin de poder trabajar bajo las condiciones impuestas por instalaciones inundadas, es decir, herméticamente, ya que lo más frecuente es que se inunden en tiempos de lluvia.

Un ejemplo de este tipo de subestación se podría mencionar la bóveda que se tiene debajo del Museo de Arte Moderno operado por la Red Central.

En la fotografía 4.3 y 4.4 se muestran la bóveda y el tipo de transformador.

4.3 Líneas de Ductos

Las principales funciones de estas líneas son las siguientes:

- Alojar y proteger al cable contra daños mecánicos
- Facilitar el acceso a ellos.
- Para el caso de reparación de los cables, ocasionar el mínimo de destrozos a pavimento y banqueta, evitando así molestias al tránsito y a los peatones.

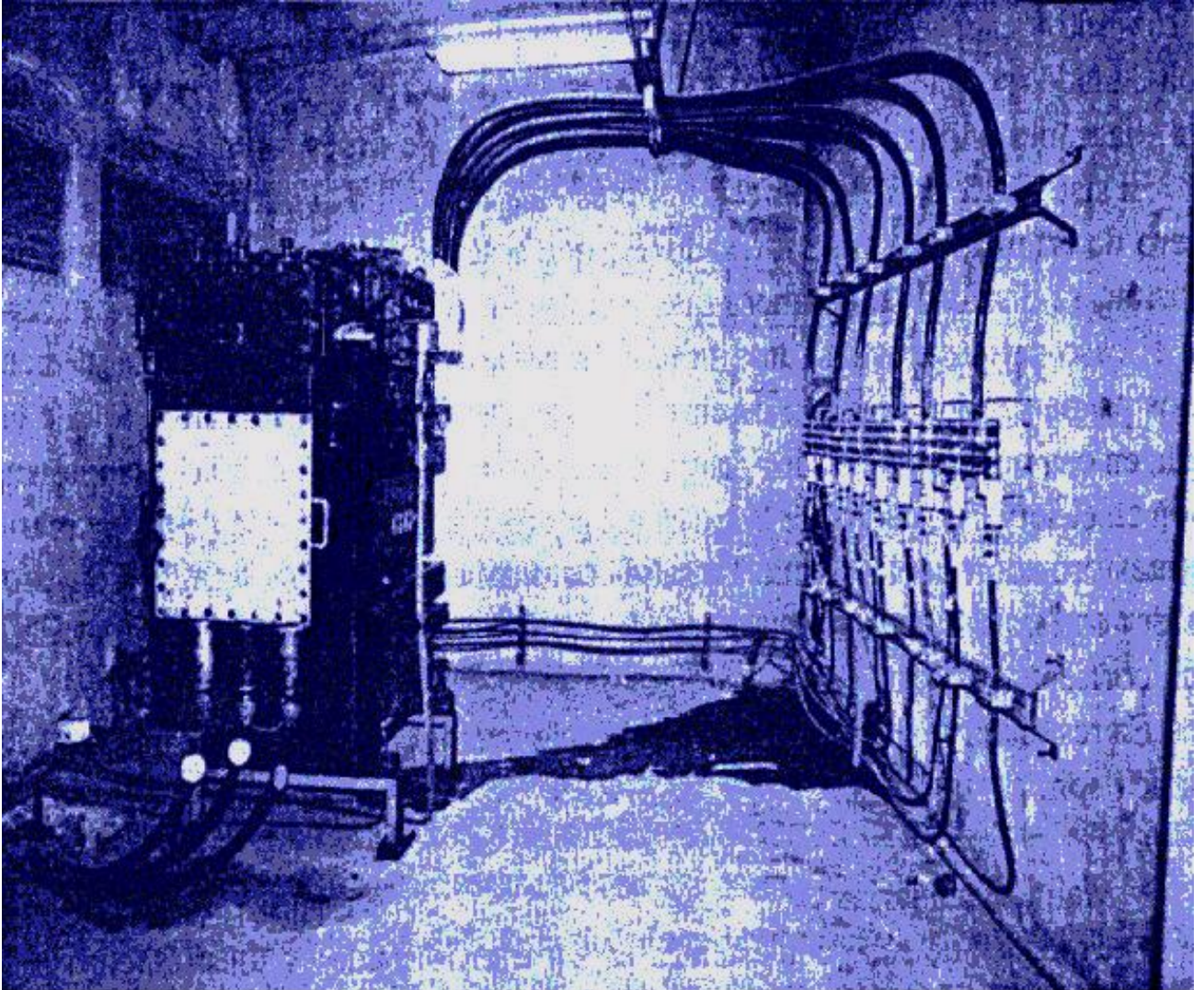


Fig 4.3 Bóveda para Transformador tipo subestación interior.

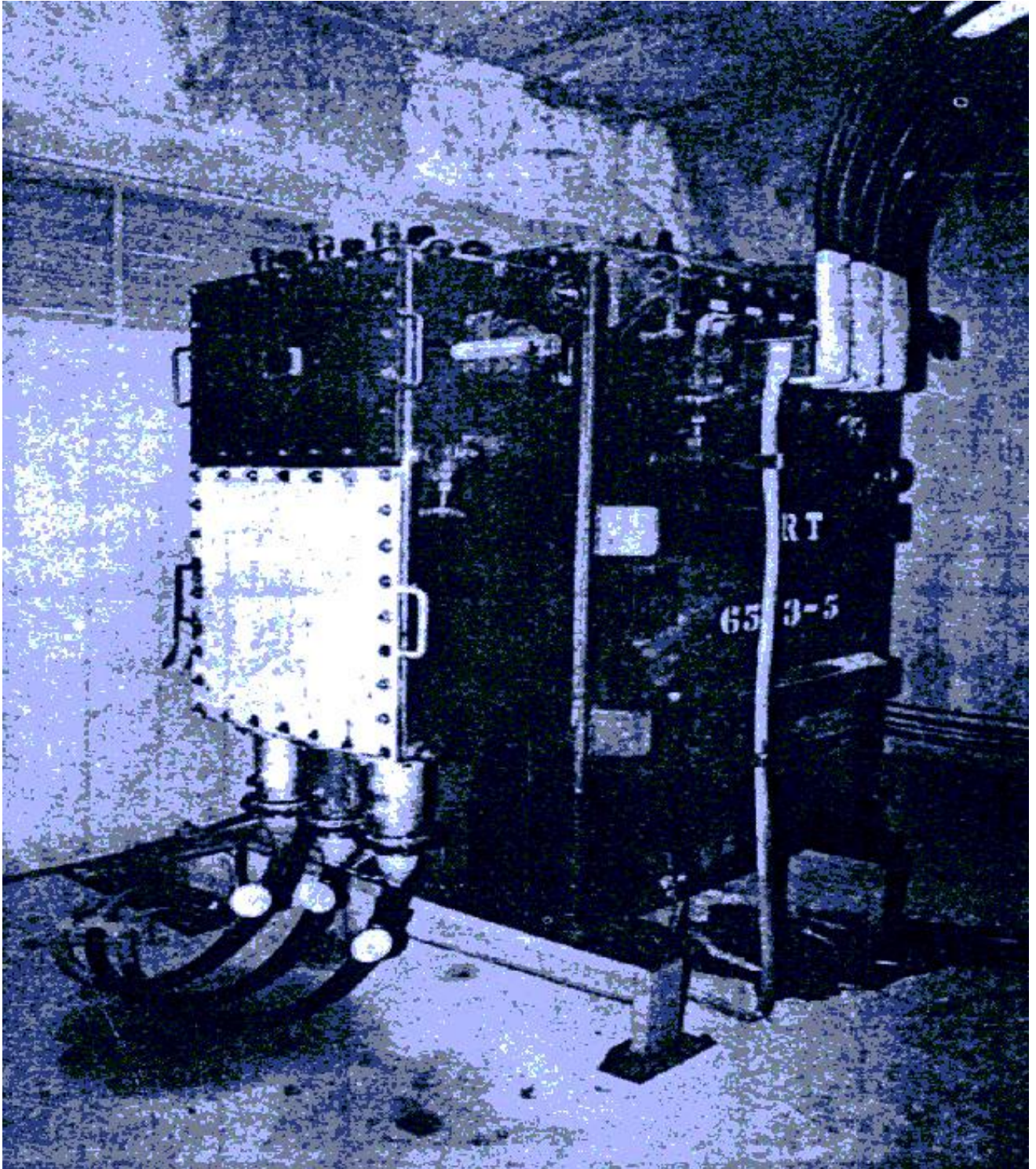


FIG 4.3 Transformador Tipo Subestación Interior.

Los materiales usados para los ductos que alojan a los cables de mediana tensión son asbesto y cemento; en baja tensión no se utilizan ductos, ya que los conductores van directamente enterrados.

Los ductos van instalados formando un conjunto de varias vías y se construyen ahogados en concreto de manera de formar un block de 4, 6, 8 ó 12 vías. La profundidad a que se recomienda enterrarlos es de 0.8 metros aproximadamente, pero esta profundidad es variable de acuerdo con las condiciones del terreno.

Lo referente a los ductos está comprendido en las normas de L y F 2.3850.01/02/03/Ducto A75-1, AS100-1, A125-1.

La fotografía 4.3 muestra un banco de ductos.

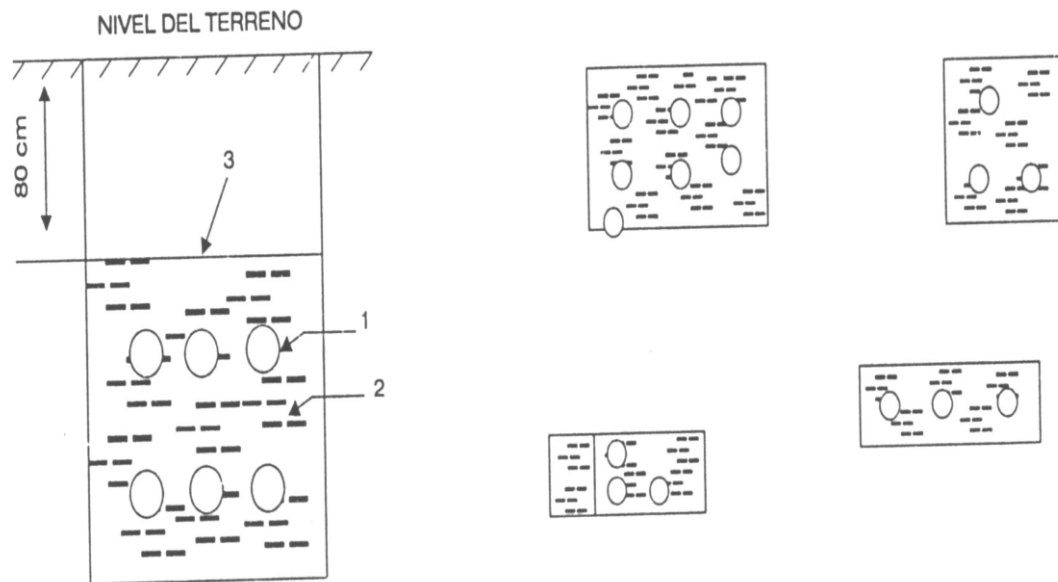


fig 4.3. Banco de ductos, (1) Ductos, (2) Concreto, (3) Señalamiento

4.4 Pozos de Visita.

Estos pozos son registros que tienen por objeto unir las líneas de ductos, así como facilitar la instalación del cable alojando sus empalmes y otros equipos. Proporciona además un lugar apropiado donde los cables y el equipo puedan ser operados, como es la colocación y retiro de los cables, sacar derivaciones o cambiar sus trayectorias.

Los pozos de visita son contruidos de tabique con aplanado en su interior, sus lozas son de concreto tanto en la parte superior como inferior; sus dimensiones varían de acuerdo con el equipo que tengan que alojar, la disposición de los cables y empalmes que contengan, así como la posibilidad de poder trabajar cómodamente dentro de ellos, pero respetando el espacio suficiente para dar a los cables el radio mínimo de curvatura permisible.

En su parte superior se construye una chimenea que sirve para instalar un marco, sobre el cual se coloca la tapa que deberá quedar a nivel del suelo.

Los pozos de visita pueden ser colados directamente en el terreno o precolados y se instalan aproximadamente cada 100 metros, siendo de tres tipos:

Pozo tipo 2280 NORMA LYFC 2,7698.26 Y 28

Pozo tipo 3280 Plano Distribución. N-406

Pozo tipo 4280 NORMA LYFC 2,7698.46 Y 48

En las figuras 4.4 y 4.5 se muestran pozos de visita.

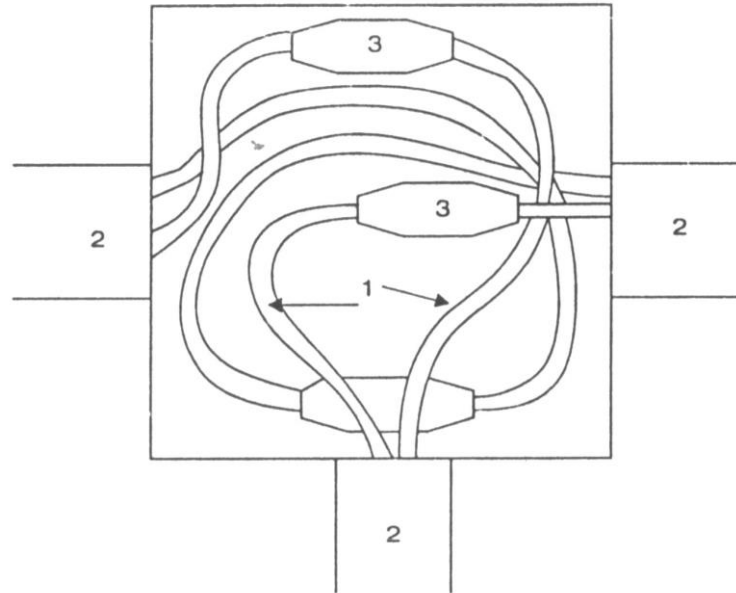


Fig 4.4 Pozo de Visita, (1) Cables, (2) Ductos, (3) Empalme de Cables



Fig 4.5 Pozo de visita

4.5 Registros

Son elementos de conexión para las líneas de cables de baja tensión, también sirven para colocar dentro de ellos cajas seccionadoras de cuatro vías, tanta para media como para baja tensión.

Estos registros pueden ser regulares o redondos y el material empleado en su construcción es ladrillo con un aplanado interior de cemento.

CAPÍTULO V
PROTECCIÓN CONTRA
SOBRECORRIENTE

5.1 Conceptos Básicos

Sobrecorriente es cualquier corriente eléctrica en exceso del valor nominal de los equipos o de la capacidad de conducción de corriente de un conductor. La sobrecorriente puede ser causada por una sobrecarga o algún tipo de falla.

Sobrecarga es cuando algún equipo se encuentra en funcionamiento excediendo su capacidad nominal, de plena carga, o de un conductor que excede su capacidad de conducción de corriente nominal, cuando tal funcionamiento al persistir por suficiente tiempo puede causar daños o sobrecalentamiento peligroso.

Una falla o una avería en un sistema eléctrico de potencia es un defecto que se presenta por distintas causas.

Un sistema eléctrico de potencia no puede llegar a ser 100% seguro, es decir, que nunca presente algún tipo de falla; dichas fallas en líneas y equipos son condiciones anormales y las causas de éstas pueden ser innumerables; sin embargo, todas las empresas eléctricas tratan de clasificarlas y llevar estadísticas completas con objeto de conocer con detalle el comportamiento de su sistema y componentes para evitarlas en lo posible, así como escoger y coordinar en forma adecuada los equipos de protección.

5.1.1 Fallas en los sistemas eléctricos de potencia.

Las fallas en los sistemas eléctricos de potencia se clasifican en temporales o permanentes.

Una falla temporal es aquella que puede ser librada antes de que ocurra algún daño serio al equipo o a las instalaciones.

Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que la red se desenergiza.

Los tipos de falla que pueden ocurrir son:

- Falla de una fase a tierra: ocurre cuando una fase cae a tierra o hace contacto con el conductor neutro.
- Falla entre fases: ocurre cuando dos líneas se juntan, es decir, son cortocircuitadas.
- Falla de dos fases a tierra: ocurre cuando dos fases caen a tierra o cuando esas dos fases hacen contacto con el conductor neutro en un sistema aterrizado.
- Fallas trifásicas: Ocurre cuando las tres fases son cortocircuitadas.

La falla que provocan los efectos más severos son la trifásica y la de fase a tierra.

5.1.2 Sistemas de protección contra sobrecorrientes en los sistemas eléctricos.

Para incrementar el nivel de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica existen dos opciones:

- Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.
- Instalar equipo de protección contra sobrecorrientes de tal forma que reduzca el efecto de las fallas.

Las funciones del sistema de protección contra sobrecorrientes son:

- I. Aislar fallas permanentes de secciones no falladas del sistema de distribución.
- II. Desenergizar rápidamente fallas temporales antes de que se presente algún daño serio que pueda causar una falla permanente.
- III. Minimizar el tiempo de localización de fallas.
- IV. Prevenir contra daño al equipo no fallado

- V. Minimizar la posibilidad de que el conductor se queme y caiga a tierra debido al arqueo en el punto de falla.
- VI. Minimizar la probabilidad de fallas en equipos que están sumergidos en líquidos, tales como transformadores de distribución.
- VII. Minimizar los accidentes mortales.

Los sistemas de protección contra sobrecorrientes deberán ofrecer las funciones definidas como seguridad, sensibilidad y selectividad.

- Seguridad: La red debe ser segura contra operaciones falsas, es decir que no se pierda continuidad en el servicio.
- Sensibilidad: la red debe tener suficiente sensibilidad para detectar cualquier tipo de falla.
- Selectividad: La red debe estar selectivamente coordinada, de manera que el dispositivo de protección más cercano a la falla sea el que opere.

Las causa principales de las fallas son muchas, pero, una identificación correcta de éstas permite programar procedimientos de mantenimiento preventivo y seleccionar, localizar y coordinar correctamente los equipos de protección.

5.2 Protección de la red automática convencional.

La red está formada por los siguientes elementos de protección:

- a. Interruptores de la subestación de distribución.
- b. Protectores de red, integradas por:
 - ❖ Relevadores direccionales.
 - ❖ Interruptores
 - ❖ Fusibles de protección
- c. Autoextinción

5.2.1 Interruptores de la subestación

Este interruptor es un dispositivo electromecánico que nos sirve para conectar y desconectar el sistema de la subestación de distribución bajo condiciones normales o de falla, de tal manera que protege los alimentadores primarios, ya que si ocurre una falla en ellos, aquel tendrá que abrir para desconectarlo de la subestación. El tipo de interruptor que se usa es de gran volumen de aceite para cada alimentador, con cuchillas de seccionamiento de doble tiro para conexión de bus auxiliar a la salida de los mismos. En el proceso de conexión y desconexión del interruptor hay una etapa transitoria de arqueo entre los contactos, debida a la diferencia de potencial entre ellos.

Todo tipo de interruptor tiene una:

- Capacidad nominal: es el valor de la corriente eficaz que es capaz de conducir continuamente el interruptor sin sufrir deterioro, a la frecuencia nominal del sistema y sin exceder los valores de elevación de temperatura de las diferentes partes del interruptor.
- Capacidad Interruptiva: se define como el valor máximo de la corriente que pasa por el interruptor y que éste va a interrumpir. La interrupción se lleva a cabo en el instante en que se separan los contactos del interruptor.

Este interruptor nos sirve para proteger los alimentadores troncales y ramales, ya que si ocurre una falla en ellos, el sistema de protección detectará la falla y el interruptor tendrá que abrir automáticamente para aislar la falla desde la subestación de distribución

Las fallas en estos alimentadores se pueden presentar en cables, uniones, mufas o por accidentes durante alguna construcción que dañe físicamente los circuitos o equipos.

4.2.2 Protector de Red

Este protector sirve para proteger la parte de media tensión

Como se vio en el caso anterior, cuando ocurre la falla en algún alimentador, se abre automáticamente el interruptor principal para aislar falla, pero este alimentador seguirá energizado por todos los transformadores ya que se tiene una malla en la parte de la baja tensión, por lo que se presentan corrientes inversas en el alimentador, es decir, corrientes que van del lado secundario al primario; Para aislar la falla completamente en el alimentador se utiliza el “Protector de Red”, ya que es sensible a las corrientes inversas, por lo que opera para desconectar todos los transformadores de dicho alimentador, por lo que queda aislada y suprimida completamente la falla en el alimentador troncal o ramal

El protector se compone de un interruptor en aire con mecanismo de cierre operado por un motor y con mecanismo de disparo operado por una bobina. El tablero que soporta el mecanismo y el interruptor es de una composición de asbesto de consistencia sólida y resistente.

La caja para el modelo sumergible está construida con lámina de acero soldada, y su tapa puede llevar bisagras en cualquiera de los lados y se liga al cuerpo de la caja por medio de abrazaderas en forma de C; para los efectos de inspección en el frente de la cubierta existen 2 ventanas de 4"Φ.

En las figuras 5.1 a) y 5.1 b) se muestra la composición del protector de red, y en la fotografía 5.2 se muestra el protector dentro de su gabinete,

El funcionamiento del interruptor puede ser manualmente operado por medio de una palanca o automáticamente, pero con la condición de que si se abre o cierra manualmente se debe cerrar o abrir manualmente, ya que no podrá entrar automáticamente.

La operación automática es controlada por medio de un relevador direccional trifásico en combinación con uno monofásico.

El circuito de apertura consta del relevador trifásico que opera por el principio de inducción, utilizando para ello una bobina de potencial en combinación con una bobina de corriente por cada fase; cuando se energiza la bobina de potencial excita su núcleo magnético, el campo que se establece induce una corriente en la espira móvil en cortocircuito, la que a su vez está sometida en su costado inferior, a la acción del campo magnético que produce la corriente en el circuito magnético inferior; la reacción de este campo magnético con la corriente inducida en la bobina móvil en cortocircuito dependerá del ángulo entre las señales de voltaje y corriente que se alimenten, haciendo que la bobina se mueva hacia un lado u otro para permitir la desconexión violenta del protector.

El circuito de cierre consta de un relevador maestro C-N-3 en combinación con uno monofásico tipo C-N-A. El relevador maestro es parte del relevador trifásico de apertura, ya que está constituido por la misma bobina de potencial y una bobina de fases para la acción de cerrar en cada una de las tres fases mediante la excitación del motor. El relevador monofásico también está compuesto por una bobina de potencial y una bobina de corriente por cada fase para controlar solamente la operación de cierre.

Ambos relevadores son interdependientes, es decir, se toman las características de los dos trabajando juntos para asegurar que el protector cierre siempre cuando el alimentador de red tiene energía. También estos relevadores están calibrados de tal manera que nunca debe de operar cuando exista una falla de baja tensión.

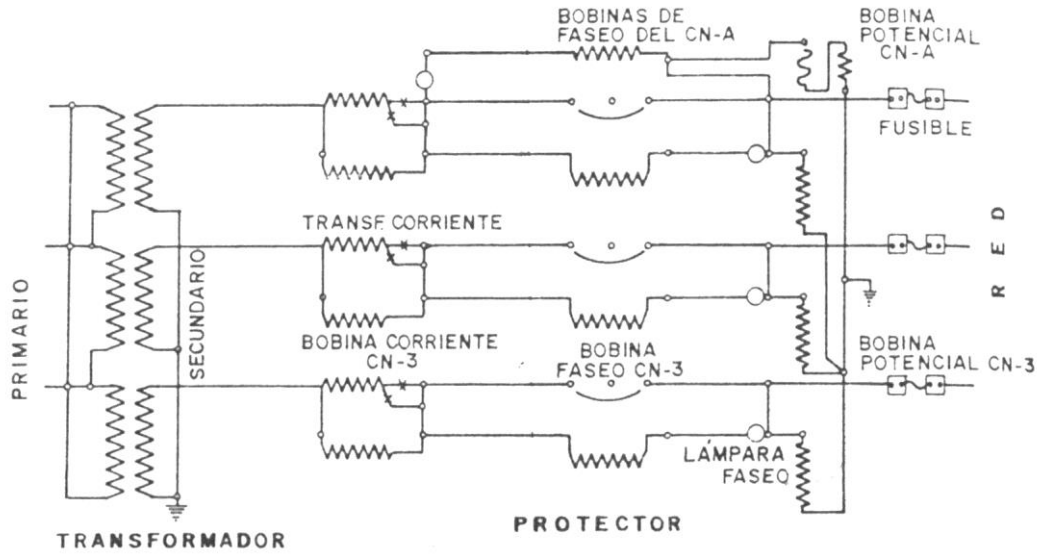


Fig. 5.1.a)- Diagrama de conexión y exterior de los relevadores.

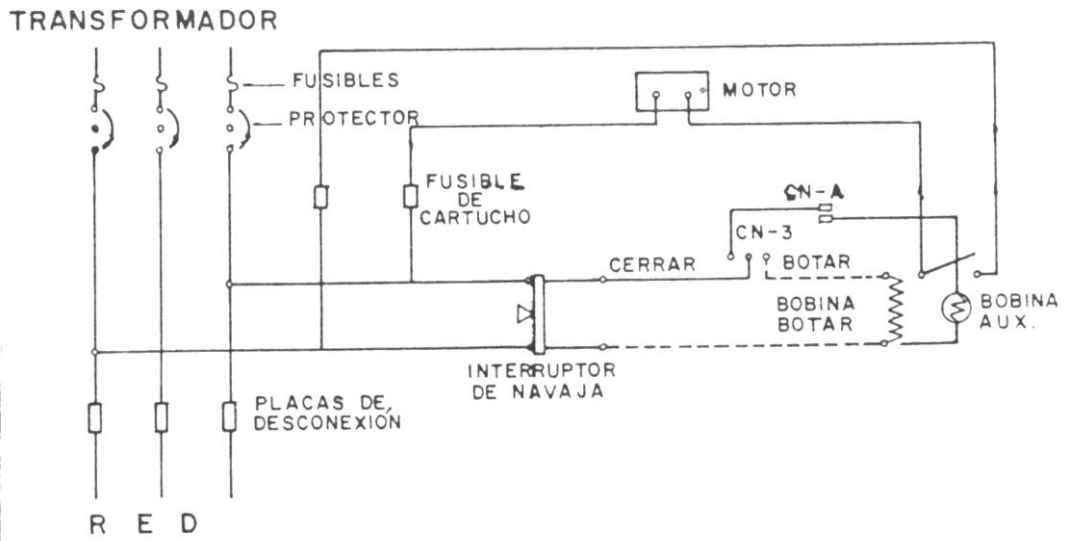


Fig 5.1.b)- Circuitos de botar y cierre del protector de red

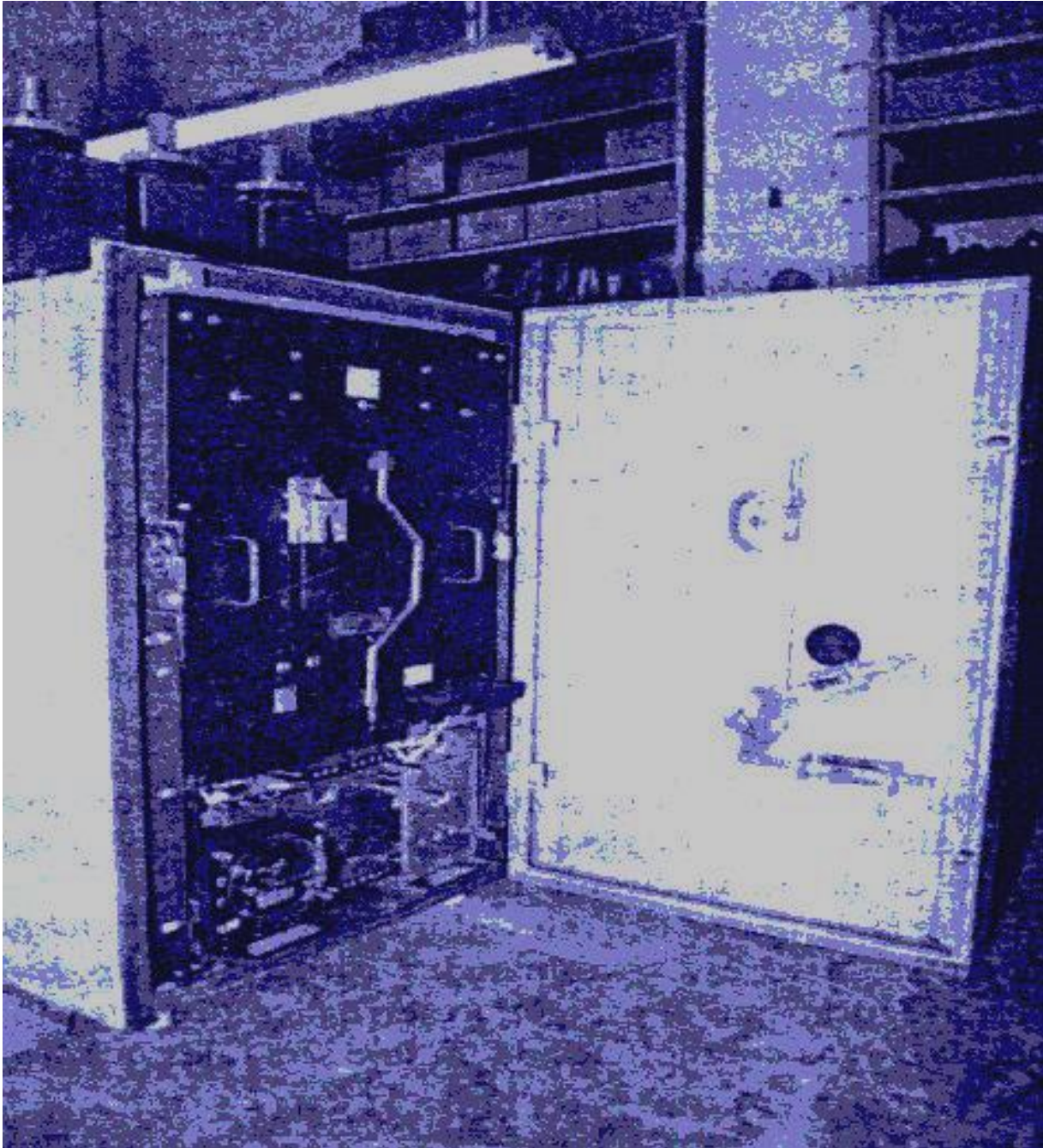
Un protector de red actúa cuando se presenta lo siguiente:

- 1) Una falla en un alimentador de mediana tensión hace que el protector de red se abra por las corrientes inversas.
- 2) Una vez reparado el cable alimentador, el protector de red cerrará automáticamente, cuando se cierre el interruptor de la subestación de distribución.
- 3) Si al hacer la reparación las fases se invierten, los protectores de red fuera de fase no cerrarán.
- 4) Si el voltaje del alimentador es inferior al de la red, los protectores no se cerrarán.
- 5) Si un alimentador se conecta a una malla de baja tensión muerta, los protectores cierran.
- 6) El operador de la subestación de potencia puede desconectar los alimentadores abriendo el interruptor de la subestación, por lo que al no sentir el protector de red la energía, mandará abrir los protectores, por lo que se deja muerto el alimentador.

Los fusibles del interruptor sirven solamente como protector de emergencia en caso de que los relevadores fallen, por lo que están coordinados como protección del protector de red. La capacidad interruptiva de los protectores que se usa en este tipo de red en baja tensión son:

- | | |
|--|----------|
| • Protectores de 800 a 1600 amperes | 25 000 A |
| • Protectores de 2000 amperes | 30 000 A |
| • Protectores de 2500 amperes a 3000 amperes | 40 000 A |

Debido a la tecnología que implica la instalación de protectores se debe tomar en cuenta los siguientes puntos:



FOTOGRAFÍA 5.1.- Protector de Red dentro de su gabinete.

- a) Incremento de la corriente de apertura en caso de operación por bajo voltaje.

- b) Construcción de ductos o cualquier otra obra civil que proteja de manera 100% confiable contra fallas del cable entre el protector y el transformador de distribución. Se puede considerar que esta sección de cables es la parte medular de todo el sistema.
- c) Fijar claramente los puntos del sistema que se deberá mantener y las políticas que deben seguirse durante la vida de la instalación.

5.2.3 Eliminación de falla por Autoextinción

Este método es para la parte de baja tensión, ya que aquí no se utilizan dispositivos de protección.

Consiste en lo siguiente: cuando se presenta una falla en los cables de baja tensión, todos los transformadores de esa malla energizarán la falla, por lo que la sobrecorriente es suficientemente grande y existiría peligro de explosiones que expondrían tanto las partes de equipo como a los objetos o personas que se encuentren en las vecindades de la falla; entonces debido a las características del cable de baja tensión, se troza dicho cable y se volatiliza el material sólo en la parte dañada, dejándolo aislado e interrumpiendo la circulación de la corriente de falla. Esta autoextinción es de Tipo Arco Eléctrico que usualmente abre en un tiempo menor que 0.1 seg, sin dañar al cable excepto en el lugar exacto del desperfecto.

En la tabla 5.3 se muestra los valores mínimos de las corrientes para la apertura de los cables para autoextinción en caso de falla.

Tabla 5.1 Punto de falla a la salida de un transformador.			
Número de Transformadores	Capacidad de cada transformador	Z_T	$I_{F3\phi}$
	kVA	P.U	kA
1	750	0.043	45.82
5	750	0.043	115.88
9	750	0.043	126.28
13	750	0.043	130.47

Tabla 5.2 Punto de falla entre dos transformadores.

Número de Transformadores	Capacidad de Cada transformador kVA	Z_T	$Z_c/2$	$I_{F3\phi}$
		P.U	P.U	kA
1	750	0.043	0.035	25.26
5	750	0.043	0.035	37.88
9	750	0.043	0.035	38.93
13	750	0.043	0.035	39.32

Tabla 5.3 Corriente mínima requerida para la apertura de los cables BTC

TIPO DE CABLE	CALIBRE AWG	CAPACIDAD kA
1x15	6	1.53
1x35	2	1.6
1x70	2/0	2.1
1x150	300 MCM	3.8
1x250	500 MCM	5
1x400	800 MCM	5.5

De acuerdo a las tablas se observa que una falla en los cables a la salida del transformador o entre dos usuarios alcanzaría a autoextinguirse, pero se nota más en la Red Central en donde se tiene un total de 103 transformadores por lo que con más razón se alcanza a autoextinguir la falla.

5.3 Protección de la Spot Network

La Spot Network está formada por los siguientes elementos de protección:

- a) Interruptores de la subestación.
- b) Protectores de red
 - Relevador direccional
 - Interruptor
 - Fusibles
- c) Fusibles limitadores de corriente.

Se muestra un diagrama unifilar de estos protectores en la figura 5.2

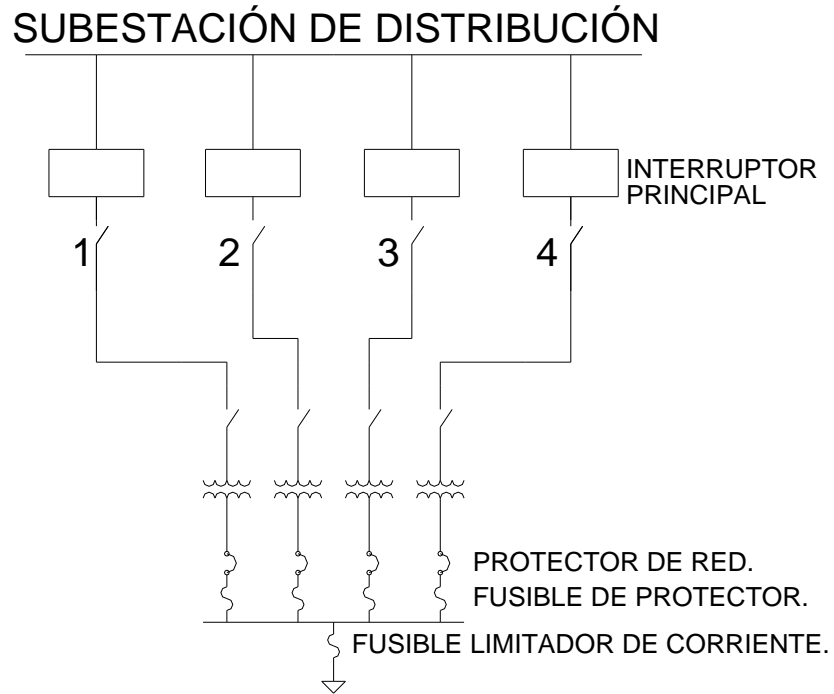


FIG. 5 2.- Diagrama Unifilar de la Spot Network con sus elementos de protección.

5.3.1 Fusibles limitadores

Tabla 3.5 Punto de falla a la salida de los transformadores.

Número de Transformadores	Capacidad de cada transformador kVA	Z_T	$I_{F3\Phi}$
		P.U	kA
1	750	0.043	45.82
2	750	0.043	91.62
3	750	0.043	137.45
4	750	0.043	183.25

Tabla 5.3 Corriente mínima requerida
para la apertura de los cables BTC

TIPO DE	CALIBRE	CAPACIDAD
CABLE	AWG	kA
1x15	6	1.53
1x35	2	1.6
1x70	2/0	2.1
1x150	300 MCM	3.8
1x250	500 MCM	5
1x400	800 MCM	5.5

De acuerdo a las tablas se tiene la certeza de que sí alcanzaría a autoextinguirse la falla, pero podría darse el caso de que se alcancen temperaturas de fusión del cobre en algunos puntos con el peligro inminente de daño en el aislamiento e inclusive la contaminación de cables o equipos cercanos a éste; por eso se usan fusibles limitadores de corriente.

Las características de funcionamiento del limitador de corriente se basa en que no debe actuar rápidamente a las sobrecorrientes, ya que éstas pueden durar sólo un instante sin afectar a los conductores en absoluto, como es el caso del arranque de motores grandes, por lo que causaría interrupciones innecesarias. Por lo tanto la coordinación de estos fusibles deberá estar de acuerdo con la capacidad de la subestación de distribución como con el calibre que se utilizará para dar energía a los servicios.

Las fallas que se pueden presentar en este tipo de red son las siguientes:

5.3.2 Fallas en alimentadores primarios.

Para explicar el tipo de protección que se usa, se considerará el siguiente ejemplo: Una Spot Network tiene tres alimentadores, al ocurrir una falla en el segundo, ésta es primeramente detectada por el interruptor de la subestación, por lo cual abre, pero la falla sigue alimentándose a través de las unidades 1 y 3 por corrientes inversas, las cuales son detectadas por el relevador del protector de red 2 que mandará la apertura inmediata del

interruptor de ese protector. En caso de que el mecanismo de apertura del protector falle, los fusibles acoplados deberán abrir y desconectar el transformador conectado al alimentador que haya fallado, que representa por lo tanto una protección de respaldo del sistema.

La segunda función de los relevadores será cerrar el protector de red tan pronto como la magnitud y ángulo del voltaje sean los apropiados.

5.3.3 Falla en el bus de baja tensión

Los relevadores direccionales están calibrados, de tal manera que no deben operar nunca cuando exista una falla de baja tensión. Por lo tanto, cualquier falla en el bus de baja tensión tendrá que ser detectada, aislada y suprimida por el fusible limitador de corriente, lo que trae como consecuencia la salida de toda la carga de la subestación. Por lo tanto este bus debe estar diseñado con la más alta confiabilidad posible, es decir con un aislamiento adecuado que lo proteja contra posibles fallas entre fases y entre fase y neutro.

5.3.4 Fallas en las acometidas a los servicios

Para asegurar la integridad del bus de baja tensión es necesario que en todos los cables que salgan del bus a la acometida de los servicios se instalen dispositivos de protección, tal es el caso de los fusibles limitadores de corriente.

5.3.5 Fallas en los Protectores de Red

Estas fallas se aíslan con fusibles colocados dentro del protector. Pero para evitarlas es recomendable que cuando se tengan protectores de una capacidad elevada de más de 2250 amperes se coloquen los fusibles fuera de la caja del protector. Esto será factible cuando los transformadores de mediana a baja tensión se encuentren dentro del edificio o en lugares en donde no se puede utilizar equipo sumergible.

CAPÍTULO VI
PROTECCIÓN CONTRA
SOBRETENSIONES

6.1 Generalidades

Las sobretensiones a que se ven sometidos los sistemas eléctricos son fenómenos cotidianos de las condiciones de operación de dichos sistemas y de los efectos de las condiciones atmosféricas dominantes en las zonas de influencia de los mismos.

Una sobretensión es cualquier voltaje entre fases o entre fase y tierra, cuyo valor de cresta es mayor que el valor de cresta del voltaje máximo especificado para un sistema es decir:

Entre fases: $V_{f-f} > V_{pf-f}$

Entre fase y tierra: $V_{fn} > V_{pfn}$

Donde:

V_{f-f} : Voltaje entre fases que se detecta en el sistema.

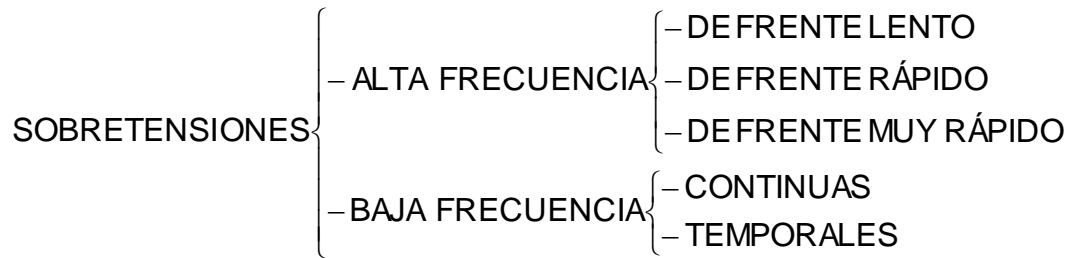
V_{pf-f} : Voltaje máximo entre fases especificado por el sistema.

V_{fn} : Voltaje de fase a neutro que se detecta en el sistema.

V_{pfn} : Voltaje máximo fase a neutro especificado por el sistema.

Todas las sobretensiones someten a los aislamientos sólidos, líquidos o gaseosos de los equipos a esfuerzos de ruptura causándoles un deterioro que depende de la magnitud, forma y duración de dichos esfuerzos eléctricos. Los fenómenos físicos involucrados en la ruptura del aislamiento son diferentes para los distintos tipos de esfuerzo, por lo que, actualmente las normas internacionales clasifican los esfuerzos típicos encontrados en los sistemas eléctricos de potencia, en varias clases dependiendo de las características de aguante de los aislamientos.

Las sobretensiones se clasifican de la manera siguiente:



Las continuas son a la frecuencia del sistema ocasionadas por el efecto de la capacitancia de la línea, y no necesariamente sacan de operación al sistema porque no causan sobrecorrientes.

Las temporales son oscilatorias de fase a tierra o de fase a fase en un punto dado del sistema que tienen una duración de 0.03s a 3600s, las cuales no están amortiguadas, o tienen un débil amortiguamiento, se originan por maniobra de interruptores, fallas, rechazo de carga y por fenómenos no lineales como ferresonancia y armónicas.

Las de frente lento tienen una duración de 20 μ s a 5000 μ s, causadas principalmente por maniobra de interruptores, energización y reenergización de líneas de transmisión. Se ha comprobado que en circuitos con tensiones menores a 300kV, estas sobretensiones son de una magnitud muy pequeña, por lo que se concluye que en los sistemas de distribución no se producen sobretensiones de este tipo.

Las de frente rápido tienen una duración de 0.1 μ s a 20 μ s causadas principalmente por impulso de descargas atmosféricas.

Las de frente muy rápido tienen una duración de 3ns a 100ns causadas también por impulso de descargas atmosféricas.

Las sobretensiones en un sistema de distribución de red automática pueden ser producidas por los siguientes factores:

- a) Por Fallas en la Red.
- b) Por Descargas Atmosféricas.

6.2 Fallas en la Red

Como vimos en el capítulo anterior, una falla en un sistema eléctrico de potencia es un defecto que se presenta por distintas razones.

Las fallas que tiene más probabilidad de ocurrir en un sistema eléctrico de potencia son las de fase a tierra.

6.2.1 Sobretensiones por Fallas en la Red

Una falla de fase a tierra puede producir o no una sobretensión temporal no amortiguada que persiste hasta que el esquema de protección opera mediante una maniobra que suprime la falla para así corregir la anomalía entre las impedancias de secuencia cero y secuencia positiva del sistema, vistas desde el punto donde ocurre la falla; por lo tanto, su magnitud está relacionada con el tipo de aterrizamiento del sistema; dicha sobretensión es de alrededor de 1.4 p.u. para sistemas sólidamente aterrizados y puede llegar a 1.73 p.u. o más en sistemas no aterrizados.

Un sistema sólidamente aterrizado se define como aquel en que el voltaje máximo efectivo entre fase y tierra, en una de las fases sanas durante una falla es 80% o menor que el voltaje nominal entre las fases del sistema donde se localiza la falla.

El factor de aterrizamiento “K” es la razón entre el voltaje efectivo máximo de fase a tierra en una fase sana durante una falla y el voltaje efectivo de operación del sistema entre fase y tierra. Para un sistema aterrizado efectivamente $K = 0.8$

Al ocurrir una falla de fase a tierra el voltaje en las fases no dañadas tiende a elevarse, manteniéndose la frecuencia del sistema.

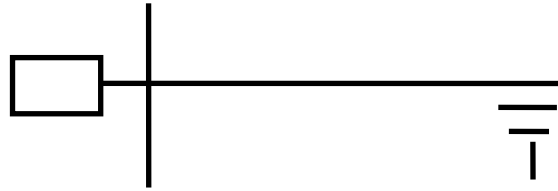


Fig. 6.1 Configuración básica de fallas a tierra en sistemas eléctricos

6.2.2 PROTECCIÓN DE LA RED CONTRA SOBRETENSIONES POR FALLAS EN LA RED.

Para reducir las sobretensiones que se presentan en la red automática por fallas, ya sea en media o baja tensión, es necesario tener un buen sistema de tierras.

Luz y Fuerza del Centro utiliza el sistema de Puesta a Tierra tipo “C”, es decir, con una reactancia (X_L) en serie entre el neutro y la red de tierras para limitar la corriente de corto circuito de fase a tierra a nivel del banco, donde el factor de aterrizamiento es $K=0.95$. El voltaje que se puede presentar en caso de una falla a tierra es $\sqrt{3}$ veces el voltaje nominal en las fases no falladas, es decir $V=\sqrt{3} * K=\sqrt{3} * 0.95=1.65$ [p.u.].

Antiguamente se pensaba que las sobretensiones no existían en los sistemas subterráneos, sin embargo de unos años a la fecha se ha demostrado lo contrario.

6.3 Descargas Atmosféricas

6.3.1 Teoría sobre las Descargas Atmosféricas

La teoría comúnmente aceptada sobre las descargas atmosféricas, sostiene que dentro de la nube existe una colisión entre partículas ligeras de cristales de hielo con gotas de agua al punto de congelamiento más pesadas. Debido a esta colisión se producen

cargas positivas y negativas. Las cargas positivas permanecen en la parte superior mientras que las negativas en la parte inferior, esta distribución de la carga negativa en la parte baja de la nube de tormenta induce una carga positiva en la tierra o en una nube contigua, ya sea a nivel de la superficie o sobre objetos metálicos conectados a tierra. Entonces la tierra y la nube se convierten así en las placas de un capacitor gigante entre las que existe un gradiente de potencial.

Dentro de la nube se empiezan a producir descargas, y el inicio de la primera descarga se conoce como Rompimiento Preliminar del Líder. Como la carga en la nube va aumentando gradualmente, el gradiente excederá el punto crítico de ruptura del aire, por lo que se produce un efecto corona. Este proceso, a su vez, origina el inicio de un Líder Descendente Escalonado que es un flujo guía ionizado que se propaga a tierra fuera de la nube por medio de pasos discontinuos y discretos con longitudes promedio de 50 m. La velocidad a la que se mueve es tan rápida (106 m/s) que no es perceptible por el ojo humano; este líder descendente escalonado contiene a lo largo del canal y principalmente en su punta, una gran cantidad de carga eléctrica negativa.

Cuando dicho líder está muy cercano a tierra o a algún elemento metálico aterrizado, por la gran cantidad de carga que lleva induce una carga opuesta (positiva) a nivel de tierra o sobre un elemento metálico puesto a tierra. Debido a que cargas de polaridad opuesta se atraen, la carga positiva intenta unirse al líder escalonado descendente a través de otro líder conocido como Líder Ascendente; la mecánica de propagación de este líder ascendente es similar a la mecánica seguida por el líder escalonado descendente.

Una vez realizada la conexión, una onda de potencial discontinua viaja hacia arriba a través del canal del líder ascendente y neutraliza la carga almacenada en el líder descendente por lo que se genera una corriente de gran magnitud y corta duración, este proceso se realiza varias veces, pero debido a la ionización del aire se crea un “camino” que ocasiona un arco continuo conocido como Arco Inicial y es la parte luminosa que se puede apreciar conocida como Relámpago. Enseguida el relámpago toca la tierra y se

establece una descarga de retorno de la tierra a la nube que sigue la misma trayectoria de la descarga, por lo que comienza a producirse el trueno que es el efecto acústico producido por la compresión del aire adyacente a la descarga de un rayo, que se desplaza a una velocidad de 300 m/s y que llega a producir una temperatura en el punto de contacto con el aire de 10000°C, aproximadamente.

Estas descargas atmosféricas se presentan generalmente durante tormentas acompañadas de lluvia y viento y con la nube Cumulonimbus, asociando ciertas características como son la corriente de rayo y la forma de onda, alcanzando valores de corriente de 500 hasta 400,000 amperes, de corta duración; la amplitud de la tensión inicial de estas descargas es muy alta, pudiendo ser inducida.

En las fotografías 6.1 y 6.2 se muestran los efectos de una Descarga Atmosférica.

6.3.2 Sobretensiones por Descargas Atmosféricas

Las sobretensiones por descargas atmosféricas son de tipo natural, ya que su origen no tiene una relación directa con el sistema eléctrico, pero se presentan en forma de ondas que dependen de factores tales como la distancia entre nubes y tierra, así como las condiciones climatológicas y la naturaleza del terreno.

La forma de onda de esta sobretensión normalizada es de 1.2/50 μ s y corresponde a una onda con tiempo de frente de 1.2 μ s y tiempo de cola de 50 μ s, su representación se lleva a cabo mediante una expresión de gran versatilidad que reúne los requerimientos de una forma de onda práctica, empleando la combinación de dos ondas exponenciales: $E\varepsilon^{-at}$ y $-E\varepsilon^{-bt}$, lo que cual se llega a la expresión:

$$e = E(\varepsilon^{-at} - \varepsilon^{-bt})$$

en donde E, a y b son constantes arbitrarias que determinan la forma de la onda.



FOTOGRAFÍA 6.1 Vista del rayo provocada por la descarga atmosférica.



FOTOGRAFÍA 6.2.- Vista del relámpago producida por la descarga de un rayo

Una onda de este tipo se presenta en la figura que se emplea frecuentemente con propósitos de prueba cuando es necesario investigar el comportamiento del sistema bajo estas circunstancias.

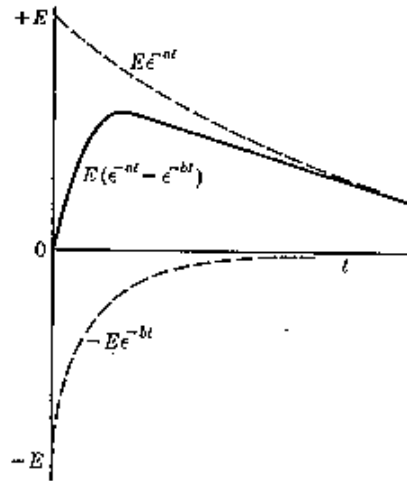


Fig. 6.2 Onda representativa de sobretensión por descarga atmosférica.

Al presentarse una descarga atmosférica, ésta puede inducir sobre la red automática una tensión que tiende a duplicarse con polaridad opuesta a la carga en el punto extremo, si éste está abierto, es decir, si la onda encuentra una impedancia muy alta en su trayectoria, como podría ser en el devanado de un transformador, entonces dicha descarga neutraliza la carga entre la nube y la tierra, pero la carga inducida en la red no tiene por donde escapar y permanece en la red produciendo la onda de sobretensión duplicada.

6.3.3 PROTECCIÓN DE LA RED CONTRA SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

6.3.3.1 MÉTODOS DE PROTECCIÓN

Estas sobretensiones son las de menor duración pero son las más severas que no pueden prevenirse, pero los daños a transformadores y otros equipos de la red pueden evitarse por medio de apartarrayos, diseñando el aislamiento en los equipos de tal manera que satisfagan los requisitos mínimos de protección.

Los apartarrayos son aparatos de protección que limitan las sobretensiones en el equipo protegido conduciendo la onda de sobretensión a tierra por una trayectoria de baja impedancia.

Estos dispositivos se comportan como aisladores cuando el sistema eléctrico opera normalmente, y como elementos de baja resistencia cuando opera bajo sobretensión, y nuevamente como aisladores después de que haya pasado la onda de sobretensión.

Existen dos tipos de apartarrayos:

- I) Carburo de Silicio (SiC)
- II) Óxido de Zinc (ZnO).

I) El apartarrayo SiC actualmente se encuentra en desuso, ya que las corrientes de descarga son del orden de miles de amperes. Únicamente se usan para mantenimiento.

II) El Apartarrayos de óxido de zinc tiene mejores características de no linealidad que los de carburo de silicio y bajas pérdidas a tensiones nominales y puede descargar corrientes del orden de décimas de amperes. Este apartarrayos no utiliza entrehierro, lo que permite reducir de manera considerable el tamaño de estos equipos y por ende su peso. Sus características tensión-corriente permiten a este apartarrayo descargar únicamente a un valor predeterminado, lo que hace posible mantener un nivel de protección adecuado al sistema y por lo tanto no requiere una tensión de flameo.

A continuación se presenta en la tabla 6.1 la comparación de las características del apartarrayos de SiC y ZnO.

Tabla 6.1

Carburo de Silicio	Óxido de Zinc
Requiere entrehierros	No Requiere entrehierros
Debe llegar a una tensión de flameo para descargar la energía debida a una sobretensión	Al no tener entrehierros conduce la corriente de descarga inmediatamente después que se presenta una sobretensión
Bajo condiciones normales de operación es insensible al medio ambiente	Es relativamente insensible al medio ambiente; sin embargo, es muy sensible a la temperatura

6.3.3.1.1 Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamientos es el conjunto de las disposiciones tomadas para que los materiales eléctricos de una misma instalación tengan un margen de seguridad apropiado respecto de las sobretensiones; también se puede decir que es el proceso de comparación entre el nivel de voltaje que los aislamientos son capaces de resistir sin sufrir daño alguno y el voltaje máximo esperado representado por el nivel básico de impulso.

El objetivo de la coordinación de aislamiento es diseñar el aislamiento de los sistemas de potencia con todos sus componentes, de tal manera que se minimice el riesgo para el equipo y las interrupciones de servicio, como una consecuencia de operación en estado estable, dinámico y transitorio de la manera más económica; para lograr estos objetivos es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1.- Tomar en cuenta la magnitud de las descargas atmosféricas, los efectos de las maniobras súbitas de interrupción, etc., a que el equipo de los sistemas eléctricos pueda ser sometido así como su frecuencia de ocurrencia; es sumamente importante investigar tan profundamente como sea posible el comportamiento de las ondas entre los componentes del sistema.

- 2.- Identificar claramente la capacidad de los dieléctricos: sólidos, líquidos o gaseosos de los equipos del sistema, para soportar los esfuerzos a que se verán sometidos durante los transitorios, para poder preservar la integridad del sistema.
- 3.- Seleccionar los elementos de protección capaces de eliminar o reducir los efectos de las sobretensiones.
- 4.- Analizar las condiciones de operación y de ser posible establecer reglamentos que hagan posible reducir los efectos de las sobretensiones temporales
- 5.- El costo de los diferentes desarrollos o estrategias aplicados para la solución de los puntos anteriores deberá ser una adecuada solución económica.

6.3.3.1.2 Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBAI).

Es el nivel de voltaje que el aislamiento debe resistir sin sufrir daño.

6.3.3.1.3 Margen de Protección.

Es la relación entre el nivel de voltaje de los aislamientos y el nivel de voltaje que permite el equipo de protección.

Para la coordinación de aislamiento de líneas aero-subterráneas con apartarrayos de óxido de zinc es necesario tomar en cuenta dos valores de tensión:

- I. Tensión de Descarga: Es la que se presenta en el apartarrayos cuando circula a través de él la corriente de descarga (TD).
- II. Tensión desarrollada entre la terminal del apartarrayos conectada a la línea y a la mufa de conexión de los cables de potencia, ésta se produce por el paso de la corriente de descarga a través del cable de conexión (TCT).

Ahora como se mencionó anteriormente, la tensión se duplica al incidir en el nodo abierto, por lo que para los márgenes de protección hay que tomar el doble de la tensión de descarga del apartarrayos (2TD).

Los valores de margen de protección recomendados por la Norma ANSI para cables subterráneos son entre 5 y 10%.

Las fórmula es:

$$MP_1 = \frac{NBAI - 2(TCT + TD)}{2(TCT + TD)} * 100$$

6.3.3.2 Protección de la Red Automática de Mediana Tensión

En este tipo de instalaciones las sobretensiones que causan más daño a los equipos se deben a descargas atmosféricas que inciden en los circuitos aéreos y se transmiten a las redes subterráneas a través de las acometidas aéro-subterráneas en forma de ondas viajeras. Debido a las continuas reflexiones y refracciones de la onda en el punto normalmente abierto y en el de la acometida, la relación de la tensión transitoria entre estos dos puntos puede alcanzar valores cercanos a dos, ya que después de la primera reflexión, la mayor tensión se presenta en el extremo del cable.

Para proteger la red de mediana tensión contra este tipo de sobretensiones, es necesario colocar un apartarrayo entre la línea aérea de la subestación de distribución y el cable subterráneo, porque así al llegar una onda viajera, esta se deberá drenar a tierra quedando una onda de voltaje residual, la cual está determinada por la corriente de descarga de la onda y por la calidad del apartarrayos,

Si la descarga se presenta en un punto con bajo nivel cerámico y la sobretensión no se incrementa sensiblemente, el voltaje que se manifiesta en la red no excederá a la tensión resistente del aislamiento por lo que no se presentará el flameo o arco eléctrico. Pero cuando el valor de la corriente resulta elevado, el voltaje excederá a la tensión resistente del aislamiento y se presentará el flameo; desde luego que si un impulso de rayo produce una falla de blindaje, por ejemplo a un claro de la subestación de distribución, es posible que se tenga una magnitud de corriente mayor que entre a la subestación, por lo que el blindaje de la red de distribución se debe diseñar para obtener una mejor protección contra las descargas atmosféricas.

6.3.3.3 Protección de los Transformadores de Distribución

Es necesario proteger los transformadores sumergibles y los de las bóvedas con apartarrayos, pero estos no llevan integrados los apartarrayos como los aéreos, por lo que se protegen con apartarrayos desde la mufa.

6.3.3.4 Protección de la Red Automática de Baja Tensión

En la red de baja tensión se llegan a inducir ondas de sobretensión en los conductores, pero debido a las características del conductor BTC, su pantalla logra amortiguar estas sobretensiones, por lo cual no se llega a producir sobretensiones en la parte de baja tensión.

CAPÍTULO VII
PRUEBAS DE INSTALCIÓN
O RECEPCIÓN

7.1 Generalidades

Para elaborar un buen diseño de los sistemas eléctricos de distribución, y en especial utilizando equipo subterráneo, es importante realizar pruebas al equipo de la red antes y después de su instalación.

7.2 Cables Subterráneos

Las pruebas de recepción que se realizan en fábrica sirven para detectar posibles fallas en la manufactura del cable.

En el caso de estos tipos de equipo, las pruebas son realizadas por personal del Laboratorio de Luz y Fuerza del Centro, de acuerdo a la norma 1.0008 para cables de mediana tensión (PT) y 1.0009 para cables de baja tensión (BTC).

7.2.1 Pruebas a Cada Tramo del Cable

Estas pruebas se efectúan para determinar el estado del cable en su aspecto eléctrico. Como se sabe en los conductores hay varios tipos de pérdidas, siendo las principales por el efecto Joule debidas a la resistencia propia del conductor y las dieléctricas debidas al efecto capacitivo que presentan los cables. Estos cables se fabrican por tramos para su fácil instalación por lo que a su vez se realizan las pruebas que a continuación se mencionan en cada uno de los tramos.

7.2.1.1 Medición de la Resistencia del Conductor a la Corriente Directa

La resistencia a la corriente directa (Rcd) es también conocida como resistencia óhmica. Su medición se efectúa a temperatura y presión ambiente, las cuales no deben sobrepasar un valor límite especificado en la norma calculada por la fórmula

$$R_{cd} = \rho \frac{L}{A} K_c \quad (\Omega)$$

donde:

L = longitud del conductor (km).

A = área de la sección transversal del conductor (mm²).

ρ = resistividad volumétrica del material empleado (Ω -mm²/ km)

K_c = Factor de acuerdo al cableado de los conductores.

Para el cobre $\rho = 17.241 \Omega$ -mm²/ km

Para el aluminio $\rho = 28.280 \Omega$ -mm²/ km

El equipo que se emplea para la medición es

- Puente de Kelvin
- Termómetro de mercurio.

El procedimiento es el siguiente:

El tramo del cable se coloca en el área de pruebas hasta que alcanza la temperatura del medio ambiente, mientras en los extremos del cable se quitan las cubiertas dejando solo el conductor donde se conecta el puente de Kelvin. Después se coloca el termómetro lo más cerca al cable para obtener la mejor exactitud en las lecturas.

7.2.1.2 Pruebas al Aislamiento.

Como se indicó en la construcción del cable, el aislamiento tiene como función principal confinar la corriente eléctrica dentro del conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa.

Las pruebas más importantes a considerar en los aislamientos para cables de energía son:

- a) Rigidez dieléctrica.
- b) Constante dieléctrica.
- c) Resistencia de aislamiento.
- d) Factor de potencia.
- e) Factor de disipación.
- f) Factor de ionización.

a) Prueba de Rigidez Dieléctrica.

En todos los materiales sólidos, la conducción se origina por la migración de partículas cargadas eléctricamente.

En el caso de los aislantes, al tener muy pocos electrones libres, ocasionan una alta resistividad. Sin embargo, cuando se incrementa el esfuerzo eléctrico en un aislamiento a un nivel suficientemente alto, la resistividad cambiará repentinamente de un valor alto a un valor bajo. A este cambio se le denomina ruptura dieléctrica y determina la rigidez dieléctrica del aislamiento. Entonces la rigidez dieléctrica es la tensión eléctrica que puede soportar un material antes de que se perfore. La unidad de medida normalmente se expresa en kV/mm de espesor de material.

Esta prueba se realiza tomando una porción del aislamiento del cable con un determinado espesor “*e*” en donde se le va aplicando diferentes tensiones en “*kV*” hasta que llegue a su ruptura dieléctrica., por lo tanto:

$$\text{Rigidez Dieléctrica} = \frac{kV}{e} \{ \text{kV /mm} \}$$

El diagrama de la figura 7.1 se muestra el circuito para realizar dicha prueba.

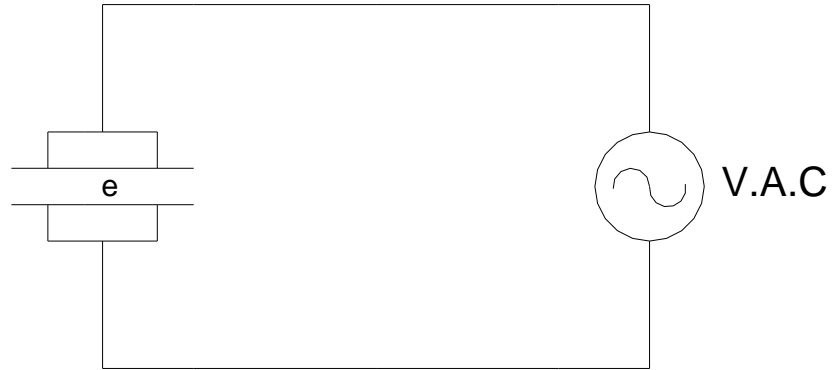


Fig. 7.1 Prueba de rigidez dieléctrica del aislamiento del cable

b) Prueba de Constante Dieléctrica

La constante dieléctrica de un aislamiento es conocida como permitividad relativa del aislamiento. Se define como la relación existente entre la capacitancia del dieléctrico del material a probar “C₁” y la capacitancia cuyo dieléctrico es el aire “C₀”, de esta manera tendremos:

$$\text{Constante Dieléctrica} = \frac{C_1}{C_0}$$

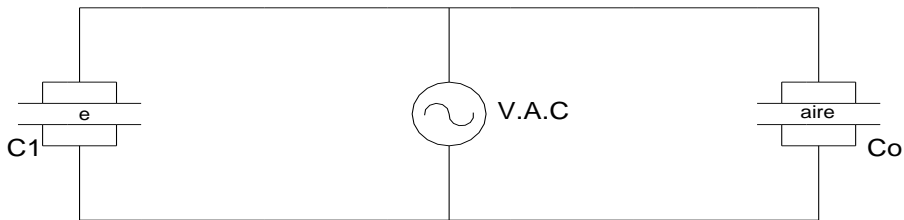


Fig. 7.2 Prueba de constante dieléctrica del aislamiento del cable.

c) Prueba de Resistencia de Aislamiento.

Cuando un aislamiento es sometido a una diferencia de potencial de corriente directa, sobre él circulará una pequeña corriente de fuga. La resistencia que se opone al paso de esta corriente se le conoce como resistencia de aislamiento.

La prueba de resistencia de aislamiento sirve para conocer el estado del aislamiento, además puede servir para detectar errores en la construcción de los empalmes, mufas y conexiones.

Para hacer la prueba debe utilizarse preferentemente un megohmetro cuya tensión sea la más alta posible y nunca inferior a 1000 V. Las medidas deben efectuarse con corriente continua porque, con corriente alterna podrían quedar falseadas a causa de la corriente variable. Luego se debe comparar con los datos obtenidos con la fórmula teórica.

La fórmula general es la siguiente:

$$R_{\text{mín.}} = K \log \frac{D}{d}$$

$R_{\text{mín}}$ = Resistencia mínima en Megaohms/Km.

K = Constante para el aislamiento, según el tipo.

D = Diámetro sobre el aislamiento en mm.

d = Diámetro sobre la pantalla interna del conductor en mm.

A continuación en la tabla 7.1 se muestra el valor de la constante de resistencia de aislamiento, de acuerdo a los diferentes tipos de materiales usados.

Como se recordará el cable de la red automática es:

Mediana tensión (PT): Polietileno normal

Baja tensión (BTC) : Polietileno reticulado

TABLA 7.1 CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
AISLAMIENTO	K (MEGA-OHMS/km)
PAPEL IMPREGNADO	3000 A 20 °C
PVC BAJO VOLTAJE	150 A 15.6 °C
PVC ALTO VOLTAJE (SINTENAX)	750 A 20 °C
POLIETILENO (NORMAL)	15250 A 15.6 °C
POLIETILENO RETICULADO (XLP)	6100 A 15.6 °C
CAMBRAY BARNIZADO (VC)	1000 A 15.6 °C
ETILENO PROPILENO (EP)	6100 A 15.6 °C

d) Prueba de Factor de Potencia.

Como se sabe el aislamiento del conductor hace las veces del dieléctrico de un capacitor, donde el conductor y la pantalla externa son los electrodos.

En la figura 7.3 se muestra el diagrama de un cable funcionando como capacitor.

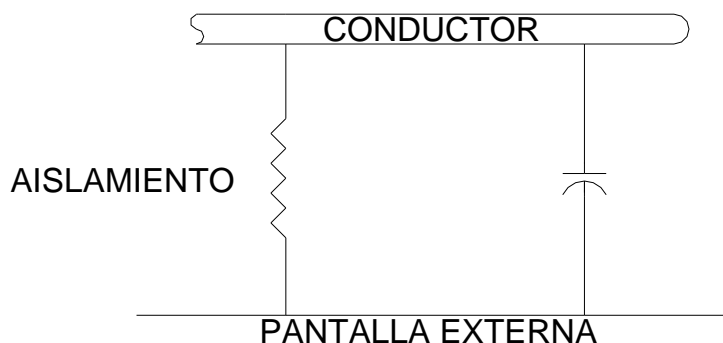


Fig. 7.3 Prueba de constante dieléctrica del aislamiento del cable

Cuando se aplica una diferencia de potencial de corriente alterna a un dieléctrico perfecto, no hay pérdidas, pero existe una corriente capacitiva inducida " I_c " que se

encuentra desfasada 90° adelante del voltaje. En realidad puesto que no existe un dieléctrico perfecto, hay una pequeña corriente “I_e” en fase con el voltaje “E” de tal manera que la suma vectorial de estas dos corrientes “I_T” lleva el voltaje hasta un ángulo menor de 90°. En la figura 7.4 se muestra el diagrama de las corrientes de fuga en el aislamiento del cable.

De lo anterior resulta que el factor de potencia representa la relación entre la potencia disipada en el dieléctrico y la potencia reactiva almacenada en el mismo.

$$F.P = \cos \Phi = \frac{\text{Perdidas (watts)}}{\text{P}_{\text{aparente}} (\text{volts} - \text{amperes})}$$

El factor de potencia es el coseno del ángulo Φ del dieléctrico y es un medio efectivo para conocer la calidad del aislamiento del cable. Cuanto menos perfecto sea el dieléctrico, esto es, cuanto mayor sea la potencia activa disipada, mayor será el factor de potencia.

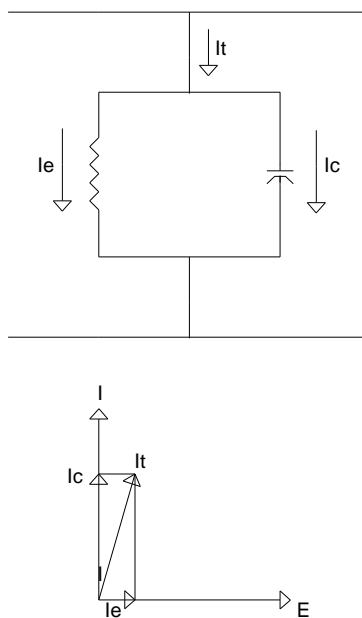


Fig. 7.4 Corrientes de fuga en el aislamiento del cable

El puente de Shering permite medir con toda precisión los valores del factor de potencia a diferentes tensiones o esfuerzos eléctricos. El procedimiento es el siguiente:

Con este puente se forma un brazo de un puente de Wheatstone balanceado contra un capacitor de alta tensión de valor patrón a través de dos brazos con resistencias variables, uno de los cuales tenía un capacitor variable conectado a través del brazo para corregir el desfaseamiento en el dieléctrico del cable. El detector que se usa puede ser un galvanómetro de vibraciones sintonizado a la frecuencia de suministro o un amplificador sintonizado a dicha frecuencia y un detector de cero.

El puente de Shering no mide en realidad el factor de potencia ($\cos \varphi$) sino el valor de $\cot \varphi$. Sin embargo cuando está cerca de los 90° .

$$\cos \varphi \rightarrow \cot \varphi$$

$$\text{Cuando } \varphi \rightarrow 90$$

e) Factor de Disipación.

Con la prueba de factor de potencia se puede determinar el factor de disipación, siendo este el factor que nos indica las pérdidas de energía eléctrica transformada en calor y estará dado por la siguiente relación:

$$\text{Factor de Disipación} = \tan \delta = \frac{I_r}{I_c}$$

Donde:

I_r = Corriente Resistiva

I_c = Corriente Capacitiva

f) Prueba de Factor de Ionización.

El factor de ionización de un dieléctrico es un índice obtenido de la diferencia del factor de potencia medido a un aislamiento para un esfuerzo máximo de 100 volts por

milésima de pulgada y el medido a un esfuerzo para el cual el factor de potencia resulte mínimo.

$$F.I = F.P_{100v} - F.P_{Min}$$

Es importante conocer el factor de ionización porque representa un índice de la que se presenta en los huecos.

Al incrementarse la ionización se incrementan las pérdidas en el dieléctrico; esto hace que se incremente más el factor de potencia, aumentando la temperatura del aislamiento y ocurriendo finalmente una falla.

7.2.1.3 Pruebas de Contactos a tierra.

Esta consiste en comprobar si existe algún contacto entre un conductor y la armadura del cable. Para ello es esencial la medición de la resistencia de aislamiento entre el cable y tierra.

La resistencia de aislamiento debe ser en $M\Omega \geq$ Tensión de servicio en kV.

7.2.1.4 Prueba de Corto Circuito

Esto es comprobar si existen contactos entre conductores. También es necesaria la comprobación de la resistencia de aislamiento, esta vez entre cada par de cables. Para ello, se conectan los dos bornes del megohmetro a dos de los conductores y se anota la lectura.

La resistencia de aislamiento también debe ser:

$M\Omega \geq$ Tensión de servicio en kV.

7.2.1.5 Prueba de Continuidad de los conductores

Consiste en revisar que no haya interrupciones en alguna parte de la trayectoria de los cables. Ésta se realiza con un ohmetro normal checando que halla continuidad en todo los tramos del cable.

7.2.1.6 Prueba de sucesión de fases

Consiste en comprobar que la sucesión de las fases sea la misma al principio y al final de la trayectoria del cable. Ésta se realiza de la misma manera que la anterior.

7.2.1.7 Prueba de Alta Tensión.

Esta prueba se realiza después de la medición de resistencia óhmica. Tiene por objeto asegurar que no haya falla en el aislamiento a lo largo del tramo de prueba, para asegurar que se encuentra en condiciones de operar satisfactoriamente ante los esfuerzos eléctricos a que estará sometido.

Es la prueba más enérgica de todas, ya que se someten los aislamientos a un esfuerzo muy grande y si existe alguna falla en la construcción o en el armado del cable, la posibilidad de que se presente la falla es muy alta.

A esta prueba se le llama “Tensión-Tiempo”, ya que es una relación de Alto Voltaje y Tiempo.

El equipo que se usa para esta prueba es:

- ❖ Un transformador de alta tensión
- ❖ Un regulador de voltaje.
- ❖ Un amperímetro.

- ❖ Un voltímetro.

El procedimiento es el siguiente:

El conductor es colocado firmemente en posición vertical en ambos extremos en el área de pruebas a la temperatura y presión ambiente. La tensión de prueba se aplica en un extremo al conductor, conectando la pantalla externa a tierra.

El voltaje de prueba puede ser de 195 volts por milésima de pulgada de espesor de aislamiento aplicados durante cuatro horas o de 255 volts por milésima de pulgada de espesor de aislamiento aplicados durante 15 minutos, según la norma de prueba AEIC.

7.3 Pruebas al Equipo de la Red.

Gran parte de estas pruebas son especificadas por cada uno de los fabricantes y se conocen como pruebas de fábrica. Algunas de ellas se vuelven a efectuar en los equipos ya instalados y se denominan pruebas de campo.

Los equipos que se consideran en las pruebas de campo son los siguientes:

- Transformadores de Distribución.
- Interruptores.
- Protector de Red.

7.3.1 Transformadores

Tanto a los transformadores sumergibles como a los de subestación tipo bóveda se les hace un conjunto de pruebas con el orden siguiente:

- I. Resistencia de Aislamiento.

- II. Rigidez Dieléctrica del Aceite.
- III. Relación de Transformación.
- IV. Polaridad de las Bobinas.

7.3.1.1 Resistencia de Aislamiento.

Esta prueba se realiza para comprobar la calidad y el estado de aislamiento eléctrico de las bobinas para soportar, de acuerdo con la norma correspondiente, los valores de las tensiones nominales y de prueba.

El aparato que se utiliza para realizar esta medición es el “Megger”. Este aparato es un generador de corriente directa y tiene una escala graduada en megaohms que mide los miliamperes que circulan por el aislamiento al aplicarse la tensión generada. El generador se puede energizar a mano o por medio de un motor eléctrico, con el cual, los resultados de las pruebas son más uniformes que con el de tipo manual.

Cuando se realiza esta prueba durante periodos largos, es recomendable hacerla a una determinada hora, ya que la temperatura ambiente influye en la magnitud de la resistencia de aislamiento, y ésta es variable según las horas del día.

7.3.1.2 Rigidez Dieléctrica del Aceite.

Esta prueba detecta la habilidad de un aceite aislante para soportar una diferencia de voltaje, sin que se produzca flama entre partes vivas de un equipo.

Las funciones que efectúa un aceite son:

- Aislar.
- Eliminar las pérdidas térmicas generadas en un equipo.

La prueba se realiza con un dispositivo de prueba formado por un transformador elevador, mediante un regulador que eleva la tensión en forma manual sin exceder una velocidad de 3 kV/seg hasta llegar a 40kV. El elemento de prueba es una copa de resina sintética que aloja dos electrodos formados por dos discos de 2.54 cm de diámetro y con separación de 2.54 mm., a los cuales, cuando está llena la copa se les aplica la tensión de prueba que va creciendo de acuerdo con la velocidad mencionada. Un aceite que se encuentra en buen estado debe soportar 30 kV durante un minuto.

El procedimiento para la prueba de un aceite es el siguiente:

- 1.- Limpiar la válvula de muestreo y la copa de prueba del equipo bajo la prueba.
- 2.- Permitir fluir a través de la válvula de muestreo algo de aceite que sirve para eliminar las impurezas que puedan existir.
- 3.- Se enjuaga la copa con aceite limpio, sin tocarla en su parte interna para no contaminar la muestra bajo prueba.
- 4.- Se toma la muestra del aceite dejándola reposar durante unos cuatro minutos, tiempo suficiente para eliminar las burbujas atrapadas en el mismo. En días muy húmedos se debe evitar efectuar esta prueba para no contaminar la lectura.
- 5.- La copa se debe llenar hasta ser enrasada por el aceite. Conviene efectuar las pruebas a la misma temperatura, ya que este también influye en la rigidez dieléctrica de la muestra.

7.3.1.3 Relación de Transformación

Con esta prueba se comprueba que el número de espiras que se devanan en las bobinas coincidan con las calculadas en el diseño, de manera que las tensiones medidas concuerden con los datos de placa del aparato.

Para realizar esta prueba se utiliza un aparato que se conoce, en inglés como Transformer Turn Ratio “TTR”, o bien, en español Probador de Relación de Espiras “PRE”. El TTR es un dispositivo formado por un generador de corriente alterna, que es movido a

manivela, el cual produce una tensión de 8 volts a 60 Hz, provisto de un transformador ajustable de referencia, éste opera de tal forma que al presentarse un punto en que la relación de un transformador bajo prueba coincida con la del transformador de referencia, la aguja de detector marcará cero. Para efectuar la prueba, el transformador de referencia debe estar desenergizado, con las terminales de alta y baja tensión desconectadas.

7.3.1.4 Polaridad de las bobinas del transformador.

Esta prueba se puede realizar con un TTR, en donde se inicia por ajustar las perillas del aparato hasta que marque cero. Se da $\frac{1}{4}$ de vuelta al generador, si la aguja del detector se desplaza hacia la izquierda, el transformador es de polaridad sustractiva, y si se desplaza hacia la derecha, ésta es aditiva.

7.3.1.5 Prueba de Hermeticidad.

Aquí se inyecta aire a presión, con el fin de asegurar que haya una perfecta hermeticidad en los transformadores para evitar la entrada de agua a su interior.

7.3.2 Prueba a los interruptores, cuchillas y protectores de red.

Las pruebas que se realizan son las siguientes:

- A. Resistencia de Contacto.
- B. Tiempos de Operación
- C. Prueba de Tensión mínima de Operación
- D. Hermeticidad

A. Resistencia de Contacto.

Esta prueba mide la resistencia óhmica entre los contactos de cuchillas, interruptores, etc. La magnitud de esta resistencia indica el calentamiento esperado en

función de la corriente máxima indicada en la placa de datos, así como la verificación de ajuste y presión entre contactos.

La resistencia se determina por dos métodos, uno por la caída de tensión en milivolts y la otra midiendo los miliwatts RI^2 que da directamente el calentamiento de los contactos en función del paso de la corriente nominal.

Para estas mediciones se utilizan diferentes aparatos, que a partir de una fuente de corriente directa, miden los miliamperes que son leídos directamente en una escala cuyas unidades están dadas directamente en miliohms. Las lecturas leídas se comparan con las que el fabricante otorgó para obtener los resultados correctos en la misma medición. De cualquier forma, se considera que una lectura de bajo de los 30 miliohms es correcta.

B. Tiempos de Operación del Interruptor del Protector de Red.

Antes de la puesta en servicio, se deben medir a estos dispositivos los tiempos de apertura y cierre para que estén de acuerdo con las especificaciones.

El tiempo de cierre es el período comprendido entre el instante en que se energiza la bobina de cierre y el instante en que se tocan los contactos.

El tiempo de apertura o disparo es aquel que transcurre entre el instante en que se energiza la bobina de disparo y el que tardan los contactos en estar completamente abiertos.

Para realizar esta prueba se usa un aparato que utiliza una gráfica en función de la frecuencia nominal del sistema, en donde se analiza la velocidad de apertura del dispositivo.

C. Prueba de Tensión Mínima de Operación.

Es una prueba que verifica la tensión mínima de corriente directa, a la cual pueden operar las bobinas de cierre y de disparo; estos valores deben estar de acuerdo con las especificaciones que se anexan con la compra de los dispositivos.

En esta prueba, se utiliza una fuente variable de corriente directa, que se conecta junto con un voltímetro a cada una de las bobinas del aparato por separado. Conectada a la fuente de energía y a partir de cero volts, se comienza a incrementar lentamente la tensión hasta que se produzca la operación de los circuitos de disparo o cierre; en ese momento se lee el valor de la tensión aplicada que corresponde a la tensión mínima de operación.

Si la lectura del voltímetro no coincide con el valor especificado, conviene revisar los ajustes de los mecanismos hasta obtener la operación a la tensión especificada.

D. Prueba de Hermeticidad.

Aquí también se inyecta nitrógeno a presión, con el fin de asegurar que haya una perfecta hermeticidad en estos dispositivos, ya que son sumergibles, y así evitará la entrada de agua a su interior.

CAPÍTULO VIII
MANTENIMIENTO Y
LOCALIZACIÓN DE FALLAS
EN LA RED

8.1 Mantenimiento

El Departamento de Cables Subterráneos de Luz y Fuerza del Centro cuenta con personal dedicado exclusivamente al mantenimiento, con objeto de disminuir al mínimo el número de fallas en el equipo y la reparación en caso de alguna falla.

Para dar este mantenimiento se necesita una licencia por parte de la empresa dueña de sus equipos.

Una licencia es un documento en el que se describe el estado en que se encuentra el equipo al que se le va a dar mantenimiento, con el fin de asegurar dicho equipo y comprometer al personal que sí cumplirá con su trabajo.

Se dan dos tipos de mantenimiento: Preventivo y Correctivo.

8.1.1 Mantenimiento Preventivo

Mantenimiento Preventivo consiste en realizar pruebas durante la vida de operación del equipo. Estas se ejecutan con el objeto de detectar algún posible deterioro en el sistema y evaluar las condiciones en que se encuentra.

Existen programas anuales de recorrido de redes, inspeccionando tanto en pozos de visita como en registros y bóvedas. Esta revisión consiste en observar los cables y empalmes, con el objeto de asegurarse que no existan piquetes en el plomo que puede ser causa de futuras fallas, aunando a esto generalmente se acomodan cables, reponiendo si es necesario sus placas de identificación. Simultáneamente se desaguan los registros y bóvedas del recorrido para limpiarse lo mejor posible.

Existe además de este trabajo, revisiones programadas de aceite de todos los transformadores del sistema, así como de interruptores, desconectores y fusibles.

También se hacen las pruebas de hermeticidad, es decir, se inyecta nitrógeno a presión a todos los equipos sumergibles de la red. Esto se efectúa con el objeto de asegurar que exista una perfecta hermeticidad de los mismos que evite la entrada de agua a su interior.

Con respecto a la baja tensión, se efectúan anualmente pruebas de continuidad para detectar fallas ocurridas durante ese año y en su caso, proceder a su reparación.

Otro punto en el mantenimiento, es la revisión del circuito de tierras, tan indispensable en un sistema eléctrico.

Aproximadamente se da mantenimiento a la red cada seis meses, pero en especial cerca del mes de diciembre.

8.1.1.1 Licencias en Media Tensión

Estas licencias se pueden dividir en a) Troncales, b) Derivaciones y c) en Transformadores.

- a) Para dar en licencia una trocal de la red, se ordenará al operador de la subestación de distribución que abra el interruptor principal, por lo que todos los protectores de red de ese alimentador deberán abrir automáticamente debido a las corrientes inversas, en caso de que esto no suceda, procederá el operador a localizar y abrir a mano los protectores que no abrieron.

- b) Si necesitáramos dar en licencia un ramal o derivación, el procedimiento sería similar al de una trocal, nada más que sólo se abriría el interruptor del ramal, sin la necesidad de desenergizar todos los transformadores del alimentador troncal.

- c) Para dar en licencia un transformador, tendremos primeramente que abrir el protector de red a mano y quitar los fusibles de dicho protector para que no haya corrientes inversas hacia el transformador, en seguida se abre el interruptor del ramal que alimenta al transformador, o el seccionador que conecta al transformador, como es el caso de la Red Central, y finalmente se deja sin energía el transformador

8.1.1.2 Licencias en Baja Tensión

- a) Para dar en licencia un protector de red se hace lo siguiente:
1. Se ordena al personal de campo que abra el protector de red a mano y que ponga la palanca en punto fuera a mano.
 2. Se ordena abrir el interruptor del ramal que conecta al transformador que conecta a determinado protector de red.
 3. Se ordena quitar las placas de conexión de cables de baja tensión en la caja de distribución.
 4. Se ordena quitar las placas de conexión entre protector y transformador.
 5. Se ordena quitar los fusibles al protector.
 6. Se entrega libre el protector al personal que solicitó la licencia.
- b) Para dar en licencia un cable de baja tensión.

Es sumamente raro que en red automática se solicite una licencia en un cable de baja tensión; lo normal es que se trabaje con potencial cuando se desea hacer una extensión o derivación sobre él. La necesidad de sostener la continuidad en los servicios es lo que obliga a no quitarle potencial a dichos cables, ni de día ni de noche, ya que en estas zonas existen muchos comercios, hoteles, etc., por lo cual es imprescindible la continuidad en el servicio. Cuando no hay otro remedio que dar en licencia el cable de baja tensión, se abrirán las placas de conexión en las cajas de baja tensión; si se

piensa que la carga es muy alta, sería peligroso abrir el cable en el último punto, entonces se abirán todas las puntas de cable que hay en dicho registro, se abre también el bus de amarre entre cajas, y después se abre el protector a mano. Después se abre el cable que se va a dar en licencia, se conectan todos los cables y el bus abierto y, finalmente se pone en servicio normal el protector.

8.1.2 Mantenimiento Correctivo

Este mantenimiento se da cuando un equipo en operación ha fallado, por lo que es necesario localizar con precisión el defecto y de ser posible repararlo con rapidez, ya que dependiendo del tipo de falla, se pueden presentar otros problemas posteriores.

8.2 FALLAS

Los defectos en los elementos de instalación, como son de empalmes, de derivación y terminales, constituyen la gran mayoría de las fallas en las canalizaciones subterráneas. Se pueden presentar bajo diversas formas: corto circuito entre conductores con o sin puesta a tierra, cortocircuitos intermitentes, etc.

Generalmente, este defecto procede de una bolsa de aire que puede existir entre dos empalmes o un empalme y el cuerpo, entre los cuales, debido a la ionización del aire, puede saltar un arco cuando la tensión alcanza cierto valor. Esta bolsa de aire puede haberse producido durante el llenado del empalme con pasta aislante, a causa de una defectuosa evacuación del aire o por un enfriamiento demasiado brusco, finalmente, por un llenado insuficiente con pasta aislante, reconstituyendo un aislamiento suficiente para hacer desaparecer el defecto; en este caso, el cable puede ponerse bajo tensión al cabo de cierto tiempo.

Una falla puede producirse por lo siguiente:

- **Piquete Mecánico:** Generalmente se produce al golpear el cable cuando se practican obras en el terreno, para el establecimiento de trincheras o de otras canalizaciones. Para evitar en lo posible, es conveniente que un empleado de la empresa suministradora de energía recorra diariamente los lugares por donde va la trayectoria de los cables, con el fin de prevenir al personal que realiza esas obras del peligro que corre y de la necesidad de proceder cuidadosamente para descubrir el cable, cuya situación debe señalarse.

- **Corrosión Química:** La presencia de determinados ácidos o álcalis o de sustancias que combinadas da lugar a éstos, puede atacar violentamente las cubiertas de plomo y perforarlas.

- **Cristalización:** El continuo movimiento del cable dentro del ducto debido a las dilataciones y contracciones de éste a consecuencia de su régimen de carga, terminan por orientar las moléculas del forro de plomo, agrietándose este en longitudes considerables.

- **Rozamiento o Ralladuras:** La falta de cuidado en el tendido, la suciedad en los ductos o la falta de precaución en lugares con filos, producen incisiones o cortaduras en las cubiertas de plomo.

- **Asentamientos del Subsuelo:** En la Ciudad de México, por tanta construcción actual y tan poco compacto el terreno, se producen restiramientos en las cubiertas de plomo, que llegan a reventarse, produciéndose fisuras.

- **Tierrazos:** Los fenómenos transitorios debidos a corto-circuitos, fallas a tierra, etc., producen corrientes residuales que fluyen por las cubiertas de plomo,

elevándose en ocasiones el potencial de una cubierta respecto a las otras, de allí que en lugares donde una cubierta con potencial toca o pasa cerca de otra o de una estructura que propicie una diferencia de potencial adecuada a la descarga, ésta se produce formando el llamado Tierrazo, que perfora las cubiertas de plomo dejando allí un hueco considerable.

- Introducción de agua o de Humedad: Todos los fenómenos anteriores dan lugar a la introducción de agua o humedad dentro del cable, que trae por resultado, la falla inmediata o posterior del cable. Otra manera de permitir la introducción de agua o humedad dentro del cable, es al hacer descuidadamente la mano de obra de una junta o empalme, por ejemplo el mal empacado permite vías de agua o humedad, que repercuten invariablemente en la falla del cable en ese lugar.
- Sobrecargas: Un cable que trabaja todo el tiempo sobrecargado, llegará a quemar sus aislamientos, perdiendo sus cualidades dieléctricas y provocando su falla.
- Falsas Maniobras: Una falsa maniobra en la operación puede dar lugar a un cortocircuito que queme por completo los aislamientos del cable y produzca su falla.
- Vejez: Con el tiempo el resecamiento de los aislamientos en un cable, da sin lugar a la formación del fenómeno de ionización, que aumenta sus pérdidas y trae posteriormente su falla.
- Defecto de Fabricación: También un defecto en el encintado, o en la aplicación de la cubierta de plomo, puede dar lugar a ionizaciones o vías de humedad posteriores que hagan fallar al cable.

- Defectos de manejo del material: Manos sucias o sudorosas, el reventado de aislamientos al forzarlos en curvaturas o pocas precauciones al confeccionar una junta o terminal, traen irremisiblemente la falla.
- Roída de Rata: La rata no come el plomo de los cables pero les gusta afilarse los dientes en él, de allí que resulten a veces incisiones bastante considerables a consecuencia de esto.
- Incendio Exterior: En un siniestro de esta naturaleza, se eleva tanto la temperatura exterior, que llega a fundirse el plomo del cable y a quemar sus aislamientos.

De las explicaciones anteriores se deduce que los puntos vulnerables en las instalaciones subterráneas son: empalmes, derivaciones, terminales, lugares salitrosos, obras públicas en construcción, aglomeraciones de cables en galerías, etc.

8.3 LOCALIZACIÓN DE FALLAS

La localización de las fallas en los cables subterráneos presenta una dificultad especial porque no pueden apreciarse exteriormente. Por eso, exigen una especial atención y preparación por parte del operador ya que es del mayor interés reducir al máximo los trabajos de excavación, por tres razones fundamentales:

- a. Porque se tiene que levantar la calle en una gran longitud, con los consiguientes perjuicios e incomodidades para la colectividad en general, los transportes públicos y privados, etc.,

- b. Porque los trabajos de excavación exigen normalmente una buena mano de obra y un gran número de horas de trabajo, si no se consigue localizar la falla inmediatamente,
- c. Porque el suministro de energía eléctrica queda suspendido durante los trabajos de localización de la avería.

Por estas razones, resulta de gran interés la localización lo más exacta posible de la falla. Esto exige procedimientos sofisticados.

Una manera fácil que caracteriza la pericia del técnico localizador, es la de olfatear un rastro o una pista que haga suponer la presencia de la falla. Entre estos rastros pueden nombrarse por ejemplo:

- Olor a cable quemado (olor muy especial) en la boca de los ductos o en la tierra de excavación que puede acusar la presencia de la falla por ahí cerca.
- El tizne en las paredes del pozo de visita, en la boca de los ductos o en la misma tierra de excavación, puede ser otro buen indicio. Sólo debe tomarse el buen cuidado de limpiar bien ese tizne una vez terminado el trabajo, para que no se convierta en un engaño en la próxima localización.
- La presencia de humo en un pozo de visita, da lugar a dudas de que allí se encuentra la falla.
- Cuando un registro está inundado, quedan los cables ahogados y se presencia una nata cobrizada sobre el espejo de agua, esto pone de manifiesto la existencia de una falla en alguno de esos cables.

Sin embargo, el instalador puede localizar, de forma aproximada la zona donde se ha producido alguna falla, y preparar de esta forma, el trabajo a los equipos especializados.

Para la localización de las fallas en los cables subterráneos, es necesario disponer de los planos eléctricos correspondientes, ya que son de gran ayuda.

8.3.1 Medidas de localización de defectos de cables subterráneos.

Existen medidas que son muy delicadas y exigen gran atención por parte del operador. Para obtener suficiente precisión y evitar graves errores, es preciso que el procedimiento de localización empleado sea apropiado a la naturaleza del defecto.

En primer lugar, debe localizarse el defecto de una forma apropiada, operando sobre la totalidad del cable. Esto se logra existiendo un acceso a los extremos del cable, y es indispensable para permitir la conexión de los instrumentos de localización empleados durante el ensayo, aparte de que el doble acceso posibilita ejecutar dos mediciones desde extremos opuestos, comprobando así la veracidad de los cálculos al coincidir los dos resultados. Cuando esta primera localización se ha conseguido, se efectúan a continuación las medidas de localización apropiadas sobre la porción del cable en que se sabe con certeza que existe defecto, con objeto de determinar más exactamente, el emplazamiento del defecto. De esta forma se eliminará cualquier causa de incertidumbre en caso de defecto no aparente.

CONCLUSIÓN

CONCLUSIÓN

La distribución de energía eléctrica en la zona central del D.F. es suministrada por medio de la red automática subterránea desde 1928 a la fecha, siendo mínimas las interrupciones en el servicio por fallas en la subestación de distribución o en la acometida del cliente.

Por lo que se concluye que la distribución de energía eléctrica por este sistema es altamente confiable para satisfacer las necesidades de los usuarios, ya que, debido a los avances tecnológicos en los equipos electrónicos, la energía eléctrica es cada vez más necesaria y su continuidad más urgente.

Además tiene la característica de ser subterránea, por lo que no está expuesta directamente a descargas atmosféricas, tormentas, choque de vehículos, caída de árboles, lanzamiento de objetos, etc. También tienen la ventaja de dar buena estética a la zona, ya que son ocultas, y por lo tanto eliminan postes y elementos aéreos, tales como transformadores tipo poste y cables, que afean notablemente el paisaje.

Sin embargo, las sobretensiones en este tipo de red ocasionadas por descargas atmosféricas son más severas en comparación con las líneas aéreas, porque la onda de sobretensión se duplica, pero teniendo una buena coordinación de aislamiento se logra minimizar dichas ondas de sobretensión.

También presenta desventajas respecto a las líneas aéreas, como es el caso de:

- Mayor costo de instalación
- Más complicada la forma de localizar fallas.
- Mayor tiempo en reparar alguna falla.

Por lo tanto la red automática se podría instalar en toda la república, pero debido a su alto costo inicial y de mantenimiento preventivo, sería difícil; además depende mucho de las políticas de las compañías suministradoras, como es el caso de la CFE y LFC.

CONCLUSIÓN

Por último quiero agradecer al Ing. Guillermo López Monroy por su apoyo, y especialmente al Ing. Arturo Morales Collantes por sus sugerencias y asesoría para la realización de esta tesis.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Sistemas de Distribución
Ing. Roberto Espinosa y Lara.

- Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.
José Dolores Juárez Cervantes.

- Características de los Sistemas de Distribución Subterráneos de Compañía de Luz.
Gerencia de Distribución y Transmisión.

- Tesis “Pruebas al Cable tipo Tubo”
Ing. Guillermo López Monroy

- Tesis “Instalación, Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica POR Cable subterráneo”
Ing. Arturo Morales Collantes

- Memoria Técnica del Congreso de Verano de Potencia de 1997.

- Normas de Cables Subterráneos de la Compañía de Luz.

- Guía de Diseño de Redes Automáticas de la Compañía de Luz.

- Apuntes del Curso de Edificios Verticales.
Ing. Ernesto Niño.

- Diseño de Subestaciones Eléctricas
Ing. José Raúl Martín.

- NOM-001-1999 de Instalaciones Eléctricas.

- Cables de Energía para distribución Subterránea.
Ing. Julio Luna Castillo