



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CAMPUS ARAGÓN**

UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MÉXICO

“REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O

M E C Á N I C O E L É C T R I C I S T A

A R E A : E L É C T R I C O - E L E C T R O N I C O

P R E S E N T A N :

R I C A R D O C H Á V E Z M E D I N A

D E S I D E R I O G O N Z Á L E Z E S P I N D O L A

ASESOR: ING. RAÚL BARRÓN VERA

MÉXICO

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO Y EN ESPECIAL A LA ESCUELA
NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ARAGON:**

*Nuestro mayor agradecimiento por habernos aceptado y permitirnos formar parte de esta gran
Institución, para ser el resto de nuestras vidas orgullosamente: universitarios.*

A LOS PROFESORES:

*A través de sus enseñanzas lograron transmitir sus conocimientos y nos impulsaron para
superarnos profesionalmente gracias*

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es una parte integrante de la vida moderna. El aprovechamiento por el hombre de la electricidad data de una época relativamente reciente si se compara con la edad de él sobre el planeta y sin embargo, ha tenido un desarrollo extraordinario, en particular, las últimas cuatro décadas.

Tal ha llegado a ser el grado de penetración de la electricidad, que en la actualidad no se puede concebir el no disponer de ésta forma de energía para una vida normal. Tal hecho es debido a las ya comprobadas ventajas de la electricidad con otras formas de energía y que se pueden resumir en: Es fácil de producir, de transportar, de usar y de controlar, lo que permite prever que seguirá siendo la forma ideal de energía terminal para la transmisión y distribución por mucho tiempo todavía.

Para poder dotar de electricidad a todos los habitantes y a todos los sectores industriales y comerciales, el hombre a formado determinadas empresas eléctricas, las cuales deben planear, diseñar, proyectar, construir y explotar las instalaciones necesarias para satisfacer las demandas.

El descubrimiento del fenómeno de la inducción electromagnética por Faraday, en 1831, dio lugar al invento del generador eléctrico, es el punto inicial de la electrotecnia.

Generalmente se considera que los sistemas de energía eléctrica se inician en 1882 con las instalaciones de Edison en Nueva York.

En un principio el suministro de energía se hizo mediante corriente continua a baja tensión utilizando el generador de corriente continua (dinamo) desarrollado en 1870 por Gramme. Inicialmente la carga estaba constituida por lámparas incandescentes de filamento de carbón; Hacia 1884 se empezaron a utilizar motores de corriente continua.

El uso de sistemas de corriente continua a baja tensión, tenía limitaciones como lo era, la distancia a la cual se podía transmitir la energía eléctrica con una regularización de voltaje aceptable.

Se considera a Marcel Deprez como el precursor de la transmisión de la energía eléctrica a alta tensión. En un informe presentado a la academia de ciencias de París, en 1881, anuncio que elevando la tensión se puede transmitir una energía eléctrica de cualquier potencia a una gran distancia, con pérdidas mínimas.

La transmisión con corriente continua a alta tensión tuvo algunas aplicaciones industriales limitadas, de las cuales las más importantes fueron el sistema Thury, que consistía en conectar en serie varios generadores de corriente continua con excitación serie, funcionando a corriente constante para obtener la tensión de transmisión requerida por la carga, que consistía en motores , conectados también en serie.

Con el invento del transformador por Gaulard y Gibbs en 1883 se hizo posible la elevación eficiente y económica de la tensión utilizando sistemas de corriente alterna. Por esta razón el sistema de corriente alterna para la generación y la transmisión desplazó al de corriente continua, permitiendo la transmisión de grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias. Por otra parte la superioridad del motor de corriente continua sobre el de corriente alterna para las aplicaciones de tracción se mantuvo hasta hace pocos años, sin embargo, actualmente se prefiere hacer la alimentación con corriente alterna y realizar la conversión de alterna a continua.

Los primeros sistemas de corriente alterna fueron monofásicos. En 1884 Gaulard realizó una transmisión de corriente alterna monofásica de 40 Km. de longitud, en la región de Turín (Italia); En 1886 se puso en servicio en Estados Unidos un sistema de corriente alterna monofásica, usando transformadores con tensión primaria de 500 volts y tensión secundaria de 100 volts. En 1887 entro en servicio un sistema de transmisión y distribución con corriente alterna en la ciudad de Lucerna (Suiza) y en 1888 en Londres.

En 1883 Tesla invento las corrientes polifásicas, en 1886 desarrollo un motor polifásico de inducción, y en 1887 patento en Estados Unidos un sistema de transmisión trifásica.

La primera línea de transmisión trifásica se construyó en 1891 en Alemania, con una longitud de 180 Km. y una tensión de 12 000 volts.

El sistema de corriente alterna trifásico se desarrolló rápidamente y es actualmente de empleo general, ya que se presenta la ventaja de que la potencia total suministrada es constante, siempre que el sistema trifásico sea equilibrado, mientras que en un sistema monofásico la potencia suministrada es pulsante.

Además para una misma potencia un generador o un motor monofásico es más grande y por lo tanto más caro que el correspondiente trifásico.

Actualmente se usan sistemas de corriente monofásicos únicamente en algunos sistemas de distribución, especialmente en Estados Unidos, y para la alimentación de sistemas de tracción eléctrica. En todos los casos estos sistemas monofásicos se alimentan desde sistemas trifásicos.

Por lo que se prefiere a los sistemas trifásicos. Se usan tres conductores siempre que el desequilibrio entre las potencias de las tres fases es pequeño, que es el caso en las aplicaciones de transmisión. En los sistemas de distribución se usa frecuentemente el cuarto hilo, especialmente en los circuitos de baja tensión.

En lo que se refiere a la frecuencia eléctrica utilizada en los sistemas de corriente alterna, inicialmente se prefirieron frecuencias bajas para disminuir las reactancias inductivas de las líneas y por razones de diseño de los motores de tracción, lo que hizo que se extendiera el uso de la frecuencia de 25 Hz. Posteriormente se fue imponiendo el uso de frecuencias más elevadas, de 50 Hz, y 60 Hz: debido a que una frecuencia mayor permite utilizar circuitos magnéticos de menor sección para una potencia dada, lo que da como resultado aparatos de mayor tamaño y más baratos.

A partir de la transmisión con corriente alterna trifásica a fines del siglo pasado, la cantidad de energía transmitida, la longitud de las líneas y la tensión de transmisión han aumentado constantemente.

En los años recientes se han desarrollado un sistema de transmisión con corriente continua a alta tensión. La energía eléctrica se genera con corriente alterna, la tensión se eleva mediante un transformador al valor necesario y se rectifica para realizar la transmisión con corriente continua; En el extremo receptor se sigue el proceso inverso. Este sistema se pudo realizar debido al perfeccionamiento de equipos rectificadores e inversores de alta tensión, basados en la válvula de arco de mercurio controlada por rejilla. La primera instalación industrial de este tipo entró en servicio en Suecia en 1954, transmitiendo 20 000 KW a una distancia de 97 Km. a través de un cable submarino a una tensión de 100 KV. las instalaciones más recientes de equipos de conversión se han realizado con rectificadores controlados de silicio.

En 1905 entró en servicio una línea de 60 KV. Entre la planta hidroeléctrica de Necaxa y la Ciudad de México, lo que constituyó en aquel momento la tensión más elevada en el mundo.

Debido a que este trabajo está enfocado a los sistemas subterráneos de distribución de energía eléctrica en nuestro país, haremos una pequeña historia.

Las primeras noticias que se tienen de la utilización de cables subterráneos en la Ciudad de México para servicios públicos data del año 1904 en que se alimentaron por cables subterráneos algunos servicios en las colonias San Rafael y Santa María por la compañía de Gas y Luz, empleando cables forrados con yute y alojados en canaletas de barro, ahogados en chapopote (Instalación tipo Gas y Luz), algunos de los cuales se encuentran aun en funcionamiento.

La tensión inicial con que operaban era de 3 000 volts, los cuales eran suministrados por cuatro subestaciones.

Por motivos de aumento de demanda, hubo necesidad de cambiar este voltaje por el de 6 000 volts, cambio que se inició en 1926.

En ese mismo año toma forma el proyecto de construir el primer sistema automático en la ciudad, planeado por el ingeniero Emilio Leonard's el cual entró en servicio en 1928, contando con tres alimentadores primarios en 6 000 volts, los que partían de las subestaciones del antiguo sistema de 3 000 volts, empleando también gran parte de los cables de baja tensión de dicho sistema.

El sistema automático antes indicado abarcó un área de 0.8 Km² en el primer cuadro de la ciudad, con una capacidad instalada en transformadores de 5.15 MVA, siendo necesario ampliar esta capacidad en 1937 a 10 MVA.

Al continuar el crecimiento de la zona comercial de la ciudad, fue necesario construir nuevos sistemas de distribución, como fueron el sistema automático Reforma, el sistema automático Nonoalco y el sistema radial, también denominado Nonoalco, todos ellos trabajando a una tensión de 6 000 volts. Así mismo fue necesario modificar la capacidad de los transformadores de distribución de 150 y 200 KVA por 300 y 400KVA, sufriendo también modificaciones el calibre de los alimentadores primarios en 6 000 volts, de 120 mm² de sección a 200 y 250 mm² de sección al mismo voltaje.

El incremento de la carga no se ha detenido y ha sido necesario crear en la actualidad nuevas redes subterráneas de distribución con saturación a largo plazo, y planear nuevas redes a futuro.

También el voltaje de alimentación ha tenido que variar de tal forma que casi todas las redes actuales (residenciales y comerciales), funcionan a 23 000 volts con transformadores nominales de 45, 75, 112.5, 225, 300, 500 y 750 KVA.

Se ha mencionado continuamente el incremento de carga, lo que ha ocasionado grandes avances en cuanto a cantidad y calidad de las redes de distribución subterránea y es interesante mencionar

las causas más importantes que ilustran la dinámica seguida por el país y que se anotan a continuación:

- La clase de la población con poder adquisitivo representa un mercado potencial para un mayor número de artefactos eléctricos y electrónicos, por lo tanto, un incremento en la demanda de energía eléctrica.
- Lógicamente el crecimiento natural de la población es un factor que contribuye en forma básica al crecimiento de la demanda de energía eléctrica
- En los últimos años, el turismo se ha incrementado considerablemente, lo que involucra un aumento de hoteles, centros turísticos, etc., por lo tanto una mayor demanda de energía eléctrica.
- El producto nacional bruto (P.N.B.) es una medida del producto real y muestra un incremento importante en los últimos años. Sabemos que el P.N.B. es una medida del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, ya que la electricidad se requiere para la manufactura de productos.

En la actualidad la compañía de Luz y Fuerza del Centro consciente y congruente con su misión, proporciona el servicio de energía eléctrica a más de 25 millones de habitantes ubicados en la zona central del país, integrada por el Distrito Federal y parte de los Estados de México, Hidalgo, Morelos y Puebla, zona de una gran importancia socioeconómica, donde se localiza la ciudad más importante del mundo

CAPITULO I

SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPITULO I

1.1.- CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Un sistema de energía eléctrica consiste en una gran diversidad de cargas eléctricas repartidas en una región: en las plantas generadoras para producir la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas generadoras a los puntos de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de la continuidad de servicio, de regularización de la tensión y de control de frecuencia requerida.

La carga global de un sistema esta constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, comercial, residencial).

En general una carga absorbe potencia real y potencia reactiva: es el caso por ejemplo de un motor de inducción, naturalmente las cargas puramente resistivas (lámparas incandescentes, calefactores eléctricos) absorben únicamente potencial real.

La potencia suministrada en cada instante por un sistema, es la suma de la potencia absorbida por las cargas, más las pérdidas en el sistema. Aunque la conexión y desconexión de las cargas individuales es un fenómeno aleatorio, la potencia total varia en función del tiempo siguiendo una curva que puede predeterminarse con bastante aproximación y que depende del ritmo de las actividades humanas en la región servida por el sistema.

1.2.- FUENTES DE ENERGIA ELECTRICA.

La energía eléctrica suministrada por un sistema eléctrico procede principalmente de alguna de las siguientes fuentes.

- Aprovechamiento de caídas de agua.
- Combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón).
- Fusión nuclear.

Otras fuentes que han tenido una utilización limitada hasta la fecha son la energía producida por las mareas, la energía producida por la fuerza del viento y la energía solar.

La localización de las plantas generadoras, en el caso de las plantas hidroeléctricas y maremotrices o de las plantas geotérmicas, esta determinada por el lugar donde se dan las condiciones natu

rales para realizar una conversión económica de la energía en energía eléctrica (incluyendo en la evaluación de la economía del proyecto, el costo de la transmisión de la energía eléctrica hasta los lugares de consumo). En general este tipo de generadoras quedan localizados lejos de los centros de consumo y requiere un sistema de transmisión de alta tensión para el transporte de la energía eléctrica.

En lo que se refiere a las plantas termoelectricas que utilizan combustibles fósiles resulta en general más económico transportar el combustible, que transportar la energía eléctrica. Esto seguirá siendo aplicable para las plantas generadoras con turbinas de gas, que usan para operar durante las horas de demanda máxima y durante emergencias.

En las plantas con turbinas de vapor la utilización de grandes unidades generadoras permiten reducir el costo por KW instalado, pero se deben instalar en lugares donde puede disponerse de agua suficiente para la refrigeración (Si esto no es posible se utilizan torres de enfriamiento, pero esta solución encarece la instalación), donde pueden obtenerse terrenos a un costo razonable y pueda disponerse de combustible barato. Todos estos factores y los problemas de la contaminación atmosférica contribuyen a alejar este tipo de plantas de los centros urbanos y por lo tanto hacen necesaria la instalación de un sistema de transmisión de alta tensión.

En las plantas nucleares el costo del transporte del material de fisión es despreciable, y no existe emisión de gases de combustión a la atmósfera, pero en el caso anterior, el gran tamaño de las unidades, la necesidad de agua para refrigeración y consideraciones de seguridad hacen que tampoco se instalen en los centros de consumo.

1.3.- SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCION.

En la figura 1.1 y figura 1.2 se representan esquemáticamente los principales elementos de un sistema de energía eléctrica.

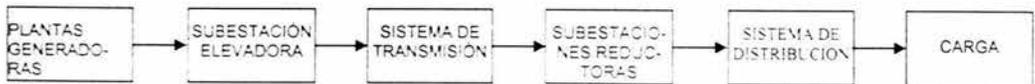


Fig 1.1

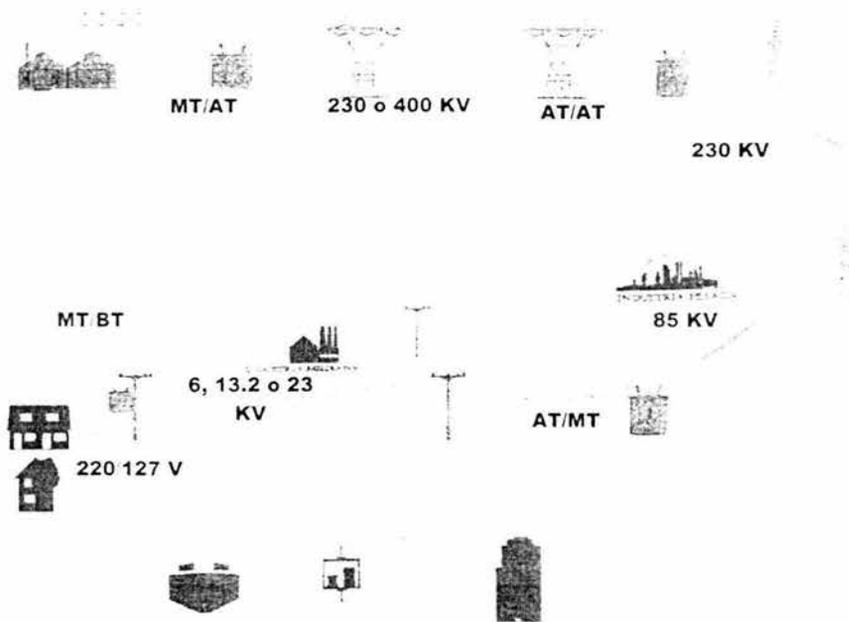


Fig.1.2

En general como ya se dijo, las plantas generadoras están alejadas de los centros de consumo y conectadas a éstos a través de una red de alta tensión, aunque algunas plantas generadoras pueden estar conectadas directamente al sistema de distribución.

La tensión se eleva a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión adecuada. Esta alimentación puede hacerse directamente desde la red de transmisión, reduciendo la tensión en un solo paso a nivel de distribución o a través de un sistema de subtransmisión o repartición, utilizando un nivel de tensión intermedio.

La elevación y la reducción de la tensión y la interconexión de los distintos elementos del sistema se realizan en las subestaciones, que construyen los nudos de la red, cuyas ramas están construidas por las líneas. De acuerdo con la función que realizan, las subestaciones pueden clasificarse en

- Subestaciones elevadoras de las plantas generadoras.
- Subestaciones de interconexión de la red de alta tensión.
- Subestaciones reductoras para alimentar los sistemas de subtransmisión o de distribución

Los sistemas de distribución pueden adoptar diversas disposiciones, ya sea que la distribución se haga con líneas aéreas o subterráneas y diversos arreglos de la topología del sistema: radial, en anillo o en red. Esto depende en gran parte de la densidad de carga en un área determinada y del tipo de carga. En la figura 1.3 se muestran los elementos básicos de un sistema de potencia

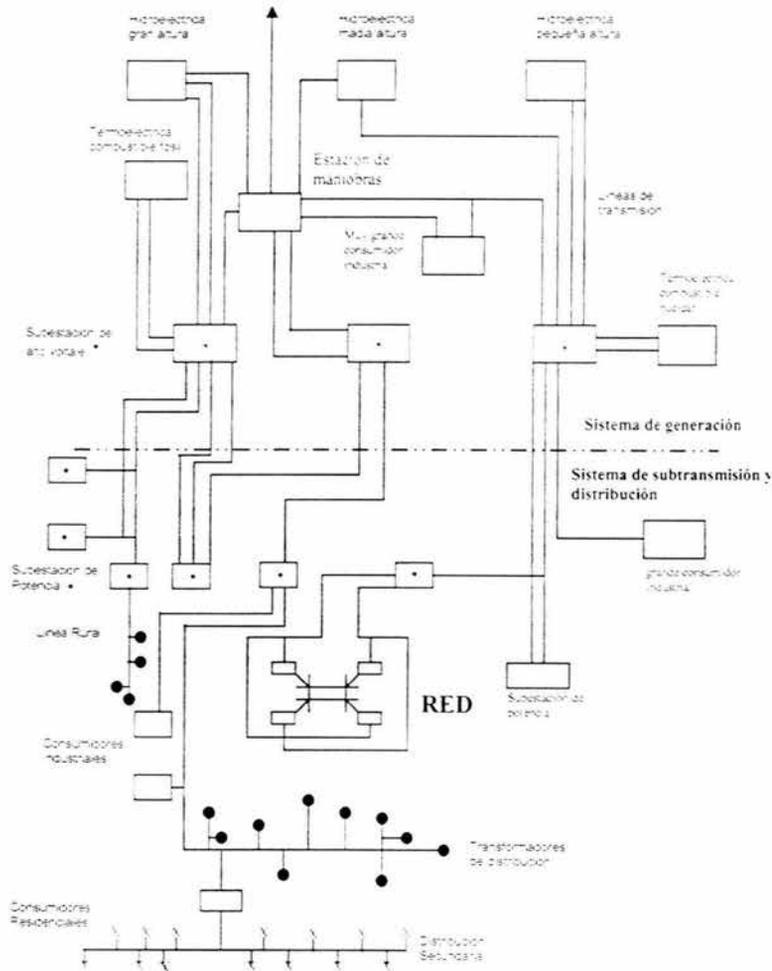


Fig.1.3 elementos básicos de un sistema de potencia

1.4.- CALIDAD DEL SERVICIO.

El suministro de energía eléctrica debe realizarse con una calidad adecuada, de manera que los aparatos que utilizan la energía eléctrica funcionen correctamente. La calidad del suministro de la energía eléctrica queda definida por los siguientes tres factores:

- Continuidad del servicio.
- Regulación del voltaje.
- Control de la frecuencia.

1.5.- CONTINUIDAD DEL SERVICIO.

La energía eléctrica ha adquirido tal importancia en la vida moderna, que una interrupción de suministro causa trastornos y pérdidas económicas insostenibles.

Para asegurar la continuidad del suministro, deben tomarse las disposiciones necesarias para hacer frente a una falla en algún elemento del sistema. A continuación se mencionan las principales disposiciones:

- Disponer de la reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida del servicio, o indisponibilidad de cierta capacidad de generación.
- Disponer de un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que ha sufrido una avería.
- Diseñar el sistema de manera que la falla y desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.
- Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.
- Disponer de los medios necesarios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando estas no han podido ser activadas.

Por lo que hace a la topología de los sistemas, estos pueden clasificarse en tres tipos:

- Radial.
- Anillo
- Red

En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación de manera que una avería en la alimentación produce una interrupción del suministro.

Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro.

Con una red se aumenta el número de interconexiones y consecuentemente la seguridad del servicio.

Se ampliará la información de lo anterior más adelante.

1.6.- REGULACIÓN DEL VOLTAJE.

Los aparatos que funcionan con energía eléctrica diseñados para operar a un voltaje determinado y su funcionamiento será satisfactorio siempre que el voltaje aplicado no varíe más allá de ciertos límites.

Para el caso de las lámparas incandescentes, un voltaje menor que el nominal disminuye el flujo luminoso; por ejemplo, una reducción de 10% del voltaje reduce el flujo luminoso al 70% de su valor nominal y el consumo de la lámpara al 85%; un voltaje mayor que el nominal acorta la vida de la lámpara:

Con un 10% de aumento del voltaje la vida teórica de la lámpara se reduce al 30% de la normal.

En las lámparas fluorescentes en cambio el bajo voltaje afecta el arranque y en general la lámpara no se prende si el voltaje es del 90% o menor a su voltaje nominal. El voltaje excesivamente alto causa calentamiento del balastro; tanto el voltaje bajo como el alto acortan la vida de las lámparas.

En los aparatos de calefacción eléctrica por resistencia, la energía consumida es proporcional al cuadrado del voltaje aplicado; por lo tanto un voltaje inferior al nominal disminuye considerablemente el calor producido; un voltaje excesivamente alto acorta la vida del aparato.

1.7.- CONTROL DE LA FRECUENCIA.

Los sistemas de energía eléctrica funcionan a una frecuencia determinada, dentro de cierta tolerancia. No se ha llegado a una normalización internacional; los países de Europa, la mayor parte de Asia, África y algunos de Sudamérica han adoptado una frecuencia de 50 Hz. En Estados Unidos y otros países del continente Americano los sistemas eléctricos funcionan a 60 Hz. En algunos países como Japón persisten todavía sistemas de 50 y 60 Hz.

En México donde se daba esa misma circunstancia, se transformaron todos los sistemas de energía eléctrica a 60 Hz, en 1976.

En general el equipo eléctrico de un sistema, principalmente los generadores y transformadores están diseñados para funcionar a una frecuencia determinada y lo mismo puede decirse de los aparatos de utilización; el diseñarlos para poder funcionar en un rango de frecuencias mayor, por ejemplo a 50 Hz y 60 Hz aumenta su costo.

El rango de las variaciones de frecuencia que pueden tolerarse en un sistema depende tanto de las características de los aparatos de utilización, como de funcionamiento del sistema mismo.

Las cargas resistivas son, evidentemente insensibles a las variaciones de frecuencia. En cambio las cargas constituidas por motores eléctricos que mueven distintos tipos de máquinas giratorias son afectadas en mayor o menor grado por las variaciones de frecuencia. La variación de la frecuencia causa una variación del mismo signo de la potencia consumida, que para algunas aplicaciones como ventiladores y bombas centrífugas, puede significar una variación del 3% al 10% de la potencia consumida, para una variación de la frecuencia de 1% con respecto a su valor nominal.

Para el conjunto de la carga de un sistema eléctrico un 1% de disminución de la frecuencia causa una disminución del orden de 1.5% a 2% de la carga.

En algunas aplicaciones, como, por ejemplo la industria de fabricación de papel la variación de velocidad debida a la variación de frecuencia puede afectar el buen funcionamiento del proceso de fabricación.

Tomando en cuenta todos esos factores puede decirse que desde el punto de vista del buen funcionamiento de los aparatos de utilización es suficiente controlar la frecuencia con una precisión de 1%.

Desde el punto de vista del funcionamiento del sistema, debe tenerse en cuenta que los generadores conectados al sistema están girando a la velocidad correspondiente a la frecuencia nominal, esto significa que existe un equilibrio entre la potencia real producida por los generadores y la potencia real absorbida por las cargas más las pérdidas del sistema.

Cada generador contribuye con una generación determinada: el número de generadores en servicio y la repartición de la generación entre las distintas unidades se basan en consideraciones económicas, con ciertas restricciones impuestas por consideraciones de operación tales como la producción de potencia reactiva para contribuir a la regulación de voltaje y la necesidad de contar con reserva rodante para asegurar la continuidad del servicio.

Al producirse una variación de carga conectada al sistema, se produce un desequilibrio que se refleja en una variación de la velocidad de rotación de las máquinas y en consecuencia de la frecuencia. Los reguladores de velocidad o gobernadores de cada turbina registran esta variación y actúan sobre las válvulas de admisión de fluido a la turbina llegando a un nuevo estado de equilibrio, sin embargo este nuevo estado de equilibrio se establece a una frecuencia ligeramente distinta de la nominal, debido a las características de operación de los reguladores de velocidad necesarias para lograr que la operación de varias unidades generadoras en paralelo sea estable. Además la distribución de la generación entre las distintas unidades se habrá alterado y en general no corresponderá a la distribución óptima. Esto hace necesario un sistema de control adicional que reestablezca la frecuencia a su valor nominal y reparta la generación entre distintas unidades en la forma adecuada. El lograr esto requiere un control de la frecuencia mucho más preciso que sería necesario de acuerdo con las características de las cargas por esta razón los sistemas modernos controlan la frecuencia con una precisión del orden de más o menos 0,5 Hz.

CAPITULO II

**ELEMENTOS DE UNA RED ELECTRICA DE DIS-
TRIBUCIÓN SUBTERRANEA**

CAPÍTULO II

ELEMENTOS DE UNA RED ELECTRICA.

2.1.- CARACTERÍSTICAS

La experiencia indica que el costo de las redes eléctricas subterráneas depende del nivel de voltaje, su valor es varias veces mayor que los que requieren las líneas aéreas de igual capacidad. Sin embargo, las comparaciones están basadas en esquemas y circunstancias particulares, por lo que se deben manejar con ciertas precauciones. Una razón de dicha diferencia en costo es fácil de ver: el aislamiento de las líneas elevadas es principalmente el aire. Por otra parte, en los cables subterráneos, es necesario aplicar regularmente aislamientos manufacturados.

Por razones que se explicaran más tarde, en un cable subterráneo el conductor de alto voltaje, está contenido en una cubierta aislada, lo más pequeña posible. Para poder hacerlo se requiere de un trabajo de manufactura de la más alta calidad, lo que se traduce en un considerable aumento de precio: además, los costos de instalación subterránea son altos. La naturaleza atenta contra los circuitos subterráneos convencionales casi en todas las formas posibles. El calor generado en el conductor tiene que seguir trayectorias que cruzan series de aislamiento y terreno, materiales que poseen una elevada resistencia térmica. También la duración efectiva de los aislamientos convencionales tiende a ser antieconómicamente corta, si la misma temperatura causada por las pérdidas excede de cierto valor. Esto limita la pérdida permisible y por lo tanto, la corriente. Por el contrario en las líneas elevadas el calor es transferido directamente al aire con mucha mayor efectividad. En la tecnología de los cables subterráneos, es necesario considerar lo siguiente.

- Aislamiento adecuado, tan económico como sea posible y que sea de tal naturaleza, que el cable se pueda transportar en un carrete o tambor; por ejemplo, que tenga un radio viable de curvatura.
- Adecuada capacidad para transmitir corriente, lo que depende de la técnicas de instalación y de las propias de transferencia de calor.
- Proyectos (aún cuando es posible que todavía resulten más caras las líneas elevadas equivalentes) lo suficientemente atractivos en cuanto a utilidades para hacer la instalación en terrenos aldeaños, así como para reducir costos en áreas urbanas, donde deben usarse los circuitos subterráneos.

Aun cuando un circuito de una sola línea elevada instalado en campo abierto puede presentar cierto atractivo, en especial para los ingenieros electricistas y sus colaboradores, este atractivo disminuye rápidamente en las rutas de circuitos múltiples y, la imagen de líneas de transmisión que llegan a una gran subestación y las torres que las soportan son de una magnitud considerable.

Esto se puede considerar como un asunto personal y se ha sugerido, un tanto frivolamente, que en el futuro, cuando todo sea subterráneo, las torres sobrantes serán buscadas, cuidadas y mantenidas por grupos conservadores, de la misma manera en que actualmente se conservan los molinos de viento en Inglaterra y en otros lugares. Sin embargo, el rechazo público a los pocos estéticos

circuitos elevados, en especial en las áreas suburbanas, es ahora tan fuerte y bien organizado que puede ser un factor importante en la instalación de circuitos de transmisión.

En la actualidad los circuitos subterráneos se usan principalmente en distancias cortas tanto en áreas urbanas como suburbanas, para requerimientos especiales como son cruzamientos de agua, aeropuertos y bajo las autopistas.

En Inglaterra donde se han instalado una relativa gran cantidad de instalaciones ocultas existen anillos subterráneos alrededor de las ciudades más grandes en los que se tienen líneas de transmisión de altos voltajes, de donde se alimentan los cables de bajo voltaje que entran a la ciudad (por ejemplo 66 KV en Londres)

En el desarrollo futuro de sistemas mayores, la generación de energía se puede concentrar en unidades muy grandes, o en parques remotos (alrededor de 10 GW) alejados de las grandes áreas urbanas, resultando una necesidad ambiental de conexiones subterráneas de muy alta capacidad, que vayan desde las plantas, de energía hasta los sistemas de líneas elevadas ubicadas a cierta distancia de allí. En forma inversa, las áreas urbanas y suburbanas serán alimentadas por líneas subterráneas abastecidas del mayor sistema elevado. Finalmente se podrán usar circuitos subterráneos, de 5 a 10 GW de capacidad para distancias de 80 Km. y más. También es probable que con el tiempo sea posible conectar grandes fuentes generadoras, con eslabones de CD (para evitar la estabilidad y otros problemas) de varios cientos de Km. de longitud y de diversos gigawatts de capacidad. Los problemas ambientales de usar líneas elevadas, para los niveles de voltaje ultra alto que requerirán las cargas futuras, son bien conocidos y bien puede ser que al estar limitados los derechos de vía y los espacios disponibles, se tengan que utilizar sofisticados circuitos subterráneos. Cada vez habrá más problemas para transferir la energía a través de grandes áreas urbanizadas, debido a la pérdida progresiva de espacio disponible bajo el pavimento, tanto para los circuitos cableados, como para otro tipo de instalaciones: por ejemplo gas, agua potable, drenaje los cuales tendrán que aumentar su capacidad. La gravedad de este problema se puede considerar por el hecho de que la capacidad actual instalada en la ciudad de Nueva York es de 20 GW. Aunque a partir de 1971 ha disminuido la tasa de crecimiento eléctrico, se puede decir que a largo plazo habrá un considerable aumento de dicho crecimiento debido a la inminente escasez de petróleo y gas natural. El uso generalizado del aire acondicionado en Norteamérica ha dado como resultado cargas máximas de transmisión a elevadas temperaturas ambiente, la peor combinación posible de factores.

Los alambres aislados se emplearon por primera vez para el telégrafo, hacia la primera mitad del siglo XIX. Los alambres aislados en la transmisión subterránea de energía se emplearon por primera vez en la década de los años 1880 aproximadamente, casi en forma simultánea Edison en Estados Unidos y Ferranti en Londres, para sistemas eléctricos de iluminación. Los cables rígidos estaban formados por barras de cobre aislado con envoltura de yute.

La contabilidad de estos alambres era razonable, y la mayoría de los problemas se debieron al gran número de uniones o empalmes necesarios en un sistema rígido, en el que el conductor no puede ser enrollado en un carrete.

En un proyecto subsiguiente, Ferranti pensó en una nueva forma de aislamiento, papel impregnado con cera ozokerita (subproducto que obtiene en la fabricación de velas). Con este cable nació la versión moderna de encintado de papel. El cable Ferranti de 10 KV, está formado por dos tubos concéntricos (conductores), aislados uno de otro por el papel impregnado.

Los conductores eran tubos de cobre soldado de 20.7 mm y 49.5 mm de diámetro respectivamente. Para cumplir con las leyes de comunicaciones, Ferranti tuvo que cubrir el tubo exterior (funda) con capas adicionales de papel, y a colocar el cable en un tubo de hierro. En la ruta que tenía una longitud de 7.5 millas, se colocaron 4 cables que comprendían alrededor de 7000 juntas. En un lapso de 42 años se presentaron relativamente pocas fallas en las juntas y el cable fue reemplaza

do sólo debido a la necesidad de incrementar la corriente en el circuito. A este tipo de conector rígido siguió el rápido desarrollo de un cable flexible torcido y, para 1898, la máxima tensión en el aislamiento fue de 2.1 KV / mm (cable de una fase). Se investigaron y usaron muchos materiales aislantes, incluyendo papel, algodón, gutapercha, betún vulcanizado y hule. En Búfalo (NY), en 1897, se instalaron cables de hule vulcanizado de 11 KV y en San Paúl y Minneapolis cables de 25 KV en 1900.

En un principio en E. U. A. Con frecuencia se colocaban los cables en ductos, debido a que la legislación imperante sólo permitía a las autoridades correspondientes abrir fosas en una ciudad. Las compañías eléctricas rentaron un paso a través de los ductos dispuestos. En este caso se emplearon cables de un solo núcleo, con aislamiento de hule, debido a su mayor flexibilidad, en comparación con el tipo papel-aceite y esta influencia persiste actualmente en EE.UU. Con el uso generalizado que se hace del aislamiento elastomérico de un solo núcleo a diferencia de Inglaterra donde se usan los cables papel-aceite colocados directamente en los focos.

Para voltajes más bajos se usaron cables de papel aislante (tipo sólido) impregnados de aceite (masa impregnada), frecuentemente con los tres conductores contenidos en una sola funda. Los tres conductores se torcieron y aislaron en forma separada y después fueron colocados juntos en espiral. El espacio entre y alrededor de los conductores aislados, fue empacado con papel o yute para formar una superficie circular la que a su vez se envolvió con un aislamiento. Este cable se llama tipo cinturón y puede tener blindaje de alambre de acero sobre la funda, debido a que en dichos alambres sólo se introducen pequeñas corrientes de Eddy, mientras que los cables de un solo conductor pueden dar por resultado pérdidas severas y aumento en la impedancia.

Con los cables de tres núcleos, las altas tensiones eléctricas se disponen tangencialmente a la superficie del papel aislante, en cuya dirección la fuerza de insolación es más débil.

Para superar ese problema, se envuelve cada núcleo en una capa conductora de papel metalizado. lo cual desde el punto de vista eléctrico, convierte el cable en tres conductores simples, con la tensión eléctrica totalmente en dirección radial. Este tipo de cable fue introducido por Hochstadter y se conoce como tipo H. Conforme aumenta el voltaje del sistema a más de 33 KV, el cable tipo sólido de papel-aceite aumenta su tendencia a la ruptura debido a las bolsas (pequeñas cavidades llenas de aire o gas) que se forman en el aislamiento cuando las partes constituyentes del cable se contraen y expanden a diferentes tamaños por el calor desprendido en los ciclos de carga. La tensión a través de estas bolsas es alta y da lugar a las descargas locales.

2.2.- SISTEMA DE CABLES CONVENCIONALES.

El cable se debe adaptar al sistema de transmisión en forma natural, y quedara sujeto a la red de energía a los niveles de voltaje. En caso de que exista una mayor demanda de carga, para satisfacería es posible extender una red que se encuentre a un voltaje dado, pero al final habrá un límite, ya que los niveles de corto circuito resultan más altos y debido a que en un momento dado, la planta puede carecer de la capacidad requerida. Así es necesario introducir un nuevo voltaje, con su correspondiente red traslapada a la original. Otro factor que provoca la introducción de voltajes más altos, es el considerable aumento en la dificultad para obtener derechos de vía para los circuitos. Como a mayor voltaje se puede transmitir una mayor cantidad de energía por una línea, se requiere una menor cantidad de circuitos.

En Inglaterra la mayor parte de la transmisión de voltaje se realiza a 400 KV, con algunos circuitos a 275 KV; la extensiva red de 132 KV ha sido designada como distribución en lugar de transmisión, y es probable que en algunos otros países se le conozca como subtransmisión. En Norteamérica la transmisión de voltaje más alta se hace a 765 KV, seguida por 500 KV, 345 KV, 230 KV y 138 KV.

Las dificultades que surgen con los cables de masa impregnada, se resolvieron llenando el cable con aceite a baja presión. En 1926 Emanuele, introdujo en Italia el cable lleno con aceite a baja presión, autocontenido (LPOF), el cual todavía se usa en la actualidad.

En el cable lleno de aceite, el hueco central se llena con aceite aislante que se mantiene bajo presión por medio de reservas que alimentan el cable a lo largo de la ruta. A medida que el cable se calienta con la carga, el aceite es impulsado desde este hasta las reservas y viceversa, impidiendo así la creación de bolsas.

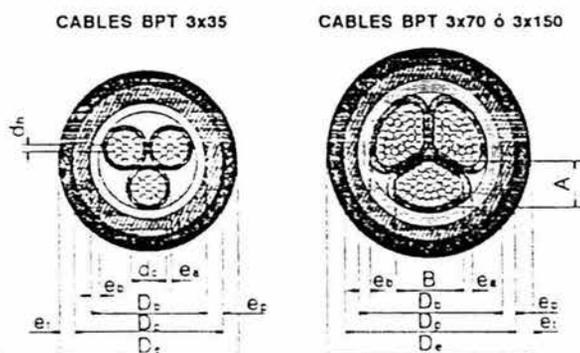
En las instalaciones de gas el nitrógeno con una presión de varias atmósferas mantiene una presión constante sobre una funda interior, comprimiendo el dieléctrico, lo que también evita la formación de bolsas.

En México tanto en baja como en mediana tensión se ocupan dos tipos de cable que son el primero de aceite con aislamiento de papel impregnado en aceite, cubierta de plomo y cubierta exterior de termoplástico (PT). Y el segundo es cable seco con aislamiento de polietileno de cadena cruzada con cubierta exterior de PVC, (TC).

Cabe mencionar que el cable seco está ganando rápidamente terreno en cuanto a su utilización y esta desplazando al cable de aceite por las siguientes razones:

- Es más ligero.
- Es más fácil de maniobrar (Instalación y acomodo).
- Los empalmes y terminales son más sencillas de elaborar.
- No tiene problema de migración de aceite.
- Es más económico.
- Tiene mayor ampacidad.

Cables normalizados por Luz y Fuerza del centro para baja tensión



Exc. sin

CARACTERÍSTICAS :

SIMBOLO	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	CABLE BPT		
			3x35	3x70	3x150
—	Área de la sección transversal del conductor de cobre	mm ²	35,00	70,00	150,00
N	Número de hilos	—	19	19	37
d _c	Diámetro del conductor	mm	7,66	—	—
A	Altura del sector	mm	—	8,90	13,10
B	Ancho del sector	mm	—	13,90	21,40
e _a	Espesor aislamiento de papel de cada conductor	mm	1,40	1,40	1,40
e _b	Espesor aislamiento del cinturón	mm	0,89	0,89	0,89
e _p	Espesor cubierta de plomo	mm	1,91	2,03	2,29
e _t	Espesor cubierta exterior termoplástica	mm	2,03	2,03	2,29
D _b	Diámetro bajo cubierta de plomo	mm	24,32	26,99	36,04
D _p	Diámetro sobre cubierta de plomo	mm	26,14	31,05	40,62
D _e	Diámetro exterior del cable	mm	32,20	35,11	45,20

Fig. 2.1 cables BPT

Clave del nombre:

B = baja tensión 220 V entre fases

P = plomo, cubierta del cable

T = termoplástico cubierta exterior

3 x = tres conductores

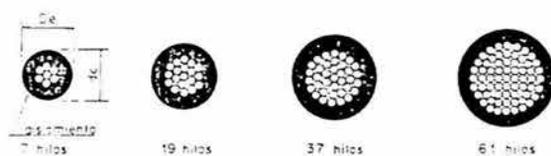
35 a 150 = 35, 70, 150 mm², área de la sección transversal nominal del conductor

símbolo	Características	unidad	Cable BPT		
			3x35	3x70	3x150
	Densidad lineal del cobre	Kg./Km.	952.20	1904.10	4080
	Densidad lineal del plomo	Kg./Km.	1784.82	1098.73	3127.07
	Densidad lineal total aprox. Del cable	Kg./Km.	3421	5004	9009
	Longitud del tramo del cable	m	500	500	500
	Tolerancia en long.	%	0+5	0+5	0+5
	Carrete CS (según norma)	Pza.	6.12.8	6.14.8	8.16.8
	Masa aprox. Del carrete CS con el tramo de cable	Kg.	1851	2677	2913
R_{ca}	Resistencia a 60 Hz y 85 °C	Ω /Km.	0.632	0.316	0.417
X	Reactancia a 60 Hz, cto. Trifásico, en ducto línea 220 V	Ω /Km.	0.086	0.083	0.080
Z	Impedancia a 60 Hz y 85 °C	Ω /Km.	0.683 \angle 7.7°	0.327 \angle 14.8°	0.168 \angle 28.5°
ΔV	Caída de tensión por fase	V/A.Km.	0.683	0.327	0.168
I	Capacidad de conducción de corriente normal de trabajo	A	145	213	339
$I_{m\acute{a}x}$	Capacidad de conducción de corriente máxima	A	163	240	382

Nota: las corrientes de trabajo son considerando el cable instalado en ducto. Un circuito a temperatura ambiente 20 °C, resistividad del suelo de 120 °C cm. /W. factor de carga 75% temperatura del conductor 85°C y 95 °C para la máxima.

Uso:

Para distribución subterránea en B.T. en circuitos trifásicos, se instalan en ductos, desde los pozos de visita, registro, postes y muros; los cables BPT 3 x 35 y 3 x 70 preferentemente para acometidas y ramales, los cables BPT 3 x 150 preferentemente para troncales. El uso de este cable debe limitarse a zonas de redes automáticas de B.T.

CARACTERÍSTICAS¹

Conductor de cobre suave, con aislamiento de polietileno de cadena cruzada, negro, tipo RHH o RHW-2, de acuerdo a NOM-001

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	1x15	1x35	1x70	1x150	1x250	1x400
Área de la sección (conductora)	mm ²	13.30	33.62	67.43	152.0	253.4	405.4
Número de hilos		7	7	19	37	37	61
Diámetro exterior del cable (De)	mm	7.7*	10.46	14.69	20.72	25.49	31.58
Diámetro del conductor (dc) (1)	mm	4.67	7.42	10.63	15.90	20.67	26.10
Longitud del tramo de cable (L)	m	500	500	500	500	500	300
Masa del tramo de cable	kg	74.33	172.63	341.73	751.98	1234.75	1963.4
Resistencia a 60 Hz y 90°C	Ω/km	1.605	0.636	0.319	0.144	0.089	0.057
Reactiva a 60 Hz circuito trifásico cables horizontales	Ω/km	0.025	0.022	0.021	0.019	0.018	0.016
Cada de tensión por fase	$\frac{V}{A \cdot km}$	1.605	0.637	0.320	0.145	0.092	0.065
Corriente normal de trabajo (I _n)							
Enterrado	A	111	185	272	422	561	712
En aire	A	37	169	262	437	603	815
En ductos	A	55	145	217	347	472	609
Corriente máxima (I _m)							
Enterrado	A	140	234	343	533	709	901
En aire	A	124	219	340	568	732	1065
En ductos	A	107	182	273	438	592	768

Fig. 2.2 Cables BTC

Clave del nombre:

B = baja tensión

TC = termofijo (polietileno) de cadena cruzada, material de aislamiento

1 x = un conductor

15 a 400 = área de la sección transversal del conductor en mm²

Notas:

Tolerancia para cable comprimido: -3 %

Tolerancia en longitud: ± 5 %

Las corrientes de trabajo son para un circuito y factor de carga 75 %. La corriente normal es con los conductores a 60 °C y la máxima a 90 °C. la temperatura ambiente para cables enterados y en ducto es de 20 °C y la resistividad térmica del suelo es 120 °C cm. /W. para cables en aire, la temperatura ambiente es de 25 °C.

Usos:

Para distribución subterránea en baja tensión, circuitos de fases y neutro, en zonas de red radial o automática limitada en baja tensión; los cables BTC 1 x 15 y 1 x 35 preferentemente para acometidas, el BTC 1 x 70 para ramales, y el 1 x 150 par troncales. Se instalan directamente enterados, o en ductos o al aire en subestaciones, poste o muros. Además los cables BTC 1 x 150, 1 x 240 y 1 x 400 se utilizan para conexiones o interconexiones de equipo en subestaciones (interior, gabinete o bóveda), según su capacidad de corriente.

Para acometidas aéreas en baja tensión se utilizan los cables BTC 1 x 15 y 1 x 150.

Cables normalizados por Luz y Fuerza para A.T.

1.-Cable tipo URD con neutro concéntrico completo. Este tipo de cable se utilizara en instalaciones monofásicas y lleva un conductor neutro concéntrico de cobre suave estañado, cuya área es igual a la equivalente en cobre del conductor central



Fig. 2.3 cable URD 23 TC 1 x 50 a 1 x 240

DESCRIPCIÓN

1. Conductor compacto cableado clase "B" de cobre suave.
2. Pantalla semiconductor extruida sobre el conductor.
3. Aislamiento de EP o XLP.
4. Pantalla semiconductor extruida sobre aislamiento.

5. Pantalla electrostática a base de alambres de cobre suave.

6. Cinta separadora.

7. Cubierta exterior termoplástica.

TENSIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN

23 KV

APLICACIONES

Acometidas aéreo-subterráneas en 23 KV, troncales y ramales de red radial, directamente enterradas, en cruzamientos o en ductos.

PROPIEDADES

Las pantallas semiconductoras y el aislamiento son aplicados por el proceso de triple extrusión real y curado en seco con nitrógeno

El proceso de triple extrusión real y curado en seco mejora notablemente las características eléctricas e incrementa la vida útil del cable.

El aislamiento de XLP ofrece:

- Resistencia excelente al calor y a la humedad.
- Resistencia excepcional a las descargas parciales.
- Alta rigidez dieléctrica.
- Baja absorción de humedad.
- Bajas pérdidas dieléctricas.
- El aislamiento de EP ofrece:
- Excelente resistencia al calor y a la humedad.
- Resistencia excepcional a las descargas parciales.
- Alta rigidez dieléctrica.
- Baja absorción de humedad.
- Gran resistencia a las arborescencias
- Bajas pérdidas dieléctrica.
- La pantalla semiconductor extruida sobre el aislamiento es fácilmente retirable (easy stripping).
- La cubierta termoplástica es resistente a la abrasión, humedad y ozono.

TEMPERATURA MÁXIMA

Normal: 90 °C

Sobrecarga: 130 °C

Cortocircuito: 250 °C

2.-Cable tipo URD monopolar 23 PT aislado con papel impregnado y forro de plomo para 23K



Fig.2.4 Cable URD 23 PT 1 x 35 a 1 x 240

1. Conductor compacto cableado clase "B" de cobre suave.

2. Pantalla semiconductora a base de cintas sobre el conductor.

3. Aislamiento de papel impregnado

4. Pantalla semiconductora a base de cintas sobre aislamiento.

5. Cinta de papel intercalada con una cinta de cobre suave.

6. Cubierta tubular de plomo.

7. Cubierta exterior termoplástica.

APLICACIONES

Distribución de energía eléctrica en sistemas de 23 KV, para troncales, acometidas, tramos cortos en subestaciones y en los locales de los servicios desde pozos y subestaciones. Se pueden instalar en ductos, postes o charolas.

PROPIEDADES

- Sistema de alta confiabilidad.
- Gran resistencia a las descargas parciales.
- Alta rigidez dieléctrica.
- Excelente estabilidad bajo esfuerzos eléctricos.

TEMPERATURA MÁXIMA CONDUCTOR

85 °C en el conductor.

76 °C en el conductor.

NOTA: - El límite de temperatura de 85 °C puede aplicarse en aquellas instalaciones donde existe un conocimiento detallado de las condiciones térmicas a lo largo de la línea y que en ningún punto se excede de la temperatura de 85 °C.

El límite de temperatura de 76 °C es el establecido por las normas L y F.

Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.

Las características principales de los cables utilizados se muestran en la tabla 2.1:

NO	TIPO	CALIBRE (MM ²)	TENSION (VOLTS)	I NOMINAL (A)	TEMP. (°C)	USO	APLICACION
1	trifásico BPT	35	220	145	65	directamente enterrado/ductos	acometidas en red automática
2	trifásico BPT	70	220	210	65	directamente enterrado/ductos	ramales en red automática
3	trifásico BPT	150	220	330	65	directamente enterrado/ductos	troncales en red automática
4	monofásico BTC	15	220	110	65	directamente enterrado/ductos	acometidas en red radial
5	monofásico BTC	35	220	170	65	directamente enterrado/ductos	ramales en red radial
6	monofásico BTC	70	220	270	65	directamente enterrado/ductos	ramales en red radial
7	monofásico BTC	150	220	420	65	directamente enterrado/ductos	troncales en red automática
8	monofásico BTC	250	220	560	65	directamente enterrado/ductos	interconexión de equipos en s.e.
9	monofásico BTC	400	220	710	65	directamente enterrado/ductos	interconexión de equipos en s.e.
10	monofásico 23TC	50	23000	188	65	directamente enterrado/ductos	acometidas y ramales
11	monofásico 23TC	70	23000	214	65	directamente enterrado/ductos	acometidas y ramales
12	monofásico 23TC	150	23000	336	65	directamente enterrado/ductos	troncales
13	monofásico 23TC	240	23000	448	65	directamente enterrado/ductos	troncales
14	monofásico 23PT	35	23000	158	65	directamente enterrado/ductos	acometidas
15	monofásico 23PT	70	23000	220	65	directamente enterrado/ductos	acometidas
16	monofásico 23TC	150	23000	325	65	directamente enterrado/ductos	troncales
17	monofásico 23TC	240	23000	475	65	directamente enterrado/ductos	troncales

Tabla 2.1

2.3.- INSTALACIONES Y EQUIPO.

Ductos.

Los ductos son una lámina delgada enrollada a presión en forma cilíndrica de cuatro metros de longitud y de diferentes diámetros (tres o cuatro pulgadas), que proporcionan una protección mecánica al cable. Los ductos que más se utilizan son de una mezcla de cemento Pórtland, arena de cuarzo triturada y fibra de asbesto. Se unen entre sí con coples hasta obtener la longitud deseada y se instalan de 85 a 100 cm. bajo nivel de piso para alojar cables de M.T. y a 30 cm. para alojar a cables de B.T.

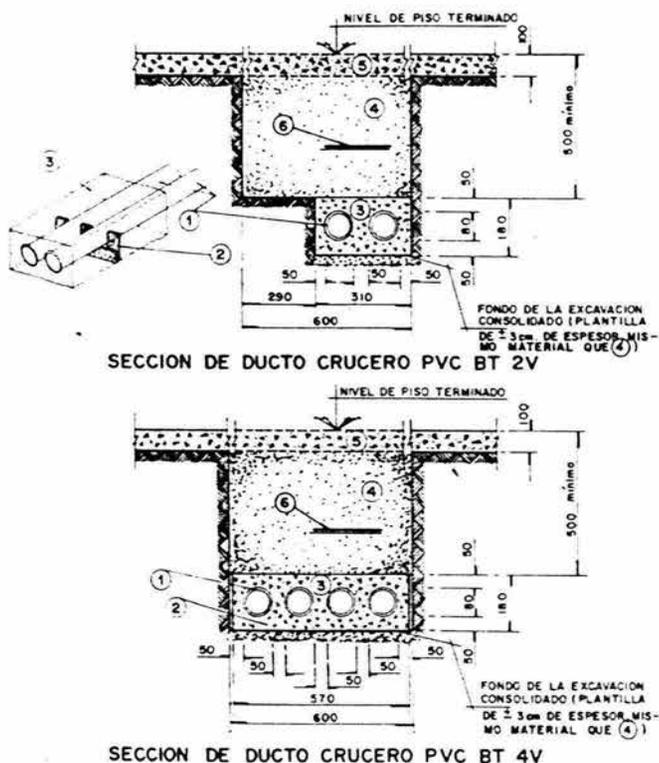


Fig. 2.5 instalación de bancos de ductos

Pozos de visita.

Son registros que se construyen en la línea de los ductos y permiten instalar o retirar cables de M.T. y B.T., efectuar cambios de dirección y libramientos de obstáculos, los cables se acomodan en las paredes y tienen el espacio suficiente para elaborar empalmes y facilitar la revisión de los mismos. El acceso es por la parte superior quitando la tapa circular de concreto para banquetas o de fierro colado para el arroyo. Su construcción es de concreto ligero y malla soldada con una reposadera en la parte inferior para colocar la manguera cuando sea necesario desaguarla

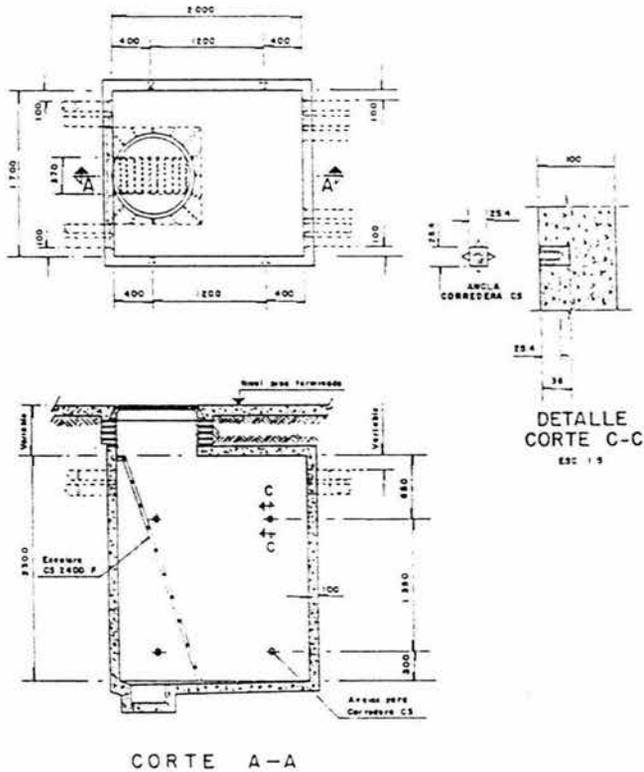


Fig.2.6 Pozos de Visita

Bóvedas.

Son construcciones subterráneas destinadas para la instalación de transformadores, protectores y buses cubiertos con el espacio suficiente para el acomodo de cables, elaboración de empalmes, cambio de fusibles, etc. Su forma es rectangular, su construcción es de concreto, cuenta con rejilla de ventilación y entrada, esta provista de reposadera.

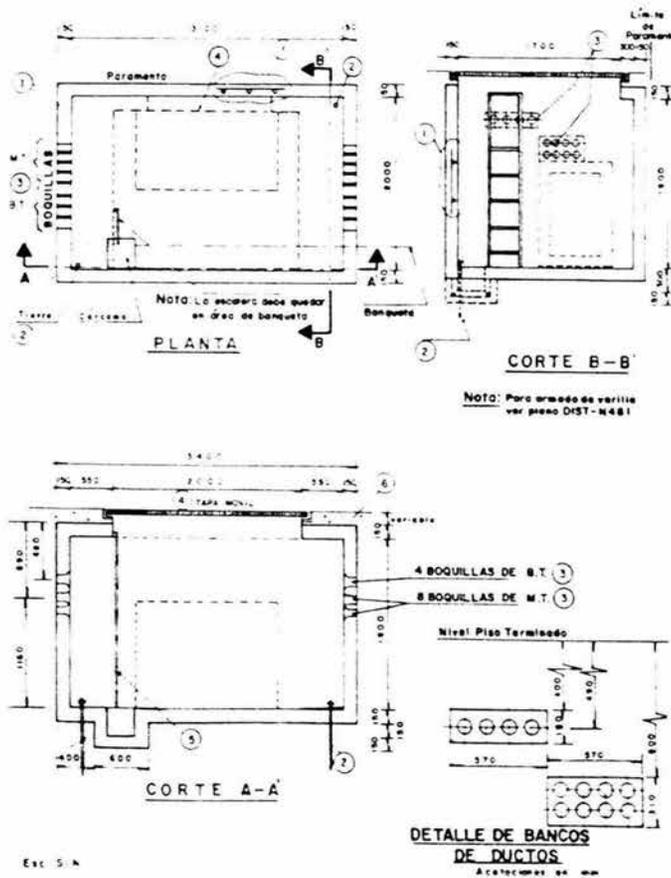


Fig 2.7 Bóvedas

Ref	Material	Unidad	Cantidad
1	Concreto fe = 200 Kg./cm ² , f = 4200 Kg./cm ²		
	Cemento Pórtland	m ³	2,58
	Arena	m ³	3,60
	Grava	m	45
	Varilla Acero C-3	m	100
	Varilla Acero C-4	m ²	23
	Madera cimbra		
2	Tierra 1	pza.	2
3	Boquilla Ducto PVC 80	pza.	24
4	Tapa Banqueta 200 x 1 70	pza.	1
5	Escalera CS 2400 F (abatible)	pza.	1
	Perno Pistola 3/8-32	pza.	2
6	Banqueta concreto (1)	m ²	4

Subestaciones.

Existen varios tipos que se utilizan y son las siguientes:

A.- Subestación interior: Es un local ubicado en el predio del cliente y destinado a la colocación de gabinete, transformadores, buses abiertos, etc.

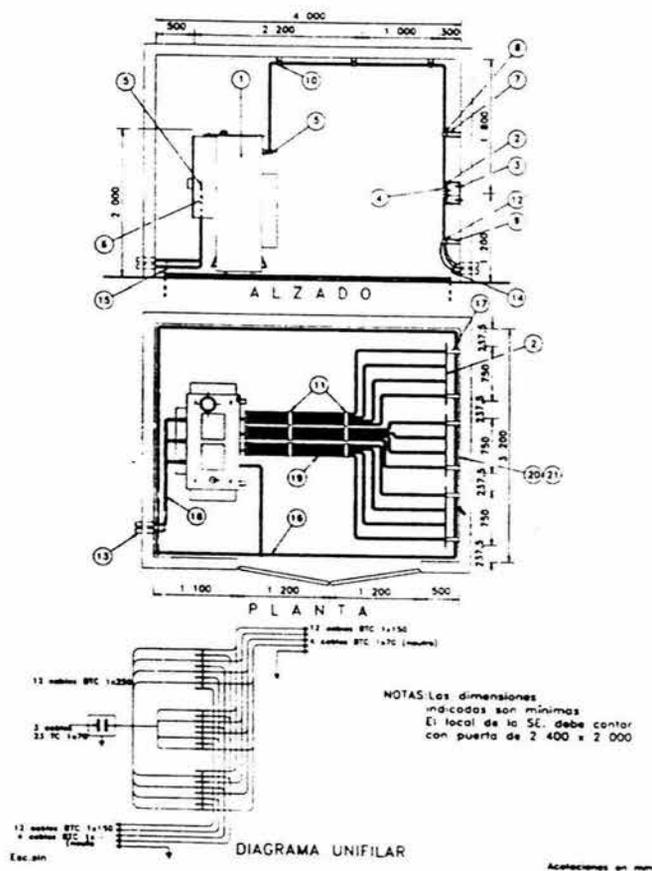


Fig. 2.8 Subestación interior

Ref.	Nombre	Unidad	Cantidad
1	Transformador trifásico S.E. interior 23 300 a 750 sin desconectador en MT	pza.	1
2	Bus abierto FS 16-1500	pza.	3
3	Ancla barrena 9,525 mm Tornillo máquina 9,525 mm x 76,2 mm (con tuerca y 2 arandelas planas cada uno)	pza. pza.	12 12
4	Zapata C-150-2	pza.	36
5	Epoxi sellador soldadura (jgo. 250 gr.)	gr.	500 (2 jgos)
6	Terminal 23 1-1 x 70	jgo	3
7	Soporte 1400 abrazadera cable M	pza.	4
8	Abrazadera cable 32 M	pza.	12
9	Abrazadera cable 22 M	pza.	24
10	Abrazadera 3 cables 32 M	pza.	8
11	Abrazadera 3 cables 22 M	pza.	12
12	Perno pistola 9,525 mm - 25 mm	pza.	48
13	Sello ducto N-82	pza.	11
14	Placa identificación cable B	pza.	24
15	Placa identificación cable 23	pza.	6
16	Cable Cud 126,64 mm ² Conector tierra E 126,7 - 126.7 Cu Zapata C 250 - 2	m pza. pza.	17 10 1
17	Cable Cud 53,48 mm ² Fusible CR 200 (o fusibleCr 350) (1)	m pza.	5 24
18	Cable 23 TC 1 x 70 (o cable 23 PT 1 x 35)	m	15
19	Cable BTC 1 x 250	m	84
20	Cable BTC 1 x 150	m	198
21	Cable BTC 1 x 70	m	66

B.- Subestación tipo Caseta: Es un cuarto de mampostería similar a la subestación interior pero se encuentra independiente de cualquier predio. Se utiliza principalmente en fraccionamientos.

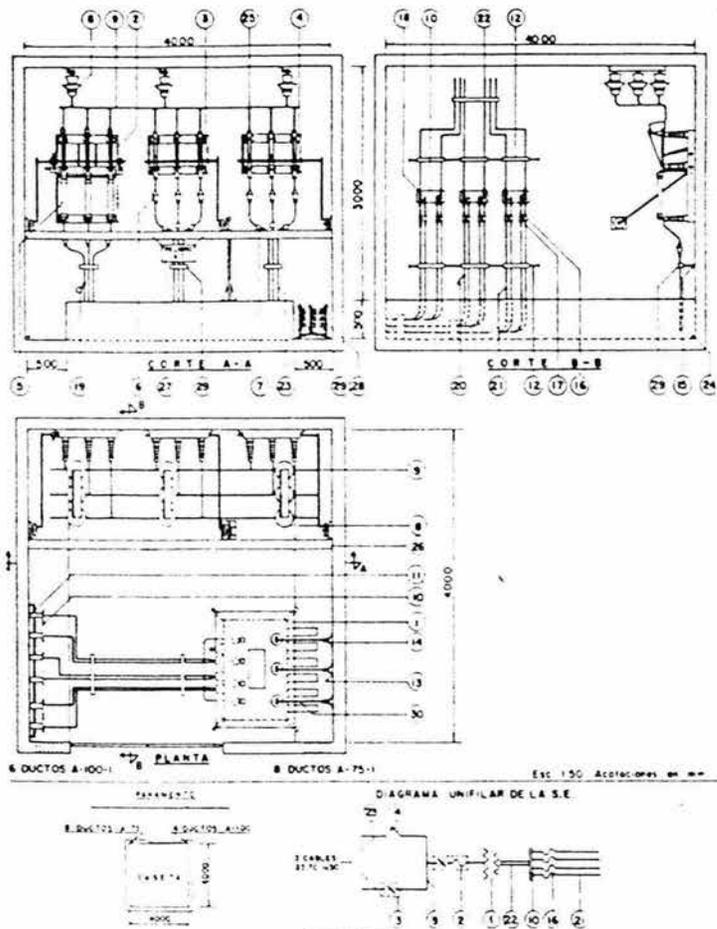


Fig. 2.9 Subestación Caseta

REF.	NOMBRE	UNIDAD	CANTIDAD
1	Transformador tipo poste 23 - BT 75 a 300 KVA	Pza.	1
2	Desconector con carga de un tiro tripolar similar al LDTP 20/400 con porta fusible	Pza.	1
3	Desconector con carga de un tiro tripolar - similar al LDTP 20/400	Pza.	1
4	Cuchilla desconectora de un tiro tripolar similar al DTP 20/400	Pza.	1
5	Fusible limitador de corriente 23 KV (Cap. según transf.)	Pza.	3
6	Terminal. 23 I-TC 1 X 50	Pza.	12
7	Indicador de fallas CS.B.400	Pza.	6
8	Aislador Bus 23	Pza.	9
9	Alambre Cud 1/0	m.	16.00
10	Bus abierto FS 8.1500	Pza.	3
11	Ancla Barrena de 12.7 mm (1/2")	Pza.	12
12	Soporte 1400 Abrazaderas Cable M	Pza.	2
13	Perno pistola 3/8 - 25	Pza.	22
14	Soporta terminal 23 1 - TC 50 a 150	Pza.	3
15	Soporte abrazaderas cable SE	Pza.	9
16	Fusible CR - 200	Pza.	12
17	Zapata C 70 - 2	Pza.	12
18	Zapata C 150 - 2	Pza.	12
19	Placa identificación cable 23	Pza.	9
20	Placa identificación cable 8	Pza.	18
21	Cable BTC 1 X 70	m.	37.20
22	Cable BTC 1 X 150 »	m.	36.00
23	Cable 23 TC 1 X 50	m.	76.50
24	Cable Cud 250	m.	12.00
25	Conector canal T	Pza.	9

C.- Subestación tipo Frac: Es un gabinete metálico de uso en intemperie que aloja en su interior un transformador, medios de seccionamiento y la salida de baja tensión a través de fusibles.

D.- Subestación tipo pedestal: Es un transformador autoprotegido contra corto circuito y sobrecarga e incluye en el mismo gabinete un selector de circuitos de operación sin carga. Por su construcción puede ser usado para interiores o exteriores. La derivación de baja tensión es a través de fusibles.

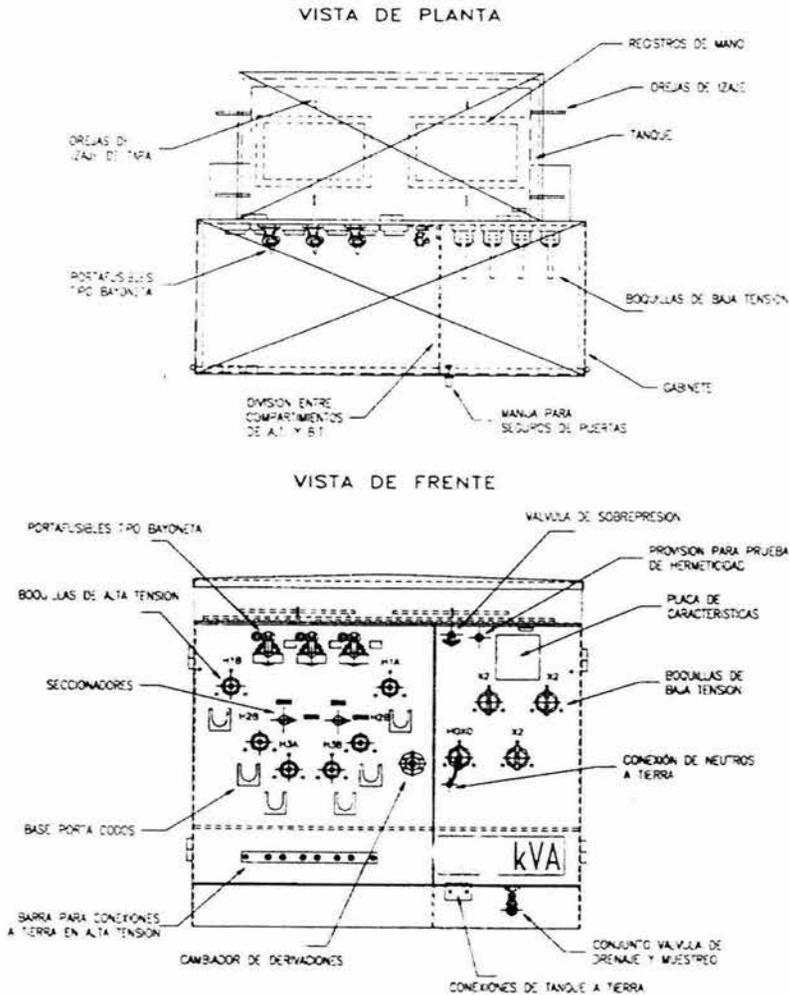


Fig 2.10 Subestación tipo pedestal

Ref.	Nombre	Unidad	Cantidad
1	Transformador trifásico 23-BT-300 y 500 DCS pozo	Pza.	1
2	Placa identificación cable 23	pza.	12
3	Placa identificación cable B	pza.	48
4	Terminal codo 23-200 TC 1x50 a 70	pza.	6
5	Zapata C-150-2	pza.	48
6	Soporte 1400 abrazaderas cable M	pza.	5
7	Abrazadera 3 cable 22 M	pza.	40
8	Abrazadera cable M	pza.	72
9	Bus cubierto 8.800	pza.	6
9A	Funda tapón 61.150T	pza.	12
	Abrazadera cremallera 44	pza.	12
10	Funda 22.61.450T	pza.	36
	Abrazadera cremallera 16		36
	Abrazadera cremallera 44		36
11	Soporte bus cubierto 8.800	pza.	12
12	Abrazadera 3 cable 37 M	pza.	6
13	Cable Cud 50(110 AWG)	m	4,5
14	Cable Cud 126,7 mm ²	m	17,5
	Conector tierra E 126,7-126,7 Cu	pza.	8
15	Fusible CR 350	pza.	24
16	Sello ducto N 82-0.-3	pza.	32
17	Ancla barrena 12,7 mm	pza.	24
18	Tornillo máquina 12,7 mm x 75 mm (con tuerca y 2 arandelas planas)	pza.	24
19	Perno pistola 9,52 mm-25 (3/8-25)	pza.	60
20	Cable BTC 1x150	m	192
21	Cable 23 TC 1x70	m	23
22	Cable BTC 1 x70	m	20

Terminales.

Las terminales se utilizan en los extremos de los cables como medio de conexión y para aliviar el esfuerzo del campo eléctrico del cable.

Los diferentes tipos de terminales se enlistan a continuación:

a.- Tipo Contreras: Su cuerpo es de porcelana con una base de cobre en el cual se introduce el cable preparado con un conector en la punta y un cono de alivio, posteriormente se rellena de compuesto aislante derivado de resinas. Se usa para exteriores con cables de aceite. Ya no se fabrica pero como se puede recuperar se sigue utilizando.

b.- Tipo TTB: Tiene cuerpo de porcelana con base de bronce en el cual se introduce el cable preparado con un conector en la punta y un cono de alivio, posteriormente se rellena con un compues

to aislante derivado de resinas. Se puede usar con cable seco o de aceite y para exteriores e interiores. Ya no se fabrica pero como se puede recuperar se sigue utilizando.

c.- Tipo 3M: Sobre la preparación del cable se instala la terminal que consiste en cintas. Es muy fácil de elaborar y se puede utilizar para cable seco o de aceite, para exteriores e interiores.

d.- Tipo Raychem: Sobre la preparación del cable se instalan fundas que se reducen con el calor de un soplete. Es muy sencilla de elaborar y se puede utilizar para cable seco o de aceite, para exteriores e interiores.

e.- Tipo codo: Sobre la preparación de un cable se suelda un conector que se introduce en un cuerpo de hule con forma de codo el cual se conecta a los transformadores que tienen insertos (pozo y pedestal). Puede trabajar bajo agua y utiliza cable seco.

f.- Tipo G&W: En un cuerpo de porcelana color blanco con una base de bronce, se introduce un cable preparado con un conector en la punta. La terminal se encuentra rellena de un compuesto color azul derivado de resinas. Se utiliza en los interruptores RAC, CSF, CSV y Cajas de M.T. a los cuales se acopla con tornillos y un empaque de hule neopreno.

g.- Tipo Premoldeadas: Tiene un cuerpo de resina epóxica en el cual se introduce un cable preparado con el cono de alivio y un conector en la punta. Se elabora una bola de soldadura (estaño – plomo, 40 y 60% respectivamente) en la parte inferior para evitar el escurrimiento de compuesto con el cual se rellena. Se utiliza en transformadores interiores o sumergibles.

Juntas, uniones rectas o empalmes.

Las medidas del carrete o tambor determinan la longitud máxima entre empalmes; varias de estas longitudes o tramos se deben unir en la mayoría de los circuitos de cable. El diseño de las uniones para altos voltajes es complejo, en especial si la unión se debe hacer a mano y en consecuencia no se tiene la resistencia eléctrica de aislamiento del cable debido a la presencia de humedad. Los sistemas con cable de plomo y rellenos de aceite, necesitan juntas especiales para aislar hidráulicamente las secciones del cable y para permitir que el aceite fluya. Tanto desde el punto de vista eléctrico como del térmico las juntas representan una parte crucial del sistema de c

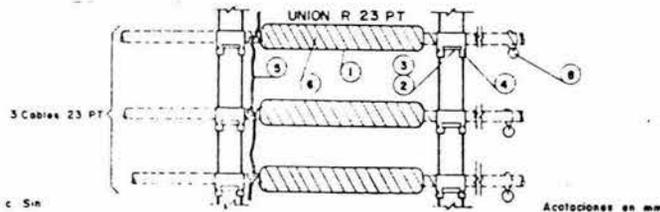


Fig. 2.12 Unión recta en plomo en cable. 23 PT

Material:	
Ref.	Nombre
1	Unión R 23 PT 1x35 a 1x240
2	Ménsula CS 35 C
3	Perno ménsula CS-C
4	Porcelana ménsula CS 37
5	Cable Cud 1/0 Soldadura Sn-Pb 40-60 Fundente soldadura Sn-Pb
6	Epoxi sellador soldadura
7	Sello ducto
8	Placa identificación cable 23

Transformadores.

Todos los transformadores que se utilizan en los sistemas subterráneos para la distribución aunque son de diferentes tipos, tienen las siguientes características similares:

- Primario 23000 – Secundario 220/127 volts.
- Primario Delta – Secundario estrella con neutro aterrizado.
- Enfriamiento natural (OA) de aceite o Rtemp.

Las características particulares de cada tipo de transformador se muestran a continuación:

Tipo Sumergible: Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza en redes automáticas y servicios radiales.

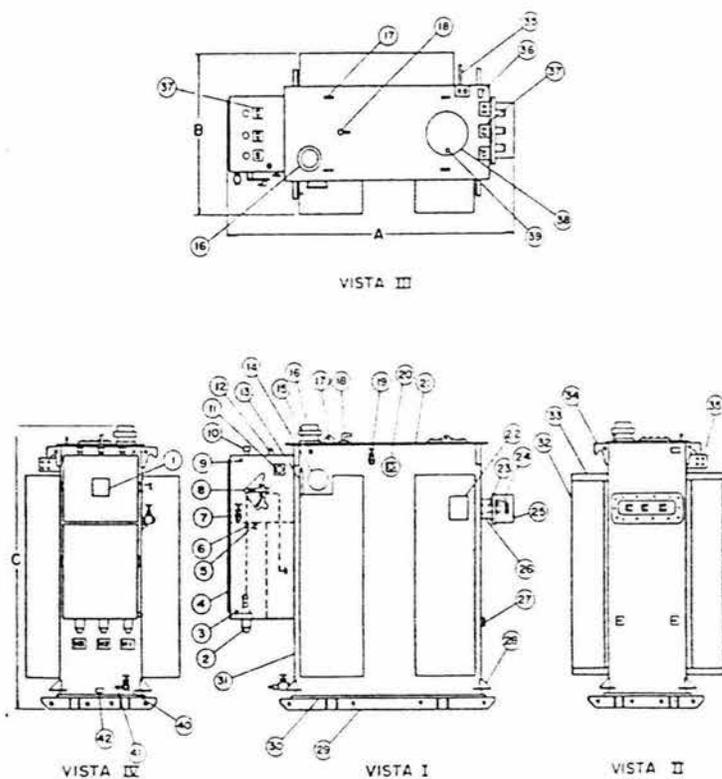


Fig. 2.13 Transformador tipo sumergible

Ref.	Descripción
-	DESCONCTADOR ACOPLADO EN A.T.
1	Placa de datos del desconectador
2	Terminales de alta tensión
3	Tapón de drenaje
4	Tapa del desconectador
5	Tapón de llenado cámara terminales
6	Tapón salida de aire y nivel del aceite
7	Válvula de drenaje cámara interruptor
8	Palanca de operación 3 posiciones
9	Provisión para nivel de aceite y prueba de aire
10	Acceso para bastones de prueba
11	Indicador magnético del nivel del aceite
12	Tacón de llenado cámara interruptor
	TRANSFORMADOR
13	Provisión para alarma
14	Termómetro sin contactos de alarma
15	Provisión para nivel del líquido y prueba de aire
16	Válvula de sobrepresión
17	Orejas para levantar la cubierta
16	Manija de operación del cambiador de derivaciones
19	Válvula superior de llenado y filtro prensa
20	Indicador magnético del nivel del aceite
21	Tapa del tanque
22	Placa de datos del transformador
23	Boquilla de baja tensión
20.	Terminal de baja tensión j
25	Protección boquillas de baja tensión
26	Garganta para acoplar protector de red o cámara B
27	Soporte para protector de red
28	Refuerzos para palanquea
29	Base deslizable
30	Fondo
31	Tanque
32	Radiadores
33	Cabezales
3d	Ganchos para levantar el transformador
35	Neutro de la baja tensión
36	Número de serie estampado
37	Identificación de terminales AT y BT
38	Agujero de mano
39	Taladro para sello de aprobación
40	Válvula de drenaje y filtro
41	Válvula de muestreo integral
42	Terminal de tierra

Tipo DRS Pedestal: Existe en capacidades de 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza para distribución residencial. Este transformador tiene la característica especial de que su conjunto en general forma el cuerpo de la subestación.

Tipo DRS Pozo: Existe en capacidades de 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza para distribución residencial.

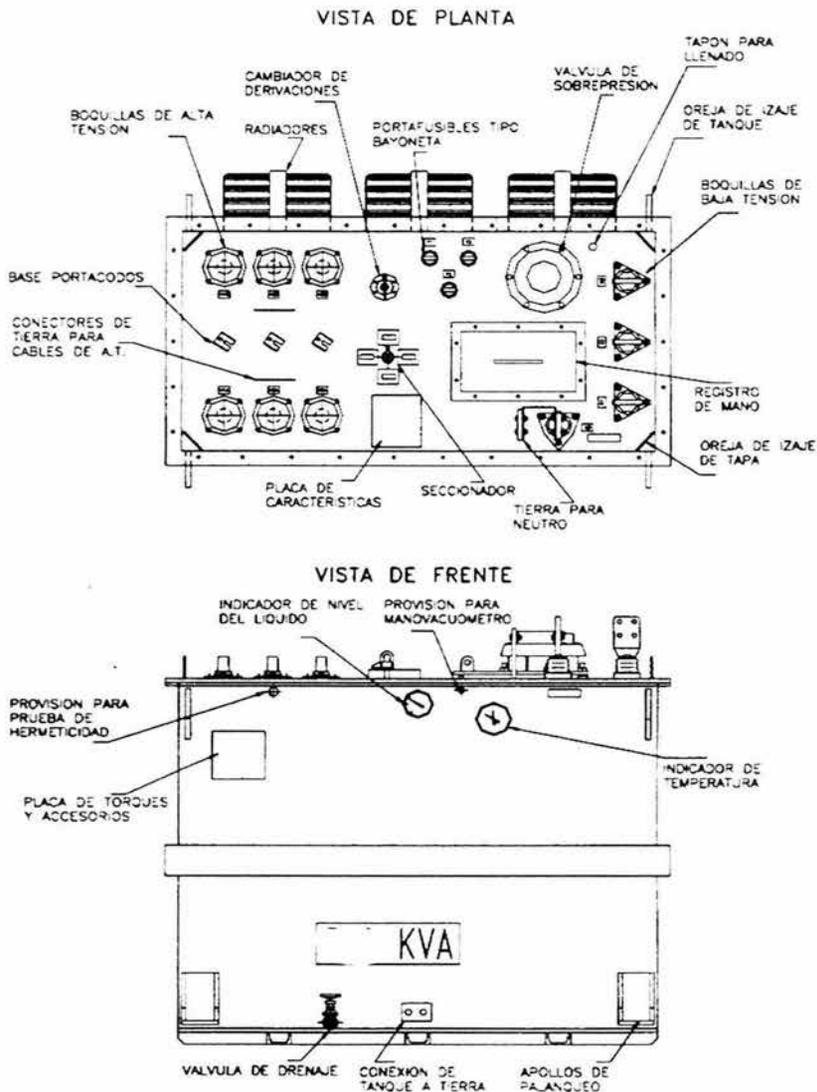


Fig. 2.14 Transformador tipo DRS pozo

Notas:

Transformador autoprotegido contra cortocircuito y sobrecargas

Conexión del primario en delta y del secundario en estrella con neutro aislado

Enfriamiento natural en aceite, elevación de temperatura a 55 °C

Diagramas unifilares típicos de estos transformadores

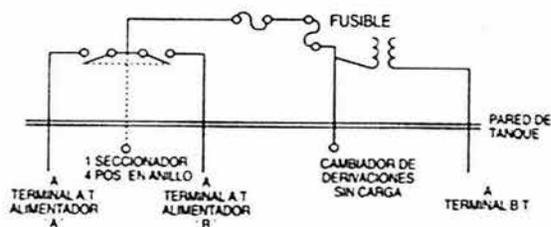


Fig. 2.15 Diagrama de transformadores tipo DRS y DCS

Tipo DCS Pozo: Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza para redes radiales y distribución comercial su esquema es el mismo que el anterior pero para cargas mayores

Tipo interior: Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA y se utiliza en redes automáticas y radiales

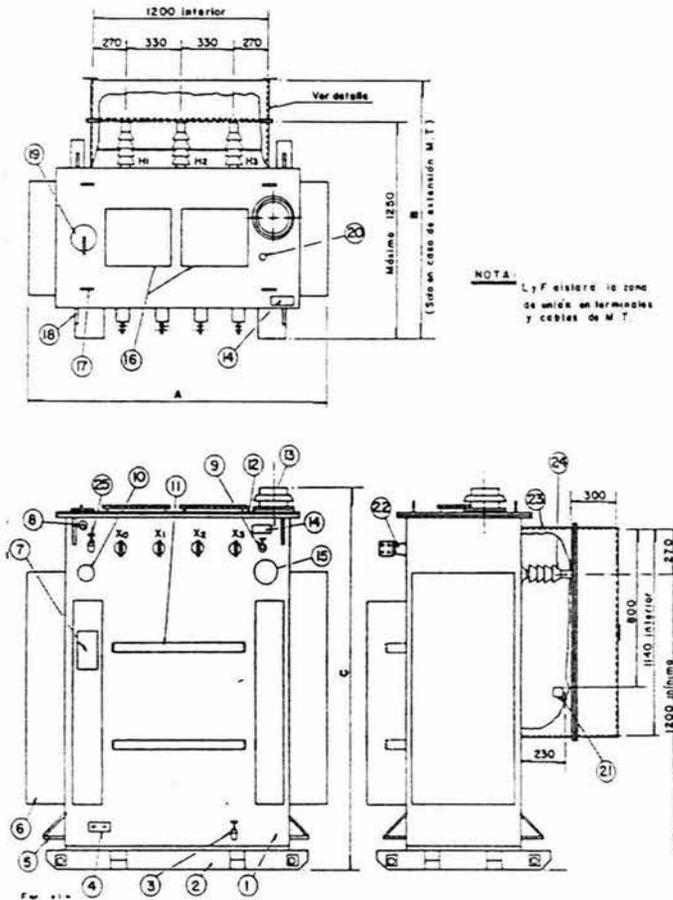


Fig. 2.16 Transformador tipo interior

Ref.	Descripción	Ref.	Descripción
1	Tanque	15	Termómetro sin contactos de alarma
2	Base deslizable	16	Registros de mano
3	Válvula de drenaje y muestreo	17	Asas para levantar la tapa
4	Placa para conexión a tierra	18	Asas para levantar el conjunto
5	Refuerzos para gato	19	Cambiador de derivaciones
6	radiadores	20	Niple para llenado y prueba de presión
7	Placa de datos		
8	Provisión para manovacuómetro	21	Soporte para terminales M.T.
9	Válvula superior filtro prensa	22	Boquillas B.T.
10	Indicador del nivel de liquido	23	Caja de M.T. con extensión desmontable.
11	Soportes para fijar cables B.T.	24	Boquillas M.T.
12	Tapa	25	Válvula de vacío
13	Válvula de alivio de sobrepresión		

Tipo Poste: Existe en capacidades de 45, 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza en subestaciones interiores o tipo Frac.

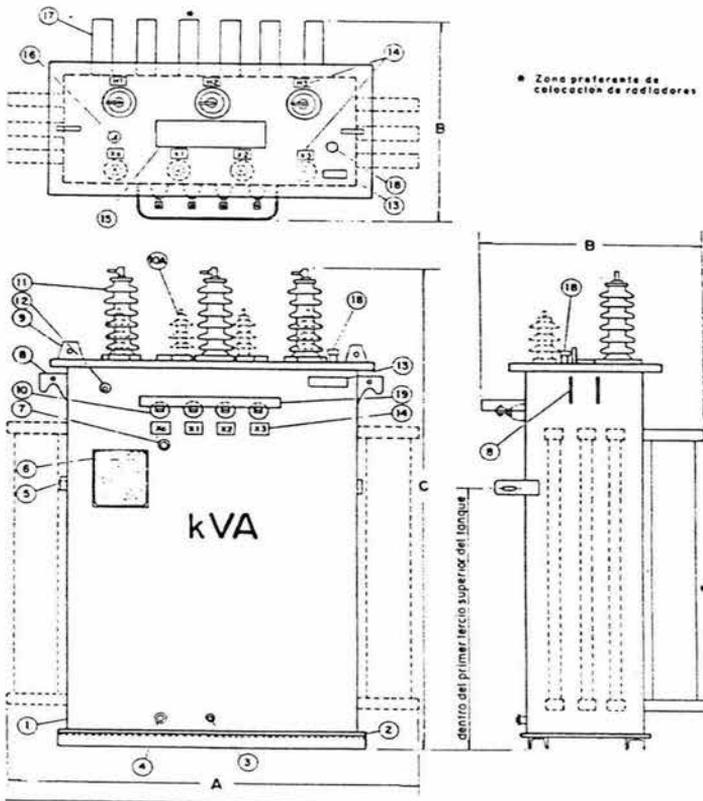


Fig. 2.17 Transformador tipo poste

Ref.	
1	Tanque
2	Fondo
3	Tapón de drenaje y válvula de maestro hasta 150 KVA, válvula de drenaje y - muestreo para 225 y 300 KVA
4	Conexión y conector del tanque a tierra : tipo A para 45 a 150 kVA y tipo B para 225 y 300 KVA, (Tomillo o clema para Tipo A y Placas para Tipo B)
5	Asas para fijar el transformador al poste
6	Placa de datos
7	Conexión y conector de la B.T. a tierra (hasta 150 KVA)
8	Ganchos para levantar el transformador
9	Orejas para levantar la tapa
10	Boquillas de baja tensión (220 Y /127 V)
10A	Boquillas de 6000 V (secundario a 6000 Y /3464 V)
11	Boquillas primarias de 23000 V
12	Válvula de alivio
13	Numero de serie estampado
14	Identificación de terminales
15	Registro de mano
16	Cambiador de derivaciones de operación externa (solo para 225 y 300 KVA)
17	Sistema de enfriamiento (cuando sea necesario)
18	Niple para pruebas de hermeticidad y llenado
19	Protector de las boquillas de baja tensión

Medios de Seccionamiento en M.T.

Interruptor RAC de 3 y 4 vías: Su cuerpo es de placa de hierro de ¼" cadmizado o galvanizado. Es de servicio sumergido en agua hasta tres metros de profundidad y se instala en pozos tipo RAL. Tiene tres o cuatro vías (una llegada y dos o tres derivaciones respectivamente) que se pueden interconectar entre sí. Utiliza como aislamiento aceite PEMEX, No. 1 con un volumen aproximado de 770 litros par el interruptor de tres vías y 1150 litros para el interruptor de cuatro vías. Tiene una capacidad de 600 A. Y un nivel básico de aislamiento de 150 KV. C.A. La operación es manual con palanca intercambiable en las cuchillas que pueden abrir o cerrar con carga cualquier via independientemente por circuito trifásico.

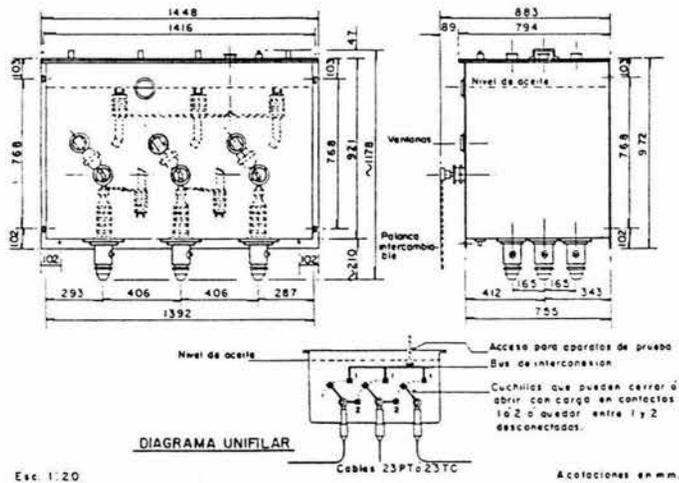


Fig. 2.18 Interruptor RAC

Interruptor CSF: Su cuerpo es de placa de hierro de $\frac{1}{4}$ " cadmizado o galvanizado. Es de servicio sumergido en agua hasta tres metros por lo que se instala en pozos tipo RAL. Tiene un NBA. De 150 KV. Y utiliza aceite PEMEX No. 1 como aislamiento. Consta de dos secciones independientes y solo conectadas eléctricamente. La sección superior está rellena de 790 litros de aceite y contiene tres fusibles con capacidades hasta de 150 A. Máximo nominal con una capacidad interruptiva de 1500 MVA que protegen al cable que sale hacia el servicio. La apertura o cierre es manual con palanca a través de cuchillas de operación con carga hasta 200 A. Tiene una salida hacia un servicio en M.T. La sección inferior esta rellena con 930 litros aproximadamente de aceite y contiene un mecanismo a base de cuchillas que permiten interconectar tres vías (una llegada, una derivación hacia la sección de los fusibles y una derivación hacia el exterior). La apertura y cierre se hace en forma manual con palanca intercambiable y con carga hasta 600 A. Este interruptor tiene una función similar a un gabinete 2QR y se utiliza cuando el cliente no tiene espacio en su predio para ubicar una subestación.

Interruptor CSV: Es muy similar al interruptor CSF, la única diferencia es que utiliza interruptores en vacío en vez de fusibles para la protección al servicio.

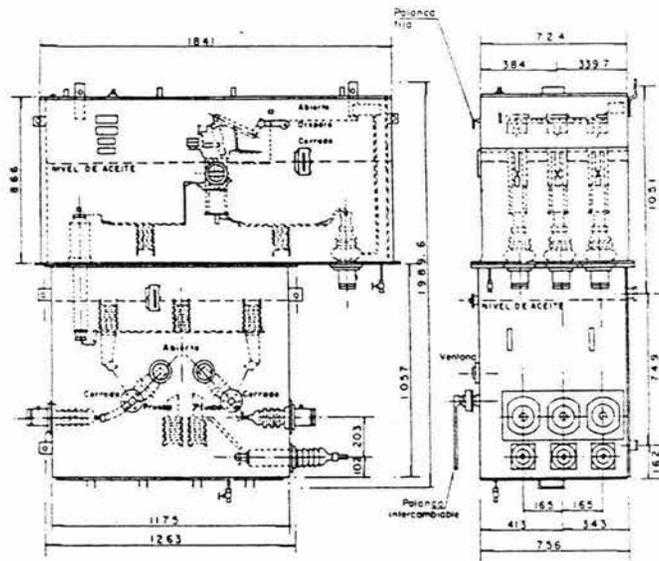


DIAGRAMA UNIFILAR

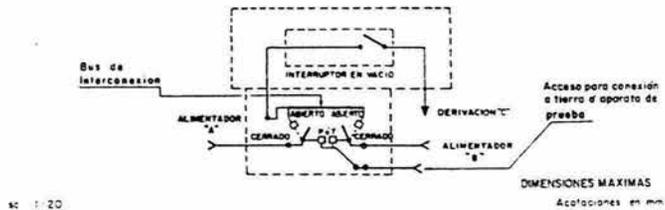


Fig. 2.19 Interruptor CSV

Caja: Tiene un cuerpo de placa de fierro de ¼" cadmizado o galvanizado, se utiliza para derivar ramales y puede interconectar hasta cuatro circuitos de cables. La conexión e interconexión se hace por medio de placas removibles sin potencial. Puede trabajar sumergido en agua hasta tres metros de profundidad y tiene una capacidad de 500 A. continuos.

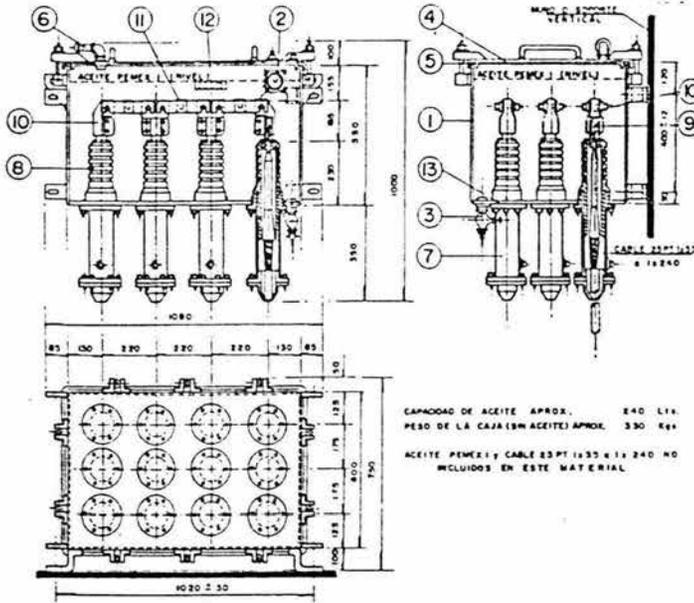


Fig. 2.20 caja derivadora

- 1 Cuerpo
- 2 Indicador de nivel de Aceite
- 3 Válvula de drenaje y-muestreo
- 4 Tapa
- 5 Junta
- 6 Válvula de seguridad
- 7 Cuerpo de la terminal
- 8 Boquilla alelante
- 9 Conector interior
- 10 Conector Exterior
- 11 Placa conexión
- 12 Placa de datos
- 13 Fondo

Gabinete: Es un equipo blindado para instalarse en interiores o exteriores formado por uno o más módulos que alojan en su interior equipo de alta tensión como interruptores de aire (quebradoras), portafusibles, ruptofusibles (interruptores en aire de operación en grupo asociados con fusibles limitadores de corriente), buses de 23 KV, terminales, etc. Dependiendo del tipo y número de módulos que se acoplen, permite alimentar servicios o transformadores en M.T. Las características que deben tener para operar satisfactoriamente en un sistema de distribución subterránea son: trifásicos, 23000 volts, 400 A., NBI de 125 KV, 2300 metros sobre el nivel del mar, temperatura ambiente de -4 a 40 °C., humedad relativa de 90% y servicio continuo.

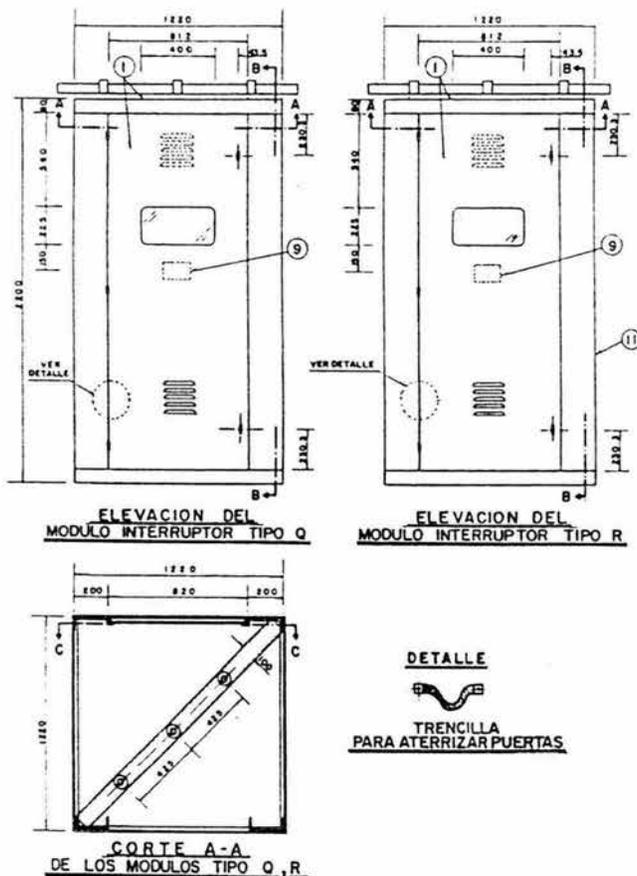
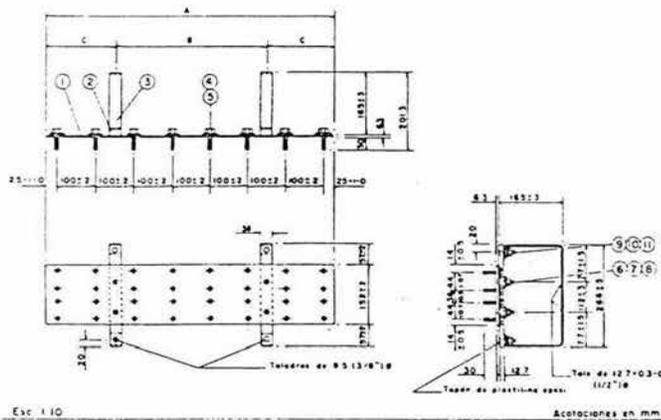


Fig. 2.21 Gabinete

En baja tensión se utiliza el siguiente equipo:

Buses abiertos: Son placas de solera de cobre con ocho o dieciséis derivaciones con capacidad de 1500 A. Se utiliza en subestaciones interiores y son de fases separadas (uno para cada fase). Se fijan a un muro con separadores de fibra de vidrio y un soporte de solera de hierro y permiten conectar cables a través de fusibles de baja tensión de cartucho renovable (CR) que los protegen contra sobrecorrientes y corto circuitos.



Ref.	NOMBRE	Unidad	CANTIDAD			
			8.1500	16.1500	24.1500	32.1500
1	Solera de cobre 6.3x152x350, — 750, 1150, 1550	mm	350	750	1150	1550
2	Separador de fibra de vidrio de 12.7x38x266 mm	Pza.	2	2	3	3
3	Soporte de hierro solera de — 6.3 X 38x640 mm	Pza.	2	2	3	3
4	Tornillos máquina 1/2"x 1,1/2" cuerda corrida cad.	Pza.	16	32	48	64
5	Roldana dentada EA 1/2"	Pza.	16	32	48	64
6	Tornillo cabeza plana 3/8"x1,1/2" con tuerca	Pza.	4	4	6	6
7	Roldana de presión 3/8"	Pza.	4	4	6	6
8	Roldana 3/8"	Pza.	4	4	6	6
9	Tornillo cabeza plana — 5/16"x 11/2" con tuerca	Pza.	4	4	6	6
10	Roldana de presión 5/16"	Pza.	4	4	6	6
11	Roldana 5/16"	Pza.	4	4	6	6

Fig. 2.22 Bus abierto

Buses cubiertos: Son placas de cobre electrolítico con derivaciones transversales para la conexión de zapatas. Tiene un recubrimiento aislante de epoxi-fibra que lo cubre todo con excepción de las partes de conexión. Tiene seis u ocho derivaciones para conectar a cables de baja tensión a través de fusibles CR. Se fijan en los muros de las bóvedas y pueden trabajar sumergidos en agua hasta tres metros de profundidad. Son de fases separadas y se identifican por colores (rojo, blanco y azul). Son para 800 A. y los fusibles así como las conexiones al bus por medio de zapatas se cubren con fundas de neopreno sujetas con abrazaderas.

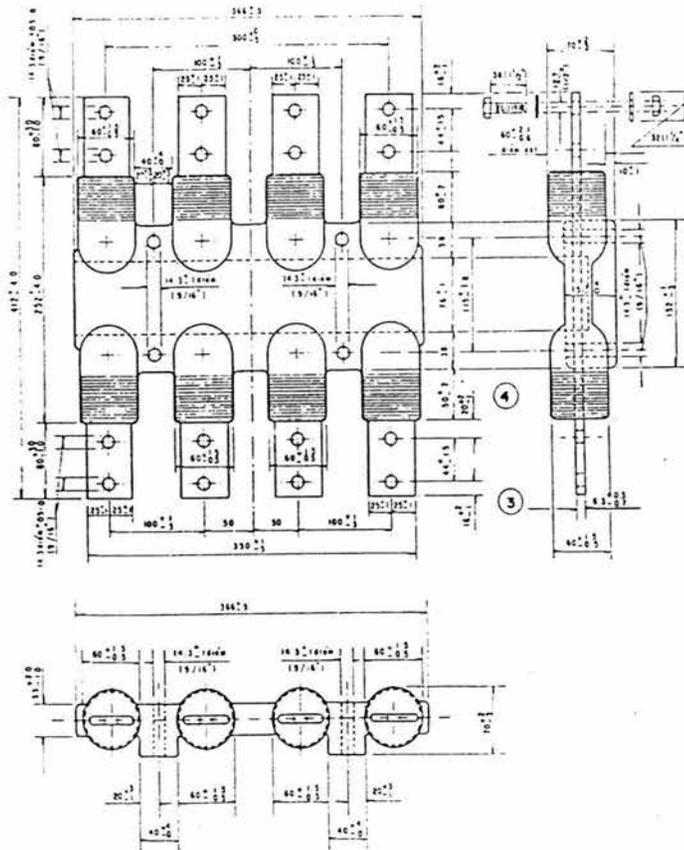


Fig. 2.23 Buses cubiertos

Cajas de seccionamiento "X": Permite interconectar hasta cuatro circuitos de cables de baja tensión y efectuar varias combinaciones para cambiar la trayectoria del potencial según las necesidades. Se coloca horizontalmente en un registro precolado bajo banqueta (40 cm. aproximadamente) quedando cerrada con marco removible y una tapa de fierro colado.

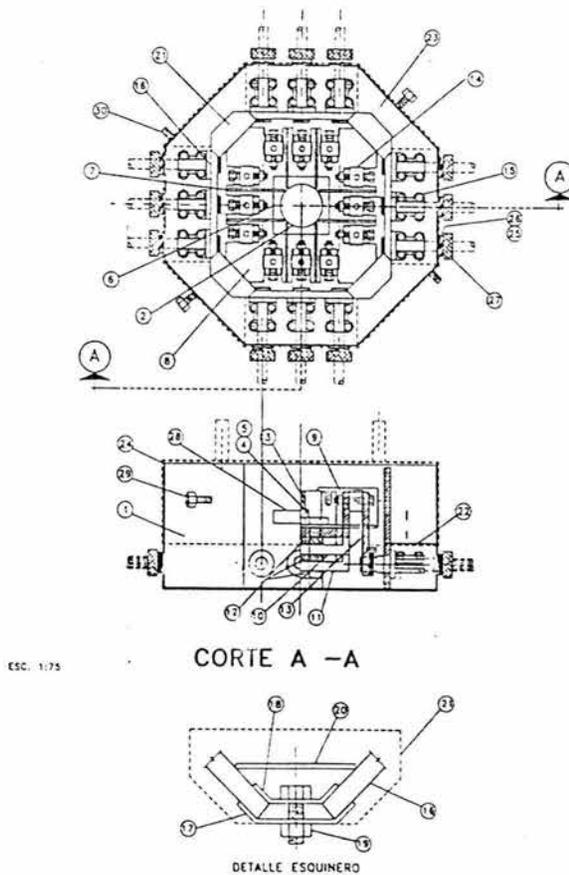


Fig. 2.24 Caja de seccionamiento "x"

Ref.	Nombre	Cant	Material
1	Tapa	1	Lámina hierro de 2,76 mm (7/64") de espesor color negro esmaltado
2	Tapón Neutro	1	Polietileno.
3	Tornillo central	1	Hierro galvanizado.
4	Tuerca central	1	Hierro galvanizado.
5	Arandela central	1	Hierro galvanizado.
6	Soporte de separadores de fases	1	Epoxi, fibra de vidrio o similar.
7	Separador de fases	8	Epoxi, fibra de vidrio o similar.
8	Base de separadores de fases	1	Epoxi, fibra de vidrio o similar.
9	Conector corona superior	1	Contacto fijo de bronce.
10	Conector corona central	1	Contacto fijo de bronce.
11	Conector corona inferior	1	Contacto fijo de bronce.
12	Separador corona	3	Polietileno.
13	Conectores laterales	12	Contacto fijo de bronce.
14	Conector unión con tornillo	12	Contacto móvil con barreno con cuerda de 9,5 mm y tornillo de 76x 9,5mm para fijarlo, ambos de bronce
15	Conector cable	12	Bronce, con 4 tornillos que permiten la sujeción del cable
16	Separador lateral	4	Epoxi, fibra de vidrio o sigilar.
17	Esquinero exterior	4	Lamina hierro de 3 mm de espesor en color negro esmaltado con 2 barrenos
18	Esquinero interior	4	Lamina hierro de 3 mm de espesor en color negro esmaltado con 2 barrenos
19	Tornillos y tuercas de sujeción esquineros	8	De 9,5 x 25,4 mm de acero galvanizado de 381 g/m ² con tuerca
20	Protector de esquinero	4	Epoxi, fibra de vidrio o similar.
21	Tapa protector esquinero	4	Epoxi, fibra de vidrio o similar.
22	Barrera conectores	4	Epoxi, fibra de vidrio o similar.
23	Cuerpo de la caja	1	Lamina hierro de 4,74 mm (3/16") de espesor, moldada en forma octagonal y acabada con pintura aislante
24	Junta superior	1	Neopreno.
25	Niple	12	Hierro con cuerda estándar sueldados al cuerpo de la caja.
26	Junta de niple	12	Neopreno, sella la entrada de cable.
27	Tapón niple	12	Bronce, cuerda estándar.
28	Placa de datos	1	Acero inoxidable o latón cromado.
29	Seguros tapa	2	Tornillos de bronce de 13 x 25,4 mm para fijación de la tapa.
30	Conexión tierra	2	Tornillos de bronce de 13 x 25,4 mm para conexión de tierra

Protector de red: se acopla a la baja tensión de los transformadores de la red automática y permite conectar y desconectar en la forma manual o automática el transformador de la red automática de baja tensión. Su característica principal es que en forma automática cierra sus contactos cuando la energía fluye del transformador a la red y los abre cuando es en forma inversa. Se instalan en interiores y con gabinete adecuado en pozos tipo ral sumergidos pudiendo trabajar hasta tres metros de profundidad.

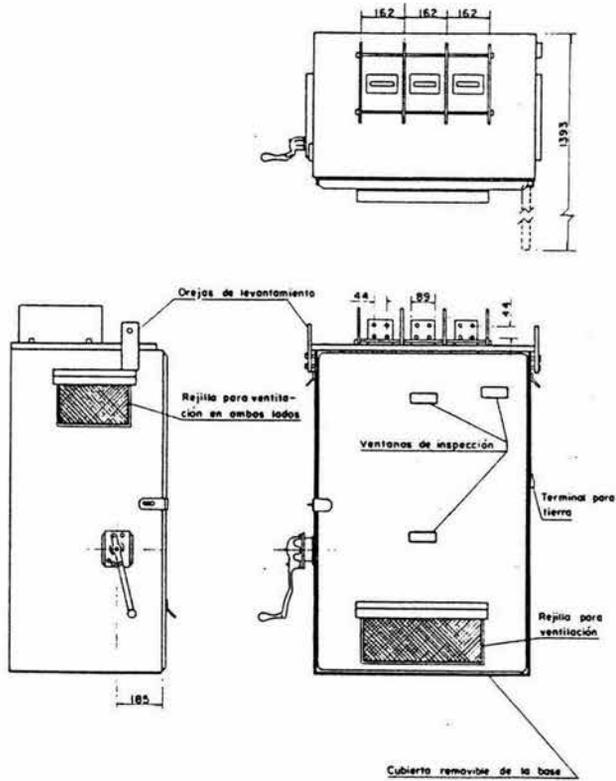
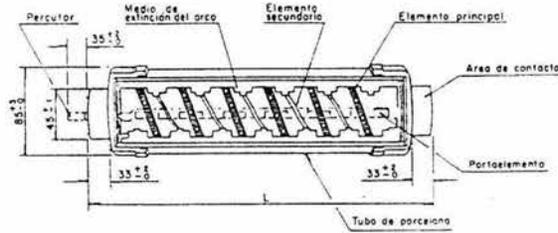


Fig. 2.25 Protector de red

Fusibles limitadores para redes automáticas y fusibles CR para redes radiales: Los fusibles limitadores para redes automáticas se utilizan en los servicios radiales que salen de las redes automáticas de baja tensión. Su característica principal es que tienen una alta capacidad interruptiva debido a los grandes valores de corto circuito que se presentan en éste tipo de redes.



Fusible marca mercury CR-200 A

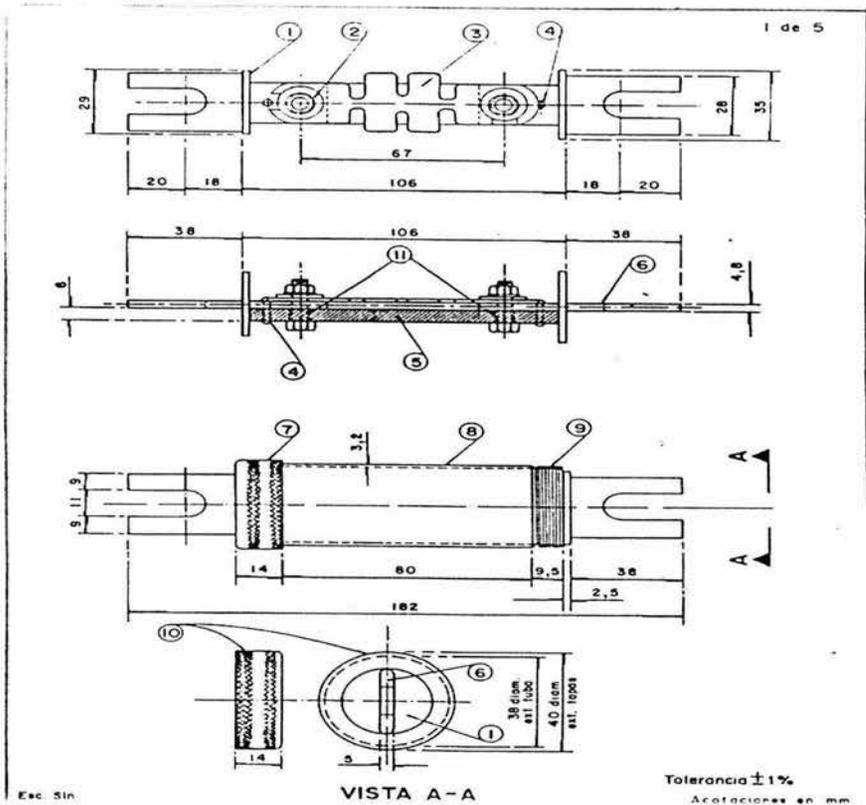


Fig. 2.26 fusible CR de 200 A

- 1 arandelas (guía de cierre),
- 2 tornillos tuercas y arandelas de fijación fusible,
- 3 eslabón fusible de 200 A
- 4 remaches de fijación del puente
- 5 puente aislante
- 6 navajas
- 7 tapa ranurada
- 8 tubo del cartucho
- 9 insertos para fijación tapa
- 10 tapa perforada
- 11 inserto tubular

Características

Eléctricas:

Tensión nominal máxima: 250 V

Frecuencia nominal: 60 Hz

Corriente nominal: 200 A

Capacidad interruptiva, simétrica a tensión nominal y con f.p. = 0.5: 10000 a rcm

Corriente-tiempo de fusión:

Corriente de fusión (A)	270	300	400	600	1000	2000
% de la corriente nominal	135	150	200	300	500	1000
Tiempo de fusión (tolerancia \pm 15%)	780-1000s	84s	23s	5s	0.5s	0.08s

Térmicas:

Elevación de temperaturas sobre el ambiente con corriente nominal:

- en las navajas: 60°C
- en el tubo: 50°C

Mecánicas:

Los fusibles CR 200 deben cumplir con los valores siguientes sin quebrarse ni deformarse:

- tensión de navajas en el sentido longitudinal de su eje: 1569 N
- flexión en el extremo de una navaja con la otra empotrada: 118 N
- torsión en el extremo de la tapa fija en una navaja con la otra empotrada:
50 Kg.-cm.
- par de apriete del eslabón fusible: 28.8 Kg.-cm.

Uso:

Protege el cable contra sobre corrientes conforme a la tabla, y hasta 10 000 A simétricos de corto circuito. Se utiliza en cajas P, buses cubiertos y otros equipos de alimentación de baja tensión y se conecta con cable BTC 1 x 70, con receptáculo o zapata para tornillo máquina de 9.5 mm de diámetro. Debe quedar cubierto con "funda T" al colocarse en equipo sumergible.

Fusible marca mercury CR-350 A

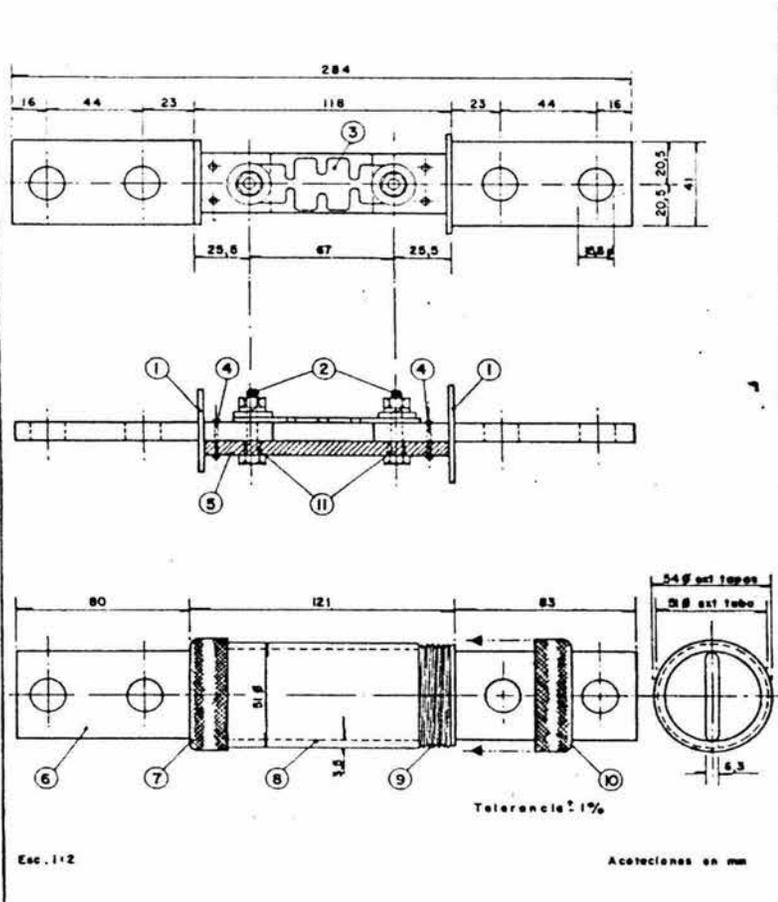


Fig. 2.27 Fusible CR de 350 A

- 1 arandelas (guía de cierre),
- 2 tornillos tuercas y arandelas de fijación fusible,
- 3 eslabón fusible de 350 A
- 4 remaches de fijación del puente
- 5 puente aislante
- 6 navajas
- 7 tapa ranurada
- 8 tubo del cartucho
- 9 insertos para fijación tapa
- 10 tapa perforada
- 11 inserto tubular

Características

Eléctricas:

Tensión nominal máxima: 250 V

Frecuencia nominal: 60 Hz

Corriente nominal: 350 A

Capacidad interruptiva, simétrica a tensión nominal y con f.p. = 0.5: 10000 a rcm

Corriente-tiempo de fusión:

Corriente de fusión (A)	475	525	700	1050	1750	3500
% de la corriente nominal	135	150	200	300	500	1000
Tiempo de fusión (tolerancia \pm 15%)	400-1000s	108s	26s	6s	1s	0.1s

Térmicas:

Elevación de temperaturas sobre el ambiente con corriente nominal:

- en las navajas: 60°C
- en el tubo: 50°C

Mecánicas:

Los fusibles CR 350 deben cumplir con los valores siguientes sin quebrarse ni deformarse:

- tensión de navajas en el sentido longitudinal de su eje: 3920 N
- flexión en el extremo de una navaja con la otra empotrada: 117.6 N
- torsión en el extremo de la tapa fija en una navaja con la otra empotrada:
75 Kg.-cm.
- par de apriete del eslabón fusible: 28.8 Kg.-cm.

Uso:

Protege el cable contra sobre corrientes conforme a la tabla, y hasta 10 000 A simétricos de corto circuito. Se utiliza en buses abiertos, buses cubiertos y otros equipos de alimentación de baja tensión y se conecta con cable BTC 1 x 150, con receptáculo o zapata para tornillo máquina de 12.7 mm de diámetro. Debe quedar cubierto con "funda T" al colocarse en equipo sumergible.

No.	CALIBRE (mm ²)	FUSIBLE	I nom. (A)	Ic. C. (A)	TENSION MAXIMA DE OPERACION
1	70	CR 200	200	10000	250 V.
2	150	CR 350	350	10000	250 V.
3	250 – 400	CR 600	600	10000	250 V.

Tabla 2.2.

CAPÍTULO III

CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA

CAPITULO III

3.1.- GENERALIDADES.

El conocimiento de las características eléctricas de un sistema de distribución y la aplicación de los conceptos fundamentales de la teoría de la electricidad son quizá los requisitos más esenciales para diseñar y operar un sistema de esta naturaleza. Por tanto es necesario que el ingeniero de distribución posea conocimientos claros de las características de la carga del sistema que va alimentar para diseñar y operarlo en forma óptima.

El propósito de la planeación de un sistema eléctrico es el de proporcionar energía eléctrica en forma económica, confiable y segura al usuario, para lo cual, existen arreglos diferentes que pueden servir adecuadamente, sin embargo, el mejor diseño puede considerarse aquel que es más económico y proporciona la calidad establecida de servicio.

El conocimiento de las características de la carga es también requerida en la operación efectiva del sistema y para alcanzar la operación más económica.

Desgraciadamente, aunque el ingeniero que planea un sistema de distribución tiene libertad en la selección de muchos factores que intervienen en el diseño del sistema, no la tiene en uno de los más importantes: la carga, ya que ésta no queda dentro del entorno del sistema de distribución, siendo definitivamente la más importante y decisiva variable exógena de distribución tanto para el diseño como en la operación del sistema.

El análisis de la carga incluye la determinación de condiciones existentes, condiciones propuestas, solución a condiciones indeseables y medidas correctivas requeridas a futuro.

Un estudio de las cargas y sus características abarcan no solo los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, sino también el grupo de consumidores que integran la carga de zona. Por ejemplo, un equipo de aire acondicionado se debe estudiar como una carga residencial por lo general se utiliza solo en algunas zonas, y sus características de carga se deben entender perfectamente para después reflejar su efecto en la carga total del consumidor; de tal punto se deberá para analizar esta carga residencial tipo y su efecto en el sistema de distribución que la alimenta. Finalmente, se deberá estudiar las diferentes clases de carga de tipo residencial combinadas con otros tipos de carga, para observar la influencia que tendrán en la carga general de un alimentador y ésta a su vez en la carga total de una sub-estación.

3.2.- CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS.

Una clasificación de las cargas puede admitir distintas interpretaciones y dar por consiguiente motivo a confusión.

Usualmente las cargas son clasificadas para un propósito específico como puede ser: la localización geográfica, el medio ambiente, tipo de consumidor, cargas especiales, etc.

La clasificación puede ser aplicable a un solo servicio o a un grupo de servicios en un área.

Varias formas de clasificar las cargas están mostradas en la tabla.

CLASIFICACION DE CARGAS.	
PROPÓSITO ESPECIFICO	CLASIFICACION DE CARGAS
Por su localización geográfica	a) Zona central b) Zona urbana c) Zona suburbana d) Zona rural
Por el tipo de consumidor	a) Residencial b) Comercial c) Industrial
Por el tipo de condición de operación	a) Normal b) Emergencia c) Lugares peligrosos
Debido a Consideraciones especiales	a) Procesos automatizados y otros donde la interrupción del servicio resulta costosa. b) Cargas sensibles a la variación.
Por el tipo de tensión	a) Baja tensión. b) Mediana tensión. c) Alta tensión.

Tabla 3.1

Localización geográfica.

Un sistema de distribución debe atender a usuarios de energía eléctrica, tanto los localizados en ciudades como zonas rurales; por tanto, es obvia una división del área que atiende el sistema de distribución en zonas.

La carga de cada usuario se clasificará de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas de cada zona. Así, por ejemplo, en la zona urbana central de cualquier ciudad se tendrá una elevada densidad de carga, con consumidores constituidos por edificios de oficinas y comercios; asimismo en una zona urbana habrá densidades de carga menores que en zonas centrales urbanas, predominando las cargas de tipo residencial. Sin embargo, hay algunas zonas que originan cargas de valor elevado con cargas de tipo industrial medio. En la tabla siguiente se muestran algunos valores de densidades por zonas.

ZONAS	MVA / Km ²
URBANA CENTRAL	40 - 100
SEMIURBANA	3 - 5
URBANA	5 - 40
RURAL	< 5

Tabla 3.2

Tipos de utilización de la energía.

Las aplicaciones que da el usuario al consumo de energía eléctrica pueden servir como parámetro para clasificar las cargas; así de éstas, se tienen, por ejemplo:

- Cargas residenciales.
- Cargas de iluminación en predios comerciales.
- Cargas industriales.
- Cargas de municipios o gubernamentales.
- Cargas Hospitalarias.

Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad).

Considerando los perjuicios que pueden causar las interrupciones de alimentación de energía eléctrica en las cargas, es posible clasificar éstas en:

- Sensibles.
- Semisensibles.
- Normales.

Se entiende por cargas sensibles aquellas en que una interrupción de alimentación de energía eléctrica, aunque sea momentánea, causa perjuicios considerables; por ejemplo, si hay una interrupción en el proceso de fabricación de hilo rayón ocurrirá el rompimiento del hilo y por lo tanto pérdida de producción.

Se consideran cargas semisensibles aquellas en que una interrupción de energía durante corto tiempo, no mayor de 10 minutos, no causa grandes problemas en la producción o servicios en general.

Finalmente, las cargas normales son aquellas en que una interrupción en un tiempo más o menos largo ($1 \text{ h} \leq t \leq 5 \text{ h}$) no causa mayores perjuicios a la producción o servicio.

Efectos de la carga en el sistema de distribución y ciclo de trabajo de las cargas.

Conforme al ciclo del trabajo, las cargas se pueden clasificar en:

- Transitorias cíclicas.
- Transitorias acíclicas.
- Normales.

Las primeras son aquellas que no funcionan continuamente y efectúan un ciclo del trabajo periódico, desarrollando las segundas un ciclo del trabajo no periódico, no así las normas continuamente. La existencia de cargas transitorias impone más soluciones más elaboradas, en especial tratándose de cargas de gran potencia, ya que ocasionan perturbaciones en el sistema y deben evitarse.

Tarifas.

Otro criterio de clasificación es la tarifa de cobro de la energía eléctrica que se suministra.

Para ello las compañías eléctricas acostumbran catalogar a sus consumidores de acuerdo con el tipo de carga que consume. Evidentemente, esto dependerá del criterio de cada compañía. La tabla siguiente muestra esta clasificación.

TIPO DE TARIFAS

<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No.1 Servicio doméstico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 1-A Servicio doméstico con clima muy calido.
<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 2 Servicios generales hasta 25 KW de demanda. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 3 Servicios generales para más de 25 KW de demanda
<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 4 Servicio para molinos de nixtamal y tortillerías. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 5 Servicio de alumbrado público.
<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 6 Servicio para bombeo de agua potable o aguas negras 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 7 Servicio Temporal.
<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 8 Servicio general en alta tensión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 9 Servicio para bombeo de agua para riego agrícola.
<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No 10 Servicio en alta tensión para re-venta. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No 11 Servicio en alta tensión para explotación de minerales.
<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa No. 12 Servicio general para 5000 KW o más, a tensión de 66 KV 	<ul style="list-style-type: none"> • Publicación del diario oficial de la federación.

Tabla 3.3

Especiales.

Dentro de las cargas especiales se distinguen las que introducen asimetrías al sistema y lo desequilibran, por ejemplo: hornos monofásicos eléctricos.

También se pueden considerar especiales las cargas grandes cuya alimentación altera las condiciones de funcionamiento de un sistema, como el Sistema de Transporte colectivo (Metro), los centros petroquímicos, etc.

3.3.- CARACTERÍSTICAS GENERALES, DEFINICIÓN DE LOS PRINCIPALES FACTORES.

Mediante algunos aparatos de medición debidamente instalados y sincronizados es posible obtener cantidades de energía eléctrica que permitan definir de manera adecuada una carga o un conjunto de cargas, así como determinar y aun predecir el efecto que puede tener en un sistema de distribución. Sin embargo, el uso de este tipo de tablas o gráficas así obtenidas en muchas ocasiones no basta para definir las características de una carga.

En ingeniería eléctrica de distribución existen algunos términos que explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que pueden ayudar a precisar las características de una manera sencilla; asimismo, estas relaciones son útiles para determinar los efectos que la carga puede causar en el mismo sistema.

Potencia eléctrica.

La potencia eléctrica representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico. La unidad que por lo general se utiliza es el watt o Kilowatt.

Es la transmisión de energía en determinado periodo de tiempo, en otras palabras, es el trabajo realizado por unidad de tiempo.

Para propósitos analíticos en un circuito alterno, la potencia se puede presentar de distintas maneras: potencia aparente, potencia activa y potencia reactiva.

a) Potencia aparente.- [Volts Amperes]

Representa la potencia máxima que puede proporcionarse proyectada para una tensión (V) y para una corriente (I)

$$S_{1\phi} = V I \quad \text{monofásica.}$$

$$S_{3\phi} = 3 V_L I_L \quad \text{Trifásica}$$

b) Potencia activa.- [Watts]

Representa la potencia eléctrica disponible para su transformación en otras clases de energía

$$P_{1\phi} = V I \cos \phi \quad \text{monofásica}$$

$$P_{3\phi} = 3 V_L I_L \cos \phi \quad \text{Trifásica}$$

Donde:

$\cos \phi =$ es el factor de pot.

$\phi =$ es el ángulo entre V e I

c) potencia reactiva.- [Volts Amperes Reactivos]

Representa la parte de la potencia total que se necesita para la formación de los campos magnéticos en los elementos inductivos.

Esta potencia no es aprovechable para fines de transformación de energía y en general, representa un inconveniente.

$$Q_{1\phi} = V I \sin \phi \quad \text{monofásica}$$

$$Q_{3\phi} = 3 V_L I_L \sin \phi \quad \text{Trifásica}$$

La siguiente figura representa el triángulo de potencias.

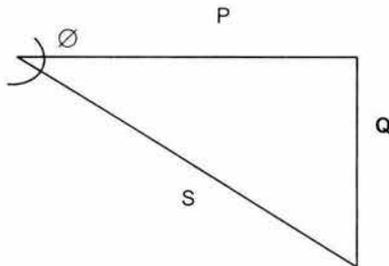


Fig. 3.1

Factor de potencia. (F.P.)

La relación de la potencia activa (Watts) y la potencia aparente (Volts amperes), es llamada Factor de Potencia y es una medida de la relación corriente voltaje, desfasados uno de otro. Este desfaseamiento es ocasionado por la reactancia del circuito, incluyendo el dispositivo servido.

El Factor de Potencia está dado como:

$$\text{F.P.} = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}} = \cos(\alpha - \beta) = \cos \Phi$$

Donde:

α, β = Ángulos de fase del voltaje y la corriente

Φ = Es el ángulo entre V e I

La definición anterior por lo genera no es aplicable a la carga distribuida o a un grupo de cargas individuales, las cuales cambian continuamente. En este caso el factor de potencia se debe aplicar a una condición particular de la carga, tal como un pico de carga.

Si es necesario considerar el factor de potencia en un punto más cercano a las cargas individuales, entonces se debe calcular el factor de potencia del grupo existente en cada carga. Tal consideración puede conducir a un error ; por lo tanto se debe saber cuáles son las cargas que conforman ese grupo, dado que el factor de potencia del grupo se puede deber a una carga muy grande que no representa adecuadamente a las cargas individuales.

Para suponer que un factor de potencia del grupo es aplicable a cada carga de manera individual es esencial suponer a su vez que las potencias totales aparentes, activas y reactivas, se distribuyen de manera similar a lo largo del alimentador. De la misma manera, se considera razonable determinar el factor de potencia promedio más que un factor de potencia para una condición de carga en particular. Este caso es frecuente cuando se consideran servicios industriales y comerciales en que por lo general existen cláusulas que muestran valores mínimos de factores de potencia. Para estas condiciones el factor de potencia promedio se determina por la potencia promedio activa y la potencia promedio reactiva, las cuales serán proporcionales a los KW / h y los kilovars-h.

En la siguiente figura se ilustra la relación entre la corriente y el voltaje fuera de fase, así como la representación de sus valores vectoriales

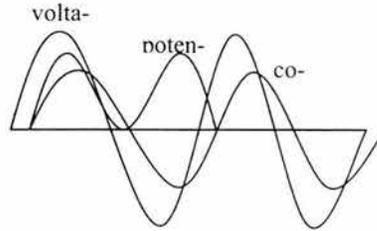


Fig. 3.2

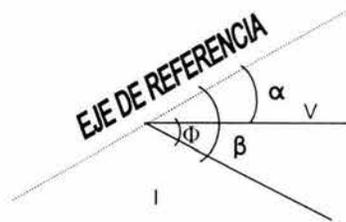


Fig. 3.3

RELACIÓN ENTRE VOLTAJE Y CORRIENTE

La definición anterior se utiliza correctamente para cargas fijas, ya que no es aplicable a las cargas de distribución o a un grupo de cargas individuales que están cambiando continuamente. En este caso, el F.P. debe ser aplicado a una condición particular de carga, ya sea una carga ligera o un pico de carga. En ambos casos, las cargas están expresadas en demanda.

Si se determina el factor de potencia para un grupo de cargas individuales y se considera que sea el mismo para cada carga, podemos caer en un error, ya que el F.P. del grupo puede deberse a una carga grande que no representa adecuadamente las cargas individuales, por lo que es importante conocer la composición de la carga.

Demanda.

La demanda de una instalación o sistema es la carga en las terminales receptoras tomadas en un valor medio en determinado intervalo de tiempo. En esta definición se entiende por carga la que se

mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El periodo durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga.

La carga puede ser instantánea, como cargas de soldadoras o corrientes de arranque de motores. Sin embargo, los aparatos pueden tener una constante térmica en un tiempo determinado, de tal manera que los intervalos de demanda pueden ser 15, 30, 60 o más minutos, dependiendo del equipo de que se trate. Se puede afirmar entonces que al definir una demanda es requisito indispensable indicar el intervalo de demanda, ya que sin esto el valor se establezca no tendrá ningún sentido práctico.

Por ejemplo si se quiere establecer el valor de demanda en amperes para la selección o ajuste de fusibles o interruptores se deberá utilizar valores instantáneos de corriente de demanda; sin embargo, esta situación no se presenta en la mayoría de los equipos eléctricos, pues, como ya se mencionó, su diseño en cuanto a capacidad de carga se basa en la elevación de temperaturas que pueden alcanzar dentro de los márgenes de seguridad, y este cambio de temperaturas no es instantáneo ni depende simplemente de la carga que se aplique sino también del tiempo.

Como ejemplo de lo anterior puede mencionarse los cables de los transformadores, que tienen una constante de tiempo térmico considerable y por tanto poseen una capacidad de almacenamiento térmico también considerable.

Dado que en muchas partes de un sistema eléctrico las cargas varían entre picos comparativamente agudos y por valles profundos, y que la capacidad de estos equipos se basa en carga continua, los conductores y transformadores tendrán una capacidad de sobrecarga considerable.

Tomando en cuenta la carga que toma un motor de inducción al arranque, el valor instantáneo de la corriente será cinco veces o seis veces la corriente normal a plena carga y probablemente muchas veces mayor que la corriente que por lo regular tome el transformador que lo alimenta; sin embargo se sabe que esto es durante un intervalo muy pequeño de tiempo, usualmente menor que un segundo.

Dado que la capacidad de carga de un transformador se basa en la elevación de temperatura con carga continua, y esta última está determinada por energía calorífica que se puede medir en watt-hora o kilowatt-hora, los valores altos de corriente de corta duración no producirá elevación de

temperatura considerable y consecuentemente será antieconómico determinar la capacidad del transformador que se requiera debido a estas altas corrientes de corta duración.

Como ya se mencionó, los intervalos en los que usualmente se mide la demanda son de 15, 30 o 60 minutos. Los intervalos de 15 o 30 minutos se aplican por lo general para la facturación o determinación de capacidades de equipo.

Demanda máxima

Las cargas eléctricas por lo general se miden en amperes, kilowatts o kilovolts amperes. Para que un sistema eléctrico o parte de éste se construya eficientemente se debe saber la demanda máxima del mismo. Como ya se ha mencionado las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable. O sea que fluctúan de manera continua

La carga de un consumidor crea una demanda de energía eléctrica, la cual varía cada instante sobre un intervalo de demanda pero alcanza su mas grande valor en un punto, el cual puede llamarse demanda máxima instantánea del consumidor.

En la práctica, la demanda máxima está dada como aquella que se mantiene durante un periodo definido de tiempo , generalmente 15, 30 o 60 minutos, en un intervalo que puede ser diario, semanal o anual.

Usualmente la demanda máxima es la de mayor importancia no solo por el interés de la caída de voltaje o la temperatura de la carga, sino que representa las condiciones más severas impuestas a un sistema.

Se puede expresar como potencia activa, reactiva, aparente, corriente o en unidades adecuadas.

El valor de la demanda máxima anual es el valor que con más frecuencia se usa para la planeación de expansión del sistema. El termino demanda a menudo se usa en el sentido de máxima demanda para el periodo que se especifique. Por supuesto es necesario la determinación exacta de la

máxima demanda de una carga individual cuando en la facturación del cliente se incluye el valor que tome de demanda máxima.

El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto combinado en el sistema eléctrico es también de gran importancia, dado que la demanda máxima del grupo determinará la capacidad que requiera el sistema. De igual modo la demanda máxima combinada de un grupo

pequeño de consumidores determina la capacidad del transformador que se requiere; así las cargas que alimenta un grupo de transformadores dan por resultado una demanda máxima, la cual determina el calibre del conductor y la capacidad del interruptor o del regulador que formen parte de un alimentador primario.

La demanda combinada de un grupo de alimentadores primarios determinará la capacidad de la subestación hasta llegar a determinar consecuentemente la capacidad de generación necesaria para todo el sistema.

Como se puede apreciar la determinación de la demanda máxima es de vital importancia, y si no pueden obtener medidas precisas de la demanda es necesario estimar su valor de la mejor manera posible para poder usar estos datos correctamente en el proceso de planeación del sistema.

Factor de demanda.

Es la relación de la demanda máxima de un sistema y la carga total conectada al sistema.

Tanto la demanda máxima como la carga total están expresadas en las mismas unidades, por lo tanto el factor de demanda es adimensional (sin unidades)

El factor de demanda es generalmente menor que la unidad pudiendo ser la unidad únicamente si la carga total conectada fuera energizada simultáneamente en un periodo tan grande como el intervalo de demanda máxima.

El factor de demanda es una forma conveniente para expresar la relación entre la carga conectada y la demanda o sea el porcentaje de la carga total que se esta alimentando.

Por ejemplo, un consumidor puede tener motores instalados con una capacidad total de 100 H.P. en un momento dado algunos de los motores no se usaran y otros no trabajaran a plena carga, de tal manera que la demanda sea solamente de 50 H.P.

El factor de demanda es 50 dividido entre 100 o sea 50%.

Este valor es muy utilizado para hacer estimaciones en la planeación de nuevos sistemas de distribución o en la expansión de sistema existentes.

$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga conectada}} \times 100$$

Factor de utilización:

Es la relación de la demanda máxima de un sistema, en proporción con la capacidad del sistema. La capacidad de un sistema es usualmente determinada por su capacidad térmica pero puede ser determinada por la limitación de la caída de voltaje. La menor de las dos determina su capacidad.

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad instalada}} \times 100$$

Factor de carga.

Es una característica relacionada con el factor de demanda, expresada por la relación del promedio de la carga o demanda por un periodo de tiempo.

Básicamente el factor de carga indica el grado en que el pico de carga es sostenido durante el periodo.

El factor de carga es adimensional y se expresa por la siguiente relación.

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \times 100$$

Demanda diversificada y factor de diversidad.

Al proyectar alimentadores para determinado consumidor se debe tomar en cuenta su demanda máxima debido a que ésta es la que impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión.

Se define entonces que demanda diversificada es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales del conjunto en un tiempo entre el número de cargas. En particular la demanda máxi

ma diversificada será la relación de la sumatoria de las demandas individuales del conjunto cuando se presente la demanda máxima del mismo y el número de cargas.

$$\text{Factor de Diversidad} = \frac{D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n}{D_{1+2+3+\dots+n}} = \frac{1}{F_c}$$

Demanda diversificada y factor de diversidad.

Al proyectar un alimentador para determinado consumidor se debe tomar en cuenta su demanda máxima debido a que ésta es la que impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión.

En la ejecución de un proyecto no interesará el valor de cada demanda individual sino la del conjunto. Se define entonces que demanda diversificada es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales del conjunto en un tiempo entre el número de cargas. En particular la demanda máxima diversificada será la relación de la sumatoria de las demandas individuales del conjunto cuando se presente la demanda máxima del mismo

$$\text{Demanda diversificada} = \frac{D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n}{n} = \frac{\Sigma \text{ de la demanda de la carga}}{\text{numero de cargas}}$$

La diversidad entre las demandas máxima se mide por el factor de diversidad, que se puede definir como la relación entre la suma de las demandas máximas más individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas. El factor de diversidad se puede referir a dos o más cargas separadas o se puede incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema complejo.

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{\Sigma \text{ de la demanda de la carga}}{\text{Demanda máxima}}$$

En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor que la unidad.

Si se conoce las demandas máximas individuales de cualquier grupo de cargas y el factor de diversidad, la demanda del grupo será igual a la suma de las demandas individuales entre el factor de diversidad; éste se usa para determinar la máxima demanda resultante de la combinación de un grupo individual de carga, o de la combinación de estos o más grupos. Estas combinaciones podrían representar un grupo de consumidores alimentados por un transformador, un grupo de transformadores cuyo suministro proviene de un alimentador primario o un grupo de alimentadores primarios dependientes de una subestación.

En ocasiones se prefiere un factor de multiplicación más que de división, por lo que se definió lo que se conoce como factor de coincidencia, que será entonces el recíproco del factor de diversidad, de tal manera que la demanda máxima se puede calcular multiplicando la suma de un conjunto de demanda por factor de coincidencia.

Los factores de diversidad y coincidencia se afectan por el número de cargas individuales, el factor de carga, las costumbres de la vida de la zona, etc.

El factor de diversidad tiende a incrementarse con el número de consumidores en un grupo, con rapidez al principio y más lentamente a medida que el número es mayor.

Por otra parte el factor de coincidencia decrece rápidamente en un principio y con más lentitud a medida que el número de consumidores se incrementa.

Si gran número de pequeños transformadores se combina, por ejemplo, en un alimentador de tipo rural, el factor de diversidad entre los transformadores será mayor que entre un grupo de transformadores grande de tipo urbano alimentando cargas residenciales fuertes o de un tipo ligero de iluminación o de potencia comercial e industrial.

CAPÍTULO IV

RED PRIMARIA

CAPITULO IV

4.1.- DISEÑO DE LA RED PRIMARIA.

La función esencial que debe cumplir un sistema de distribución es tomar la energía eléctrica del centro de producción o de distribución y distribuirla hasta las acometidas, a los niveles de tensión y en las condiciones de regularidad exigidas por los diferentes tipos de usuarios. Para un servicio de calidad la tensión en el interruptor de entrada de las acometidas no debe variar en $\pm 3\%$ del valor nominal y para un servicio de calidad media no debe exceder de $\pm 5\%$. Las caídas instantáneas de tensión debidas a dispositivos que funcionan frecuentemente, tales como ascensores y maquinas de soldar debe reducirse a los limites de $\pm 1.5\%$.

Calcificación de los sistemas de distribución.

Existen varios criterios para clasificar los sistemas de distribución. Los más interesantes son:

- Según la disposición constructiva, en aéreos o **subterráneos**.
- Según la clase de corriente, continua o alterna.
- Según la tensión, 6, 13 o 23 KV, etc.
- Según la clase deservicios, generales de alumbrado y fuerza, iluminación de calles, tracción eléctrica, etc.
- Según el número de conductores, de 2 hilos, de 3 hilos, de 4 hilos, etc.
- Según el tipo de conexión, radial, de anillo.

Las redes de distribución se realizan en construcciones aéreas o subterráneas, como se mencionara mas adelante la distribución subterránea es mas cara que la aérea, de 3 a 5 veces mas, pero este tipo de construcción se impone en las zonas metropolitanas, con gran densidad de edificaciones, ya que, en estos casos las líneas aéreas saturan el espacio con los conductores, postes, acometidas, etc. Dando un aspecto bajo en estética a la zona.

Para ciudades pequeñas en zonas menos congestionadas de las grandes ciudades, se prefiere la distribución aérea, más barata y fácil de instalar.

La tendencia actual es convertir las redes aéreas en subterráneas como se explicara mas tarde.

Clasificación de los circuitos de distribución

En el circuito de distribución como se ha dicho anteriormente, esta comprendido entre el centro de producción o distribución y las acometidas de los servicios, los circuitos de distribución pueden ser radial simple, radial con doble derivación, radial con derivación múltiple, radial con anillo abierto, y radial con alimentadores selectivos.

Circuitos de distribución radial

Los circuitos de distribución radial son los más sencillos y los más económicos, sin embargo no se emplean con carácter general debido a que en caso de avería en el circuito se interrumpe el servicio en una amplia zona

Red radial simple

El alimentador subterráneo más sencillo es en radial en derivación simple debido a su bajo costo y simplicidad, estando formado por un interruptor principal localizado en la subestación de potencia y se desarrolla con cable troncal y cable en derivación en forma transversal en los cuales se intercalan equipos de seccionamiento con o sin carga, hasta llegar a la carga la cual está protegida por un interruptor con fusibles que son coordinados con el interruptor principal sin recierre. Ver figura 4.1 y 4.2

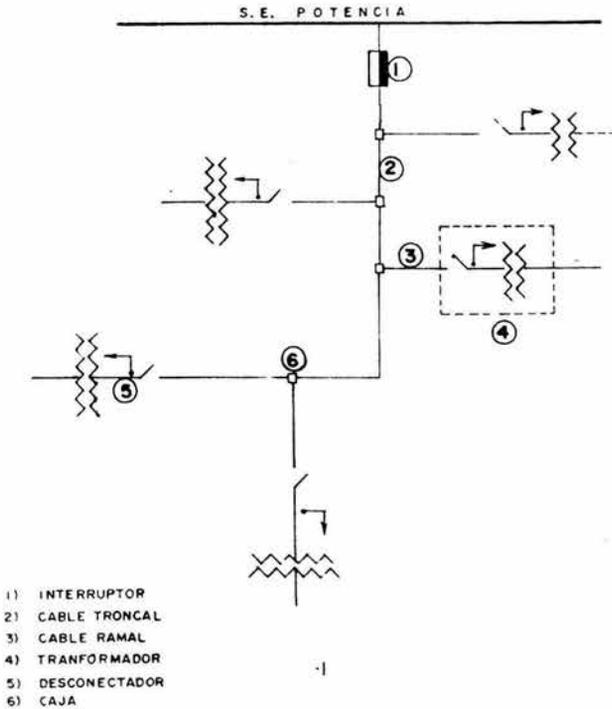


Fig. 4.1 Red radial simple

A continuación se muestra un ejemplo de suma importancia en la ciudad de México



Fig. 4.2 Plano real de una red radial simple

Radial con doble derivación:

En esta estructura la disposición de los alimentadores troncales se hace por pares, siguiendo una trayectoria radial con cables de sección uniforme para los troncales y de menor calibre para los ramales o derivaciones. Cada uno de los troncales es capaz de llevar la energía desde la fuente de alimentación hasta la carga por alimentar, funcionando un alimentador como preferente y el otro como emergente, debiendo instalar a la llegada de la alimentación un elemento que permita efectuar la transferencia de la carga de un alimentador a otro, pudiendo efectuarse esta operación en forma manual o automática.

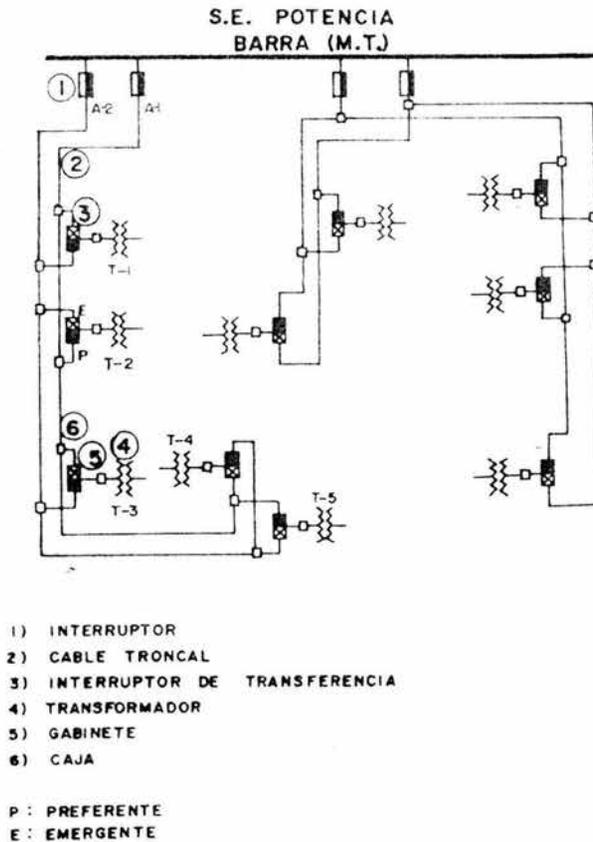


Fig. 4.3 Red radial con doble derivación

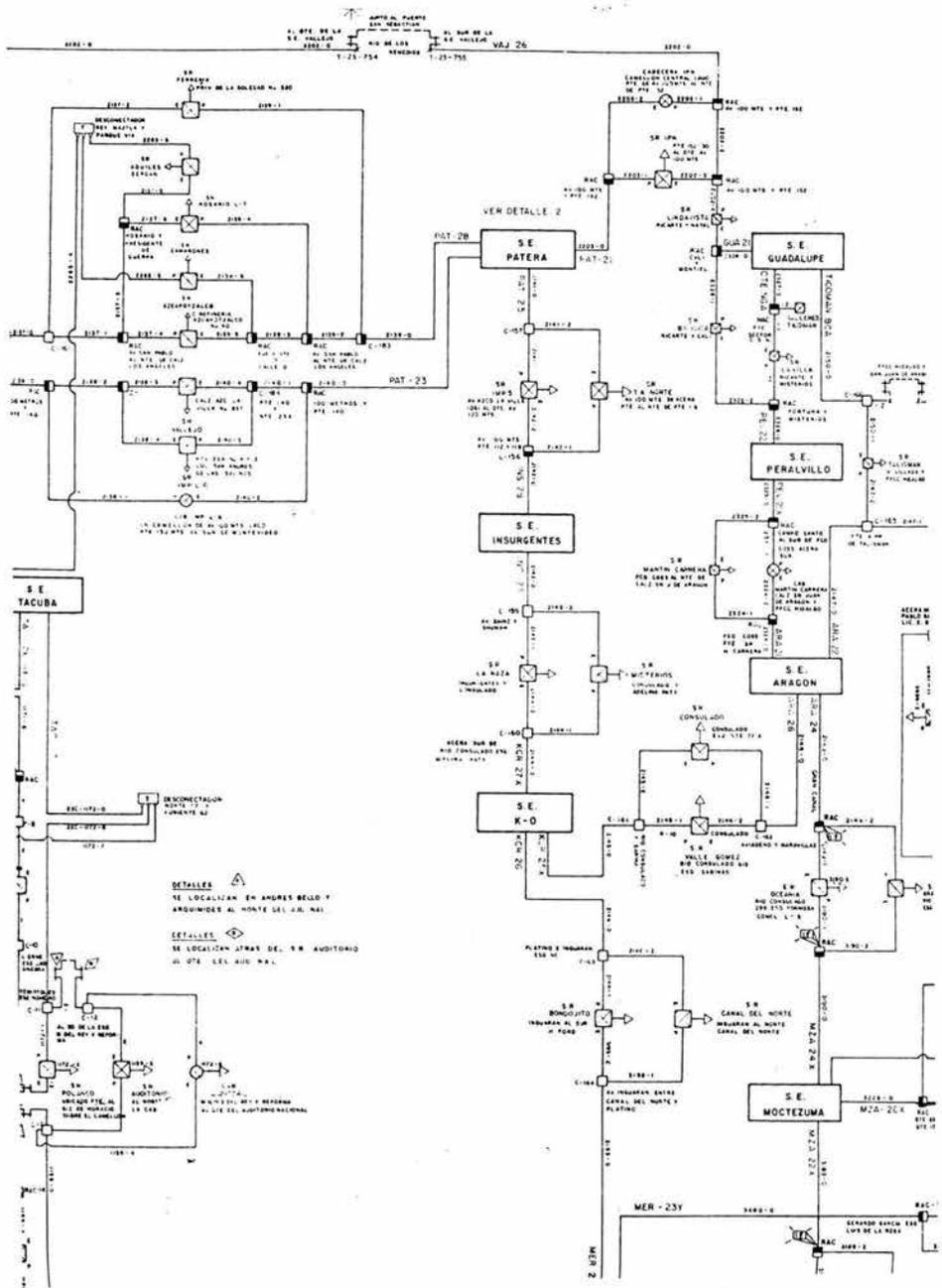


Fig. 4.4 Ejemplo real de red radial con doble derivación

Radial con derivación múltiple

Esta estructura esta formada por varios troncales, que parten de la barra de la subestación de potencia y que recorren toda el área alimentada de manera que contribuyen simultáneamente al suministro de energía. Los transformadores se encuentran conectados en doble derivación y están repartidos entre los tres diferentes alimentadores que constituyen la estructura, respetando un principio de repartición de carga ya que todos los transformadores tienen alimentadores preferentes distintos.

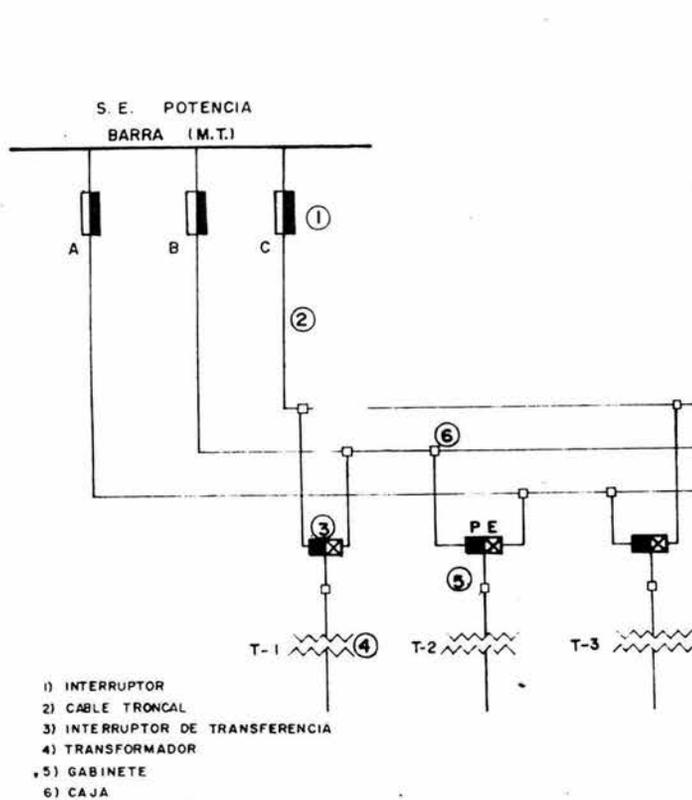


Fig. 4.5 Red radial con derivación múltiple

Circuitos de distribución en anillo

Este tipo de circuitos es más confiable, el servicio puede mantenerse sin interrupción en todas las subestaciones, incluso en una avería en cualquier línea individual. El equipo ha de poseer suficiente capacidad de reserva para que no se produzca sobrecarga en ningún circuito cuando alguna subestación de estos circuitos quede fuera de servicio a causa de una avería, y los demás circuitos deben incluir conjuntamente la carga correspondiente al circuito averiado. Con esta disposición, los circuitos constituyen en realidad, un anillo subdivisible y con cada subestación situada entre dos disyuntores de corte.

Radial con anillo abierto

Básicamente este arreglo es un sistema de dos alimentadores radiales, con trayectorias por separado a través del área de la carga y unidos por dispositivos seccionadores para operación con carga. El sistema deberá diseñarse con la capacidad suficiente y la regulación adecuada para alimentar de emergencia toda la carga del sistema con una sola fuente de alimentación en caso de falla.

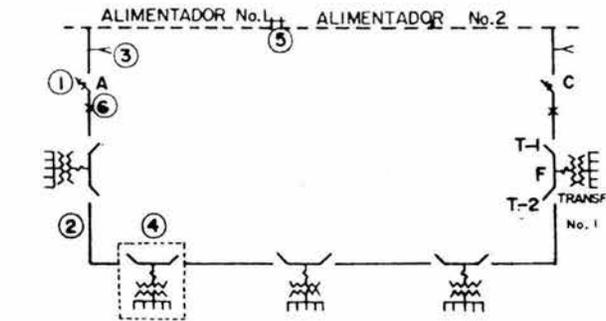


FIG. II 1.4.1

- 1) CORTACIRCUITO
 - 2) CABLE TRONCAL
 - 3) APARTARRAYOS
 - 4) TRANSFORMADOR
 - 5) CUCHILLA
 - 6) MUFA
- LÍNEA AEREA
 — CABLE SUBTERRANEO

Fig. 4.6 Radial con anillo abierto

Radial con alimentadores selectivos

Esta estructura también conocida como estructura en anillo abierto con subestación en seccionamiento, se constituye por cables troncales que llegan hasta la zona por alimentar y también por cables de menor sección que forman los ramales, yendo de un troncal a otro enlazándolas siguiendo el sistema en anillo abierto. Los transformadores de M.T. /B.T., quedan repartidos entre parejas de alimentadores para mantenerlos balanceados, teniéndose así cada alimentador reserva para que en caso de falla de alguno de los troncales, la carga de este se transfiera a los demás. Se recomienda emplear para esta estructura un mínimo de tres alimentadores de M.T., pues en el supuesto caso de emplear solo dos se caería en el tipo de estructura de anillo abierto.

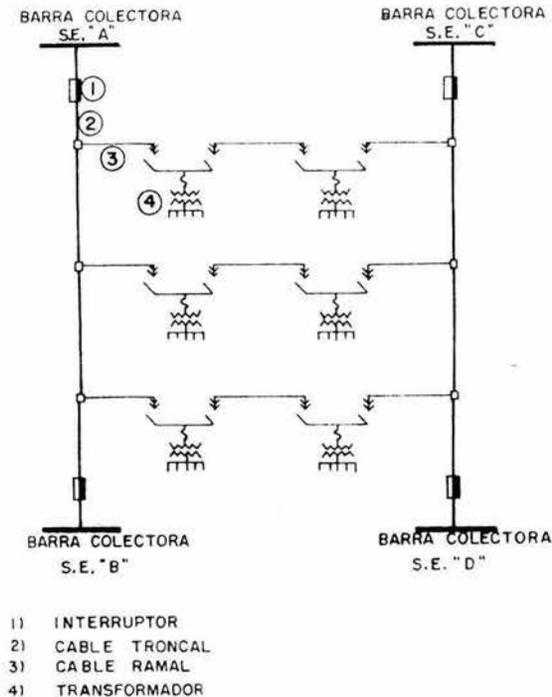


Fig. 4.7 Radial con alimentador selectivo

Ejemplo de la red que alimenta la central de abasto (en una pequeña porción de ella)

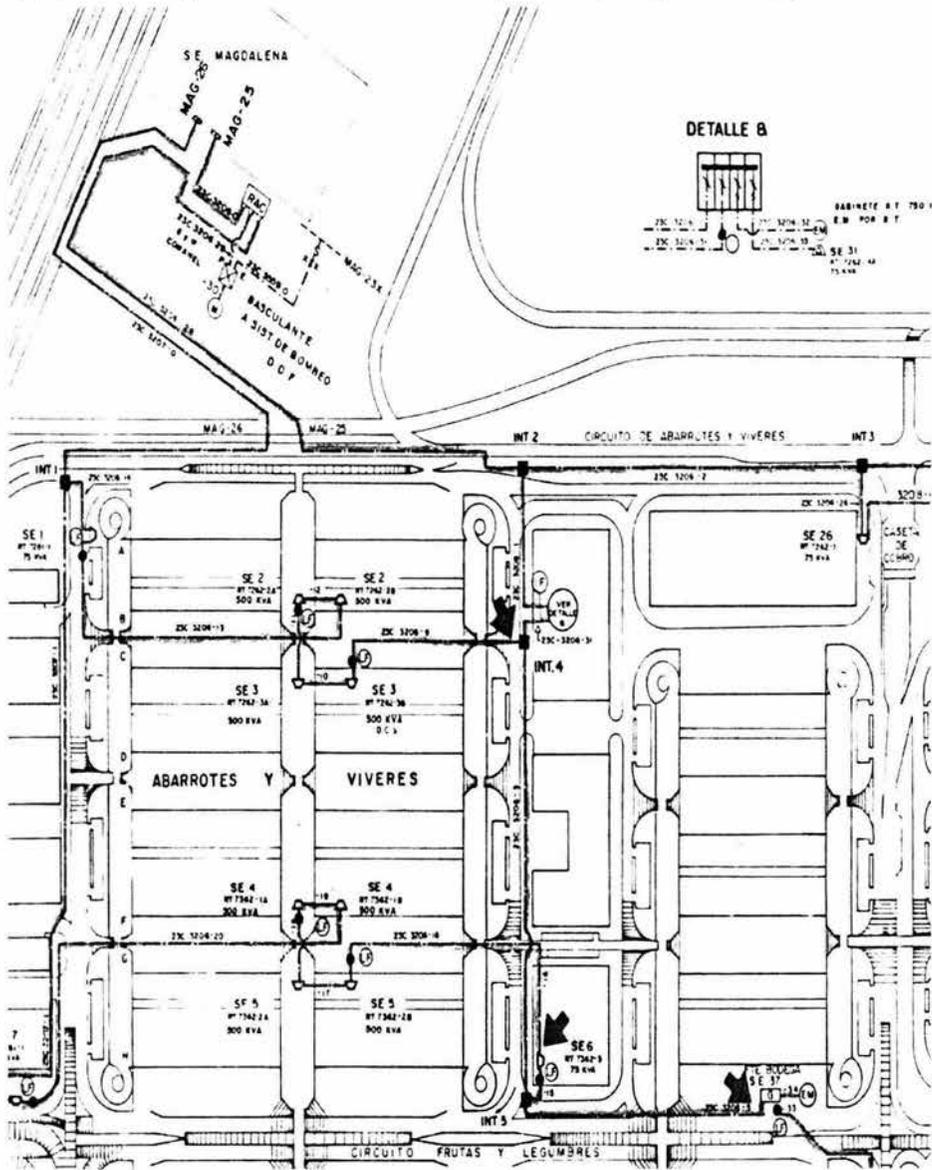


Fig. 4.8 Ejemplo real de red radial con alimentador selectivo

La función de la red primaria es transportar la energía eléctrica del bus de la subestación principal o de la repartición de energía, a los devanados primarios de las subestaciones de distribución por medio de los cables alimentadores troncales.

En los que la red primaria tiene enlace con varias subestaciones de repetición, seccionando los cables alimentadores primarios en un punto conveniente, llamado punto frontera, para que en caso de falla en alguno de estos o para efectuar trabajos de mantenimiento, se transfiera la alimentación.

La red primaria cuenta con interruptores y seccionadores tipo sumergibles colocados en pozos de visita que permitan mayor flexibilidad en la continuidad del servicio, ya que al surgir una falla en alta tensión el alimentador queda fuera únicamente hasta el punto de seccionamiento, continuando alimentadas las demás subestaciones; para tal fin es necesario mantener suficiente y constante la sección de los conductores para poder realimentar en caso necesario.

4.2.- CAÍDA DE VOLTAJE

Para la regulación de voltaje de la red primaria se aplica la tabla siguiente para determinar la caída de voltaje de un circuito, cuando se conocen los datos de carga, o bien para determinar el tamaño mínimo del conductor requerido para cumplir con un límite dado de caída de voltaje (5 %). Se dan datos para diversas configuraciones de cables subterráneos y de conductores aéreos, para 12.47 y 34.5 KV

Tamaño de conductor	Clase de voltaje										Capacidad aprox. en A para aire acondicionado a 2 fl/s
	12.47/17.2 kV					34.5/19.92 kV					
	Factor de potencia en atraso										
	0.7	0.8	0.9	0.95	1.00	0.7	0.8	0.9	0.95	1.00	
Primerio subterráneo											
Alumínio:											
Neutro concentric, directamente enterrado, polietileno degradado, conductor a 70°C, neutro a 60°C, resistividad del suelo de 90 Ω·cm ² , configuración triple, aislamiento completo											
No. 1/0	17.1	18.5	19.8	20.2	19.8	17.6	19.0	20.1	20.4	19.8	
No. 2/0	14.1	15.1	16.0	16.3	15.7	14.4	15.6	16.3	16.5	15.7	
No. 4/0	9.82	10.4	10.7	10.7	9.96	10.3	10.8	11.0	10.9	9.95	
350 kcmil	7.01	7.19	7.17	7.00	6.11	7.37	7.49	7.39	7.16	6.11	
500 kcmil	5.66	5.69	5.55	5.31	4.40	6.04	6.00	5.76	5.47	4.40	
750 kcmil	4.63	4.55	4.30	4.03	3.12	4.95	4.82	4.49	4.16	3.11	
1000 kcmil	4.10	3.98	3.69	3.41	2.52	4.37	4.20	3.85	3.52	2.51	
Un solo conductor blindado y forrado, polietileno degradado, conductor a 70°C, blindaje con una sola conexión a tierra, configuración triple, aislamiento completo											
350 kcmil	7.29	7.49	7.51	7.35	6.47	7.55	7.72	7.67	7.47	6.47	
500 kcmil	5.78	5.82	5.67	5.45	4.54	6.06	6.07	5.86	5.58	4.54	
750 kcmil	4.64	4.54	4.26	3.97	3.02	4.88	4.74	4.41	4.08	3.02	
1000 kcmil	4.02	3.85	3.52	3.21	2.26	4.23	4.03	3.65	3.31	2.26	
Primerio aéreo											
No. 4	42.3	45.4	47.8	48.5	46.6	43.4	46.3	48.5	49.0	46.6	115
No. 2	29.8	31.2	32.0	31.9	29.3	30.9	32.2	32.7	32.4	29.3	160
No. 1/0	21.8	22.2	22.1	21.5	18.5	23.0	23.2	22.8	22.0	18.5	215
No. 2/0	19.0	19.1	18.6	17.8	14.7	20.1	20.0	19.3	18.3	14.7	250
No. 4/0	14.7	14.3	13.3	12.4	9.20	15.9	15.3	14.0	12.7	9.20	340
336.4 kcmil	11.8	11.2	9.97	8.91	5.80	13.0	12.1	10.7	9.41	5.80	465
477 kcmil	10.4	9.58	8.27	7.18	4.10	11.5	10.5	8.97	7.68	4.10	590
795 kcmil	8.22	7.92	6.52	5.40	2.40	9.96	8.88	7.22	5.90	2.40	820

Tabla 4.1

4.3.- SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LA RED

Debido a las diversas causas de fallas que afectan a un sistema de distribución, no se puede prescindir de una adecuada protección de donde la aplicación y la coordinación selectiva de equipos de protección, requiere conocer la magnitud de las sobré corrientes en los puntos donde se aplican, dependiendo del tipo de falla que se presente y tipo de naturaleza de la carga. Por tal motivo, la protección contra sobré corriente se considera un arte que presenta aspectos de; seguridad, sensibilidad y selectividad.

Seguridad

Esta se logra cuando el equipo de protección no efectúa operaciones falsas que abran el circuito por corrientes de energización (como inrush o carga fría), condiciones transitorias o de estado estable no peligrosas para el sistema y sus equipos.

Sensibilidad

El equipo de protección debe ser lo suficientemente capaz de detectar las fallas, dependiendo de su ubicación en el sistema.

Selectividad

Se obtiene cuando el equipo esta coordinado adecuadamente, con el objeto de que solo opere el equipo de protección más cercano a la falla, quedando el inmediato anterior como dispositivo de respaldo.

Con lo anterior se logra la función de la protección que es:

- Aislar las fallas del resto del circuito
- Reducir el numero de fallas permanentes
- Incrementar la continuidad del servicio
- Reducir la probabilidad de fallas
- Prevenir daños al equipo
- Reducir al máximo las situaciones peligrosas par el público en general

Un detalle aparente pero de gran importancia, es el echo de que la amenaza mas grande al suministro de energía la constituye la falla del corto circuito, pues su incidencia implica un cambio violento en la operación del sistema debido a que la energía que previamente se estuviese entregando ala carga, se ira ahora hacia la falla.

Esta liberación incontrolada de energía puede ser destructiva causando fuego y daños estructurales, no solo en el lugar original de la falla, sino también en otros puntos.

Sin embargo, el aislamiento de la falla por los equipos desconectadotes mas cercanos a ella limitaran el daño en el punto de falla e impedirá que la misma y sus efectos se propaguen al resto del sistema; y es precisamente el equipo de protección quien tendrá la decisión de iniciar la apertura del equipo desconectador primario.

"Equipo de protección", es un termino que agrupa a todo el equipo necesario para detectar, localizar e iniciar el aislamiento, de una falla o condición anormal.

4.4.- FALLAS DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Las fallas de los sistemas de distribución, se pueden clasificar por su duración en dos grandes grupos que son:

- Fallas transitorias o instantáneas
- Fallas permanentes.

En el sistema aéreo, las fallas transitorias (consideradas menores a 5 min.) se representan en un rango de 75 a 95 %, y están relacionadas de algún modo por las condiciones climatológicas existentes, pudiendo ser en algunos casos auto eliminadas o ser eliminadas mediante dispositivos de interrupción instantánea generalmente en 1,2 o 3 intentos y en un tiempo menor a 45 segundos, siendo las causas más comunes las siguientes:

- Contacto instantáneo entre conductores desnudos, debido generalmente a la acción del viento.
- Contacto de objetos extraños al sistema (ramas con árboles, objetos colgantes, aves que disminuyen la distancia de aislamiento, etc.)
- Flameo de aisladores
- Falsos contactos
- Arqueos por contaminación ambiental
- Sobrecorrientes instantáneas

Se ha demostrado de acuerdo a estadísticas que el primer recierre se elimina hasta el 88 % de las fallas, en el segundo, hasta el 5 % y el último en un 2 % adicional. A su vez, las fallas permanentes se representan en 5 %, y son aquellas que persisten sin importar con que rapidez se abra el circuito, siendo las más comunes las siguientes:

- Contacto sólido entre conductores o de conductor (es) a tierra (corto circuito 3 fases, 2 fases, 1 fase).
 - Vandalismo
 - Sobrecargas permanentes.
 - Degradación del aislamiento
 - Falla de equipo.
 - Fraude
-
- Conexiones erróneas

En el sistema subterráneo, las fallas que se presentan son de tipo permanente, cuya interrupción es de duración prolongada, siendo las causas más frecuentes las siguientes:

- Envejecimiento de aislamiento debido a sobrecargas o corto circuitos.
- Esfuerzos eléctricos por sobre tensiones, debido a voltajes transitorios.
- Pérdidas de aislamiento debido a la humedad, arborescencias, por roedores, piquetes mecánicos en cables, mal manejo de equipo.

- Mano de obra deficiente.
- Falla de equipo.

4.5.- SELECCIÓN

Otro punto importante que debemos tomar en cuenta es la adecuada elección del equipo a utilizar, es necesario tomar en cuenta varios factores característicos del sistema a proteger que son los siguientes:

- Tensión del sistema.
- Corriente nominal de carga.
- Corriente mínima de operación en el punto de ubicación del equipo de protección.
- Tipo de conexión del sistema.
- Nivel de corto circuito en el punto a proteger
- Distancias y calibres de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.
- Curvas características de operación de corriente-tiempo y secuencia seleccionada en los equipos de protección.
- Márgenes de crecimiento de capacidad de las instalaciones en el futuro.
- Costo.

4.6.- CLASIFICACIÓN DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

En el sistema de distribución, la energía es suministrada desde la subestación o de los mismos alimentadores que vienen de las subestaciones y que son aéreos o subterráneos, hasta los devanados primarios de los transformadores y de ahí a la distribución de las casas-habitación. Todo esto se lleva a cabo a través de circuitos conocidos como alimentadores, que pueden ser de tipo

aéreo, **subterráneo** o mixto, los cuales presentan configuraciones que permiten hacer movimientos de carga, trabajos de aplicación y en general funciones de operación que incrementen la continuidad del servicio.

Las redes primarias por el número de hilos, se pueden clasificar en:

- Trifásicos de tres hilos
- Trifásicos de cuatro hilos
- Monofásicos de tres hilos
- Monofásicos de dos hilos
- Monofásicos de un hilo

4.7.- ESTUDIO DE COORDINACIÓN.

El estudio de la coordinación de un sistema eléctrico de potencia requiere de un estudio organizado tiempo-corriente de todos los aparatos en serie desde la utilización del aparato hasta la fuente. Este estudio es una comparación del tiempo que toman los aparatos individuales para operar cuándo ciertos niveles de corriente normal o anormal pasan a través de los dispositivos protegidos:

Un estudio preliminar de coordinación debería efectuarse en las primeras etapas de planeación de un nuevo sistema. Tal estudio puede indicar que los tamaños de los transformadores o de los cables deberán modificarse, este estudio tentativo deberá confirmarse por un estudio final, después que las características exactas del equipo sean determinadas.

El objetivo de un estudio de coordinación es determinar las características, rango y ajustes de los dispositivos de protección contra las sobrecorrientes, los cuales aseguran, que se afecta una mínima parte de la carga, cuando la protección interrumpe una falla o sobrecorriente en cualquier lugar del sistema. Al mismo tiempo los ajustes seleccionados dan protección satisfactoria contra sobrecargas para aislar fallas.

4.8.- CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES

Un fusible puede ser definido como "un dispositivo que protege un circuito por la apertura que se presenta al fundirse su elemento en respuesta a la corriente cuando una sobrecorriente de corto circuito pasa a través de él" y tiene las siguientes características de funcionamiento.

- Combinan tanto el elemento sensible como el elemento interruptor en un mismo dispositivo.
- Es de acción indirecta en cuanto a que solo responde a una combinación de magnitud duración de la corriente del circuito que fluye a través de él.
- Normalmente no incluye ninguna provisión para hacer o interrumpir la conexión a un circuito energizado así que requiere de dispositivos por separado tales como un interruptor para mejor funcionamiento.
- Es un dispositivo de una sola fase. Solo la fase responderá a la desenergización en caso de una sobrecorriente.
- Después de una interrupción por sobrecorriente es renovado al reemplazarlo por otro fusible antes de reestablecer el servicio.

Fusibles de alta tensión.

Tipos de fusibles para alta tensión

Los fusibles para alta tensión (cuya clasificación incluye el rango de mediana tensión) adecuados para el rango de voltaje considerados (2.3 a 161 KV), caen dentro de dos clasificaciones generales:

Fusibles interruptores para distribución:

De acuerdo con ANSI C37.100-1972, definiciones de maniobra de potencia; la interrupción de la distribución es identificada por las siguientes características:

- Resistencia dieléctrica (nivel básico de aislamiento al impulso) a esfuerzos en los niveles de distribución.
- Aplicación prioritaria en los alimentadores de distribución de circuitos.

Particularmente un fusible interruptor de distribución consiste de un soporte aislante especial y de un sujetador para el fusible. El sujetador para fusible, normalmente de tipo desconector, que emplea contactos soportados por el soporte aislante y esta equipado con un listón fusible poco costoso. El sujetador del fusible esta alineado con un material orgánico, comúnmente fibra de kراتina (plástico). La interrupción de una sobre corriente toma lugar dentro del sujetador por la acción desionizadora de los gases liberadores cuando el vapor es expuesto al calor del arco establecido cuando el listón fusible se funde en respuesta a la sobre corriente.

Fusibles de potencia:

De acuerdo con ANSI C37.100-1972, el fusible de potencia es identificado por las siguientes características:

- resistencia del dieléctrico (niveles básicos de aislamiento al impulso) a esfuerzos a niveles de potencia.
- aplicaciones principalmente en subestaciones.
- construcción mecánica principalmente adaptada a los montajes de las subestaciones y la estación.

Los fusibles para potencia tienen otras características que los diferencian de los cortacircuitos fusibles en cuanto en que se encuentran disponibles en rangos de voltajes más altos, corrientes de

cargas mayores, rangos de interrupción de corriente más altos, y en forma conveniente para aplicaciones en interiores y encapsuladas.

4.9.- CALCULO EFECTUADO PARA LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES.

Los transformadores tipo distribución están comúnmente equipados en el lado de alta tensión (arriba de 600 V), con fusibles de alta tensión diseñados para protección de corto circuito. La protección de sobrecarga de los transformadores debe ser provista de la protección de fusibles limitadores de corriente en el lado secundario del transformador, los cuales son diseñados para 100-125 % de la corriente a plena carga del secundario.

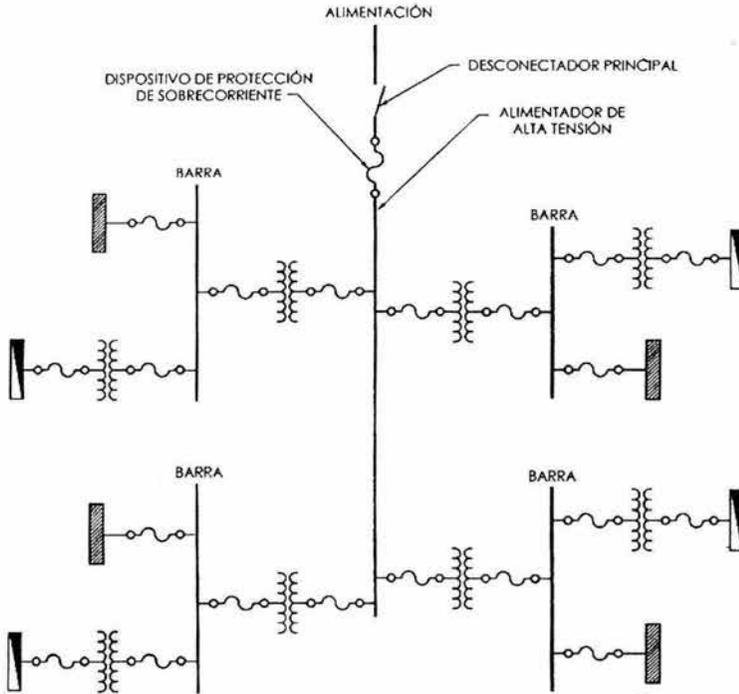
Los transformadores para alumbrado son frecuentemente utilizados en sistemas de distribución eléctrica de baja tensión para transformadores de 480 V a 208 y /o 120 V. para este tipo de transformadores, los fusibles con retardo de tiempo son diseñados en un 100-125 % de la corriente a plena carga del primario, algunas consideraciones deben proporcionarse para la corriente inrush (magnetizante) ya que para los transformadores tipo seco esta corriente puede ser tan alta que puede alcanzar de 20-25 veces sus rangos. Esta corriente puede ser fácilmente recibida en comparación con la curva de fusión para 0.1 s (comúnmente tomada como la máxima duración de la corriente inrush).

En el caso de la apertura, un fusible con mayor retardo de tiempo, puede llegar a ser seleccionado. Cuando los transformadores tipo seco y sumergido en aceite tienen corriente inrush de cerca de 12 veces su rango para 0.1 s, los fusibles con retardo de tiempo pueden ser diseñados para 100-125 % de la corriente a plena carga del secundario.

A continuación se muestran algunos aspectos que deben ser tomados en cuenta para los fusibles

- El elemento fusible no debe operar a causa de corriente de carga, debe ser capaz de mantener el flujo de la corriente de carga máxima sin calentarse al grado de modificar sus características originales.
- Para coordinar sus tiempos de operación con los del equipo adyacente, debemos estar conscientes de que para valores cercanos al MMT el fusible perderá sus características de diseño y aun cuando el elemento no sea fundido, no se apegara a sus tiempos originales.
- La falla no es liberada hasta que se rebase el valor de MCT. El procedimiento recomendado en la coordinación de los fusibles con otros elementos protectores, es graficar las características de tiempo-corriente de todos los elementos de protección que van a ser coordinados, en una base común, en una hoja de papel lóg.- Log

En la figura se muestra un diagrama unifilar simplificado de la protección de barras en subestación, transformadores y baja tensión



SÍMBOLOS ELÉCTRICOS	
SÍMBOLO	
	MEDIO DE DESCONEXIÓN (CUCHILLAS)
	DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN (FUSIBLE)
	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN
	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE ALUMBRADO
	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN

Fig. 4.9 Protección de barras en subestaciones

A continuación se realizara el cálculo de las protecciones de los transformadores de la red primaria de un ejemplo sencillo tomado al azar.

Datos técnicos de los transformadores:

Capacidad: 75 KVA

Fases: 3

Tipo de conexión: delta-estrella.

Corriente: 2.21 A, primario-231.55 A, secundario (de tablas)

Impedancia: 2.3 %

Tipo de enfriamiento: OA

Metodología a seguir para el cálculo de las protecciones

Consiste de cinco pasos fundamentales, los cuales se enlistan a continuación:

- 1.- cálculo de la zona de operación.
- 2.- punto INRUSH.
- 3.- zona de daño.
- 4.- zona NEC para protecciones
- 5.- cálculo de protecciones.

ZONA DE OPERACIÓN

Zona de operación del primario

$$I_{prim.} = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)}$$

$$I_{prim.} = \frac{75}{\sqrt{3}(23000)} = 1.88 \text{ A}$$

Zona de operación del secundario

$$I_{sec.} = \frac{KVA}{3(KV)}$$

$$I_{sec.} = \frac{75}{3(0.220)} = 196.8 \text{ A}$$

Punto inrush

$$I_{inrush} = F_{inrush} I_{prim.}$$

$$I_{inrush} = (8)(1.88)$$

$$I_{inrush} = 15.04 \text{ A}$$

$$t_{inrush} = 0.1 \text{ seg}$$

El factor inrush se obtiene de la siguiente tabla.

Potencia en KVA	F_{inrush}
Menos de 1500	8.0
De 1500 a 3750	10.0
Mayor a 3750	12.0

Tabla 4.2

Cálculo de la corriente de sobrecarga máxima. Utilizando la siguiente tabla de factores de enfriamiento ($F_{enfriam}$), y de temperatura ($F_{temp.}$)

TIPO DE TRANSFORMADOR	CAPACIDAD KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA	
		TIPO	$F_{enfriam}$	ELEVACION (°C)	$F_{temp.}$
seco	≤2500	AA	1.00	150	1.00
		FA	1.30		
Centro de carga	≤2500	OA	1.00	55/65	1.12
				65	1.00
	>500	FA	1.00	55/65	1.12
				65	1.00
	>500 ≤2000	FA	1.15	55/65	1.012
			65	1.00	
>2000 ≤2500	FA	1.25	55/65	1.12	
			65	1.00	
SUBESTACIÓN PRIMARIA		OA	1.00	55/65	1.12
				65	1.00
		FA	1.33	55/65	1.12
				65	1.00
		FOA	1.67	55/65	1.12
				65	1.00

Tabla 4.3

$$F_{sobrecarga} = F_{enfriam} F_{temp.}$$

$$F_{sobrecarga} = (1) (1.12)$$

$$F_{sobrecarga} = 1.12$$

Corriente de sobrecarga en el primario

$$I_{sc \text{ máx. prim.}} = F_{sobrecarga} I_{prim.}$$

$$I_{sc \text{ máx. prim.}} = (1.12) (1.88)$$

$$I_{sc \text{ máx. prim.}} = 2.1056 \text{ A}$$

Corriente de sobrecarga en el secundario

$$I_{sc \text{ máx. sec.}} = F_{\text{sobrecarga}} I_{sec.}$$

$$I_{sc \text{ máx. sec.}} = (1.12) (196.82)$$

$$I_{sc \text{ máx. sec.}} = 220.43 \text{ A}$$

Designación de protecciones

Para designar el dispositivo de protección # 1, el cual corresponderá al primario del transformador, cumpliremos con las siguientes características:

Voltaje de línea = 23000 V

$$I_{prim} < I_{nom.} < I_{sc \text{ máx. prim.}}$$

Lo anterior se resume en los siguientes datos del fusible

DISPOSITIVO 1, LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR

$$1.88 < I_{nominal} < 2.1056$$

Aquí se recomienda un fusible de 2 A, pero debido a la potencia que esta manejando este elemento, el fusible mas pequeño en el mercado a 23000 V es uno de 3 A, este es un fusible normalizado llamado 23 sc-smd 20 del tipo k (rápido), que es el recomendado para un transformador de 75 y 112.5 KVA.

Por lo cual nos tenemos que ajustar a lo que el mercado esta ofreciendo, ya que mandar a fabricar un fusible especial de estas características tendría un costo muy elevado, lo cual no es muy recomendable para nuestro diseño. A menos que se instale equipo sumamente delicado, es como se justifica el diseño especial de fusibles de estas características.

DISPOSITIVO 2, LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR

$$I_{sec.} < I_{nom.} < I_{sc. máx. sec.}$$

$$196.82 < I_{nominal} < 220.43 \text{ A}$$

En este caso el fusible recomendado y el existente en el mercado es de 200 A, marca Mercury tipo CR-200

A continuación se plasman las curvas de los fusibles y del transformador en una hoja de papel log-log. Para realizar la correspondiente coordinación con las curvas de los relevadores instalados en restauradores y en la propia subestación, para efectuar la protección adecuada al sistema recién instalado y así proporcionar un servicio eficiente.

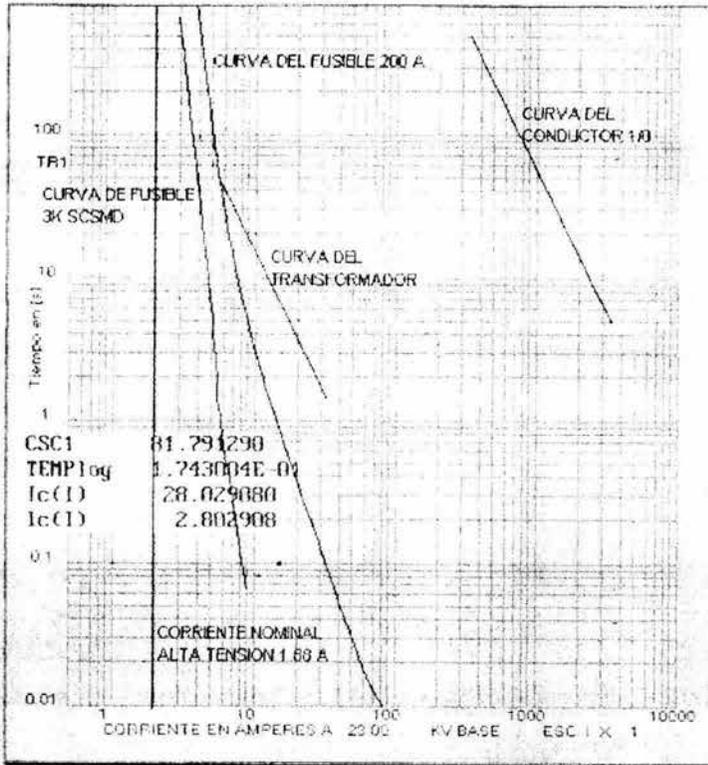


Tabla 4.4

CAPITULO V
RED SECUNDARIA

CAPITULO V

5.1.- RED SECUNDARIA.

La red secundaria de distribución funciona a la tensión de servicio de las acometidas y esta comprendida entre las salidas de baja tensión de las casetas de transformación y las acometidas de los usuarios.

Como siempre la red secundaria de distribución puede realizarse ramificada, radial o en malla. En todos los casos, y siempre que sea posible, se recomienda la alimentación independiente de los circuitos de alumbrado y de fuerza ya que de esta forma, y con un gasto razonable, se obtiene una regulación de tensión muy precisa y una iluminación más constante en los circuitos de alumbrado. Además, como las averías por cortocircuito y contactos a tierra son más frecuentes en los circuitos de fuerza que en los de alumbrado a un grupo de casas, quedan reducidas si la distribución está provista de redes independientes para la alimentación del alumbrado y de la fuerza motriz.

A continuación, se expondrán algunos ejemplos de redes secundarias de distribución.

- Cuando el presupuesto de la instalación es reducido, se dispone una línea combinada de alumbrado y fuerza motriz. Cabe mencionar que la fuerza motriz que se menciona, es la que utilizan los motores. Este tipo de instalaciones es muy utilizado en fraccionamientos, debido a que es muy poco probable que se instalen fábricas o equipos que se requieran motores grandes y por lo cual se tenga una mala regulación. En la siguiente figura se muestra este tipo de conexiones.

- Algunas veces se utiliza una línea independiente para alumbrado y otra para fuerza motriz, esta aplicación se podría utilizar en zonas donde es muy probable que se instalen fábricas, equipo que funcione con motores de gran potencia. Según se expresa en la figura. Esta disposición resulta mejor que la anterior, ya que los circuitos de alumbrado están completamente separados de los circuitos de fuerza. Pero si existen numerosos servicios de alumbrado o de fuerza, que deban alimentarse de una sola línea, resulta muy probable la aparición de averías. Además, tiene el mismo inconveniente de la disposición combinada para alumbrado y fuerza motriz, en lo que se refiere a la imposibilidad de controlar desde la central o desde la subestación transformadora, el suministro de energía a los diferentes centros de carga.

- La alimentación combinada para el servicio de grupos es una variante de la simple línea combinada para alumbrado y fuerza motriz, y como ésta, solamente se justifica cuando las razones económicas resultan determinantes. Naturalmente, resulta

mejor que la distribución con una sola línea de alimentación pero solamente resulta recomendable cuando la carga debida a motores es relativamente pequeña.

- Las líneas independientes para el servicio de grupos, es una disposición aconsejable si los grupos no son de mucha potencia. Sus posibles inconvenientes están en la dificultad de medir en la subestación transformadora o en el centro de distribución, la energía consumida por cada unida de grupo y de desconectar individualmente cada una de estas unidades. Sin embargo, si se estudia cuidadosamente una distribución de este tipo puede proporcionar un excelente servicio en muchos casos.
- Se pueden mejorar las condiciones de funcionamiento de los circuitos combinados de alumbrado y fuerza, mediante el establecimiento de alimentadores. Esta disposición tiene la ventaja de subdividir bien la carga y de que cada circuito de feeders puede controlarse y medirse desde la central o la subestación transformadora. Pero solamente puede brindar un buen servicio en ciertas condiciones, debido al inconveniente, ya señalado, esto es que deben alimentarse simultáneamente circuitos de alumbrado y de fuerza motriz.
- La distribución con circuitos independientes para alumbrado y fuerza motriz, mediante feeders o alimentadores individuales, es desde el punto de vista técnico, la solución ideal para las razones expuestas en los párrafos anteriores. Sin embargo y debido a razones económicas, esta disposición no es aplicable en la mayoría de los casos.
- En la práctica se emplea generalmente soluciones mixtas; por ejemplo, se instalan feeders individuales para los centros de carga más alejados o más importantes y líneas, individuales o combinadas, para los centros de carga de pequeña potencia.

La red secundaria de distribución puede también disponerse en forma de mallas subterráneas cerradas, formando una verdadera red eléctrica. En estos casos, la red mallada sirve como enlace entre transformadores de alimentadores distintos y, a la vez, como medio de estabilizar la tensión en todo el subsistema de distribución. Por estas razones la red mallada ha de estar constituida por conductores de sección suficiente para cumplir ambas condiciones.

- En las zonas de poca densidad de carga, para el conjunto de redes primarias y secundarias de distribución se adopta la disposición representada en la figura 40; los cables de distribución secundaria han de preverse para futuras aplicaciones del

servicio, con sección suficiente para permitir la transferencia de energía entre casetas transformadoras adyacentes, en caso de avería en uno de los alimentadores primarios. Cuando deben suministrarse grandes cargas, resulta necesaria la instalación de dos o más transformadores por cada caseta transformadora, cada uno de ellos con su propio alimentador primario.

En lo que se refiere a los cables de la distribución secundaria propiamente dicha, para aislar convenientemente en caso de avería, cada tramo de línea, se instalan cajas de distribución para cables subterráneos y con ellas se facilita extraordinariamente la explotación ya que estas cajas están instaladas con fusibles en cada fase, convenientemente calibrados, con lo cual queda protegido el correspondiente tramo de cobre contra las sobrecargas.

Los cables subterráneos de la red secundaria de distribución, se instalan lo más cerca posible a las paredes de los edificios para que las correspondientes acometidas tengan menos longitud; naturalmente se han de tener en cuenta la situación de las canalizaciones ya existentes de electricidad, gas, agua, etc., para instalar estos cables a las distancias previstas por los reglamentos.

De esta manera se sirve un lado de la calle y las acometidas del lado opuesto pueden alimentarse, es decir derivando del cable principal otro cable que a su vez se subdivide en el acho de la manzana para alimentar las acometidas de los edificios situados en la misma acera.

La estructura de la B.T. es la encargada de distribuir la energía desde el transformador de A.T./B.T. hasta las acometidas de los usuarios, siendo de una gran importancia su diseño, ya que debe de contar también con una gran confiabilidad y flexibilidad.

En general se sigue teniendo los mismos principios de operación que en las redes de A.T., sin embargo; existe una diferencia muy importante que afecta su operación, y que es el poder trabajar con el sistema energizado, dando mayor flexibilidad al sistema.

Estas redes se forman con alimentadores secundarios, que tienen su origen en los transformadores, en cables de distribución o en los buses de las subestaciones secundarias y que llevan la energía hasta las acometidas de los usuarios.

5.2.- CLASIFICACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.

Existen varios criterios para clasificar los sistemas de distribución. Los más interesantes son:

- Según la disposición constructiva, en aéreos y subterráneos.
- Según la clase de corriente, continua o alterna.

- Según la clase de servicios: generales, de alumbrado y fuerza, iluminación de calles, tracción eléctrica, etc.
- Según el número de conductores: de dos hilos, de tres hilos, de cuatro hilos, etc.
- Según el tipo de conexión: radial sin amarres, radial con amarres, mallados

Aplicación de los diferentes sistemas de distribución.

Las redes de distribución se realizan en construcciones aéreas y subterráneas. Como se menciona más adelante la distribución subterránea es bastante más cara que la aérea, de 4 a 8 veces más, pero este tipo de construcción se impone en las zonas metropolitanas, con gran densidad de edificaciones ya que, en estos casos, las líneas aéreas saturan el espacio, con los conductores, postes, etc. Dando un mal aspecto estético a la zona.

Para ciudades pequeñas y en zonas menos congestionadas de las grandes ciudades, se prefiere la distribución aérea, más barata y fácil de instalar.

La tendencia actual es convertir las redes aéreas en subterráneas.

Circuito de distribución radial sin amarres.

Esta red se constituye por cables de sección apropiadas y calculadas en base a la carga que alimentan, que parten en diferentes direcciones desde el lugar donde se encuentra instalado el transformador Media Tensión/Baja Tensión, cajas de distribución o buses; constituyendo los alimentadores secundarios.

En operación normal cada alimentador lleva su propia carga operando en forma radial y cuando existe una falla en el transformador o en alguno de los cables, dejara sin servicio a todos los consumidores alimentados por esta sección. Aún en este arreglo tan simple se puede seccionar, si la falla ocurre en los cables una vez que se localice la falla, se aisle el tramo en buen estado y si éste queda alimentado a la fuente lo cual permite que una parte de los consumidores tengan el servicio mientras se efectúa la reparación total.

La protección de los cables en Baja Tensión se efectúa por medio de fusibles instalados al principio de cada alimentador, los cables se instalan directamente enterrados acometido a los servicios por medio de uniones "T" sobre el cable troncal, figura 4.1 y 4.2.

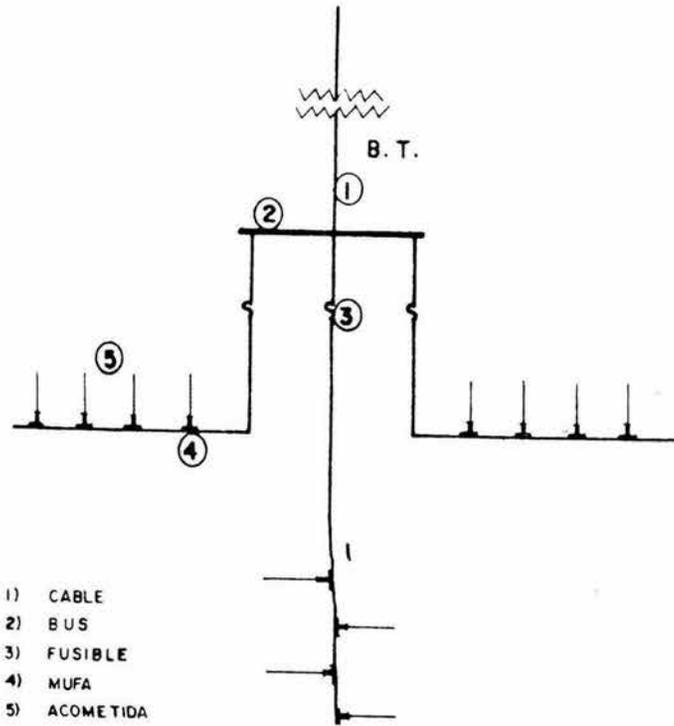


Fig. 5.1 Radial en B.T. sin amarres

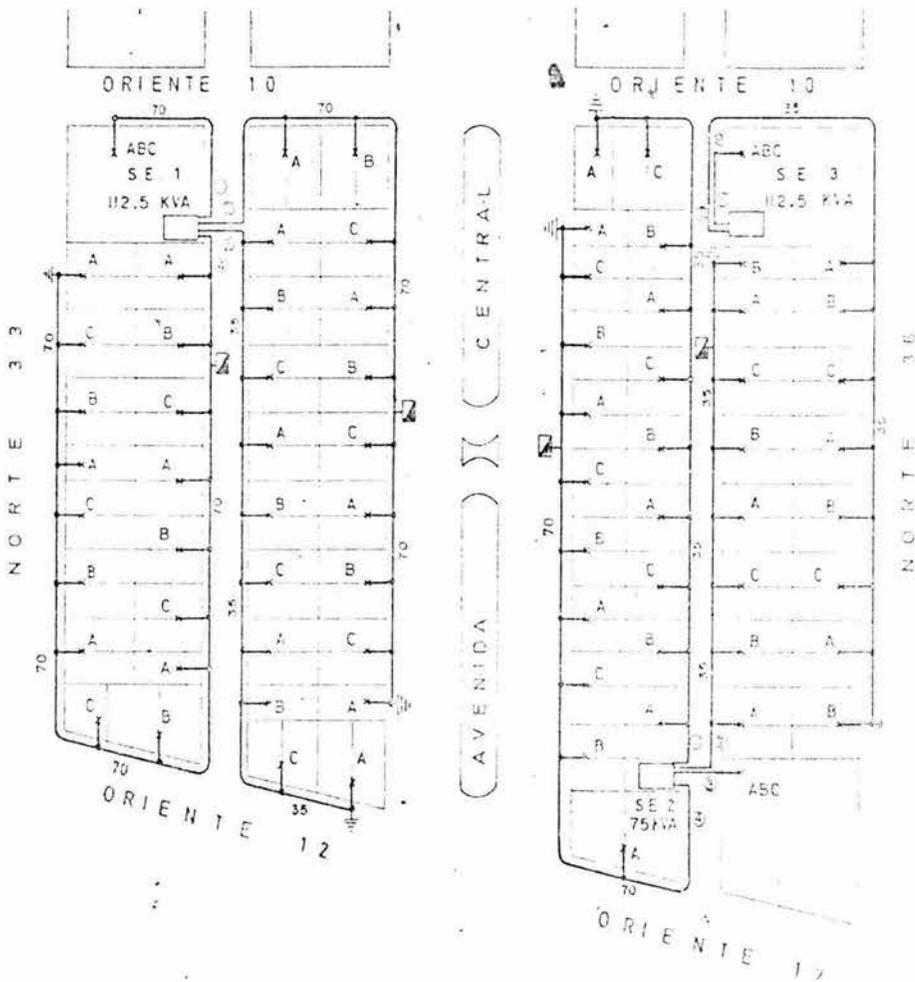


Fig. 5.2 Ejemplo real red de B.T. radial sin amarres

Red secundaria radial con amarres.

En la estructura anterior cuando ocurre una falla en el transformador o en el alimentador primario ocasiona interrupción del servicio en toda el área alimentada por estos, hasta que el transformador

es reemplazado o la falla reparada, así mismo si se requiere libramiento prolongado en el mismo tendrá igual resultado. Para cubrir esta situación así como para poder restaurar el servicio cuando se tienen problemas en los cables secundarios, se prevee a la red de Baja Tensión de medios de amarre que consisten en cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van de un transformador a otro y se instalan normalmente en las esquinas para dar mayor flexibilidad en su conexión al poder recibir hasta cuatro alimentadores.

Para determinar la localización de estos medios de amarre y seccionamiento se requiere un buen estudio de cargas de los servicios para cada transformador, de esta manera permite una mayor libertad en la reparación de fallas, mediana tensión puesto que, la carga del transformador en disturbio puede ser transferida por la baja tensión a los transformadores adyacentes.

La sección de los conductores de este tipo de red será uniforme excepto en las acometidas que será en base a la carga del servicio. En su construcción se tendrá cuidado que todos los transformadores tengan la misma secuencia de fases con el fin de poder hacer la transferencia de carga. Los cables de Baja Tensión son protegidos por fusibles a la salida de los transformadores.

Los transformadores se encuentran instalados en locales de edificios asignados para equipo eléctrico o en bóvedas construidas en las aceras de las calles, así mismo el equipo instalado será tipo interior o sumergible respectivamente, figuras 5.3 y 5.4.

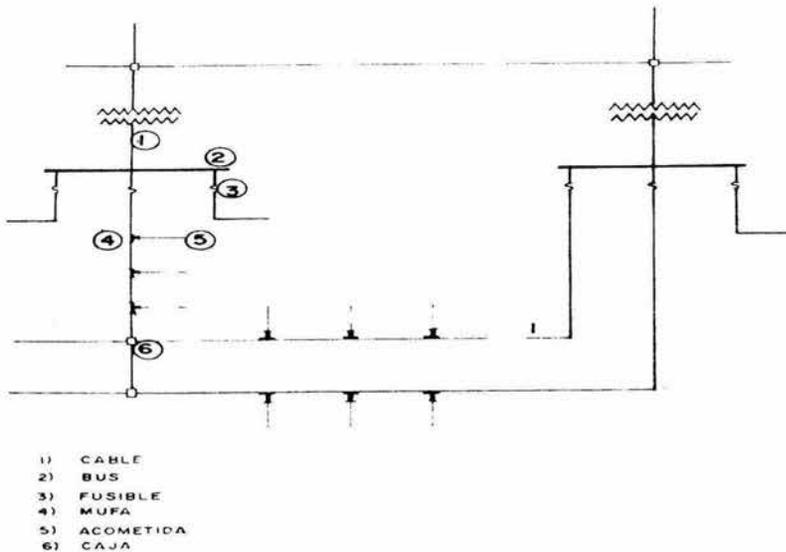


Fig. 5.3 Red radial en B.T. con amarres

Circuitos de distribución mallado.

Red secundaria en malla automática.

Este sistema de distribución en baja tensión es la solución adoptada en muchas ciudades para resolver el problema de un buen servicio y una buena regulación de voltaje en zonas importantes de ellas y donde se tiene una gran concentración de cargas uniformemente repartidas a lo largo de las calles. Garantiza un servicio prácticamente continuo ya que las fallas en mediana y baja tensión no afectan a los usuarios.

Las partes constitutivas de una red automática se mencionan a continuación en las figuras 5.5 y 5.6.

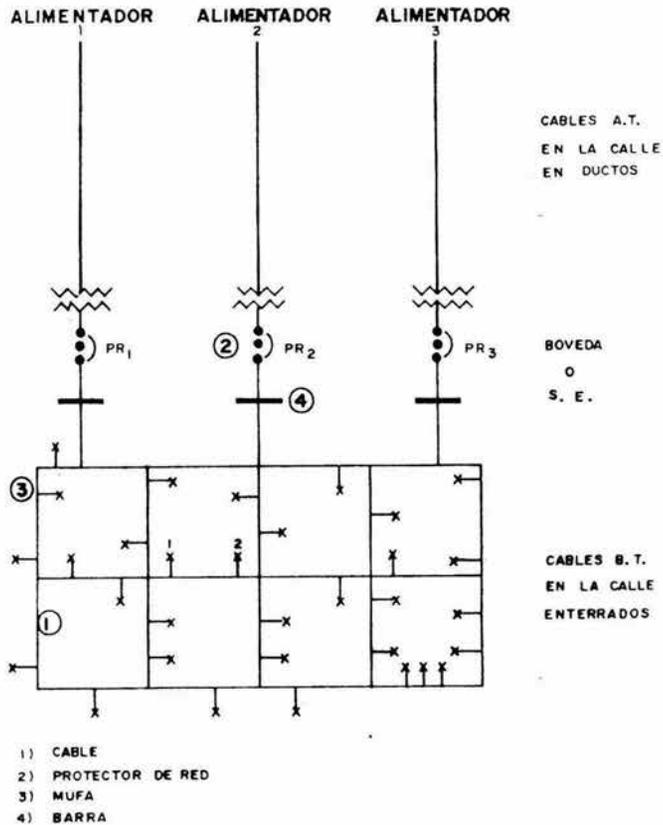


Fig. 5.4 Red en B.T. mallada

5.3.- DISEÑO DE LA RED SECUNDARIA

Consideraciones técnicas para el cálculo de la red

- El voltaje entre fases del alimentador a la salida de la subestación es igual a 220 volts y 127 a neutro según normas en México para cargas residenciales.
- Los alimentadores son de tipo radial sin amarres, radial con amarres, red en malla automática o red en malla limitada, según las necesidades y el diseño del proyecto a elaborar.
- La demanda máxima de todos los servicios es la misma en casos ideales, podría variar dependiendo del tipo de servicio que se va a suministrar, se tomarán las consideraciones necesarias para cada caso.
- Las cargas de todos los servicios tienen igual factor de potencia, de acuerdo a normas en caso de no existir esta condición el servicio (industriales por lo regular) tendrá que corregir su f.p. en forma particular.
- La longitud total de cada circuito en baja tensión no deberá ser mayor a 100m.

La capacidad de los transformadores de distribución se selecciona basándose en la demanda diversificada.

Algunos de los valores comerciales de las capacidades de los transformadores, que la norma recomienda son los siguientes.

- 25 KVA
- 37.5 KVA
- 50 KVA
- 75 KVA
- 112.5 KVA
- 150 KVA
- 300 KVA
- 500 KVA
- 750 KVA

SELECCIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES

En fraccionamientos con densidad de carga de alrededor de 5MVA, se tornan más evidentes los siguientes puntos para la selección del tamaño de los transformadores.

1.- La utilización de transformadores de pequeñas capacidades trae como consecuencia los siguientes beneficios:

- El espaciamiento entre transformadores es menor
- El calibre del conductor es menor
- El costo se reduce al reducir el calibre del conductor

2.- Desventajas de utilizar transformadores de baja capacidad:

- Se requieren mas unidades para la red, lo cual trae como consecuencia el aumento del presupuesto de la electrificación en el caso de las redes subterráneas, se requieren mas bóvedas lo cual aumenta considerablemente el costo.

De lo anterior se saca como conclusión que se debe escoger un transformador de media potencia dentro de los valores mencionados en las líneas anteriores.

En la siguiente tabla se dan datos de corrientes en el primario y secundario de algunos transformadores.

KVA	RELACION DE VOLTAJE	CORRIENTE NOMINAL	CORRIENTE NOMINAL
		A	A
		PRIMARIO	SECUNDARIO
25 KVA	23000-220/125 V	0.73	77.18
37.5 KVA	"	1.10	115.77
50 KVA	"	1.47	154.37
75 KVA	"	2.21	231.55
112.5 KVA	"	3.32	347.33
150 KVA	"	4.42	463.11
300 KVA	"	8.1	790
500 KVA	"	13.4	1310
750 KVA	"	20.1	1970

Tabla 5.1

En los transformadores se recomienda hacer el cálculo para que alcancen su plena carga a la mitad de su vida útil, que estén sobrecargados ya cuando su vida esta concluyendo.

Localización eficaz del transformador

Para la localización más conveniente de las subestaciones se puede hacer un cálculo teórico el centro de carga a partir de un plano de cargas de la zona para electrificar. El plano debe considerar los posibles incrementos por aumento de consumo en un determinado número de años, creación de zonas habitacionales, comerciales, industriales, zonas deportivas, de riego, etc. Con el plano de cargas lo que se dictamina es el centro de gravedad por decir así, del sistema, calculándose primero parciales de carga que sirven para localizar el lugar más conveniente para la instalación de los transformadores.

Para el cálculo de los centros parciales de carga, el plano de cargas se divide en varias zonas o áreas, procurando que las cargas de cada una de estas zonas tenga el mismo valor en forma aproximada, trazando en forma arbitraria un sistema de ejes ortogonales.

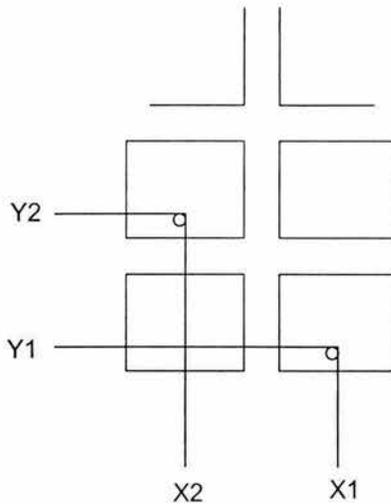


Fig. 5.5 Ejes ortogonales para la localización de transformadores

El centro de carga se obtiene a partir de las siguientes expresiones:

$$x_0 = \frac{(x_1)(C_1) + (x_2)(C_2) + \dots + (x_n)(C_n)}{C_1 + C_2 + \dots + C_n}$$

$$y_0 = \frac{(y_1)(C_1) + (y_2)(C_2) + \dots + (y_n)(C_n)}{C_1 + C_2 + \dots + C_n}$$

Donde: X_0, Y_0 son las coordenadas del centro de carga.

X_1, X_2, \dots, X_n distancia sobre el eje de las X

Y_1, Y_2, \dots, Y_n distancia sobre el eje de las Y

C_1, C_2, \dots, C_n son las cargas

De las tablas de potencia (esto es en cada proyecto determinado) instalada obtenemos el número de transformadores, por la siguiente relación:

$$\text{Número de transformadores} = \frac{\text{potencia total}}{\text{potencia del transformador}}$$

5.4.- SELECCIÓN DE CONDUCTORES

En una instalación eléctrica cualquiera que esta sea debe iniciar con la selección del tipo de conductor, este se encuentra en función de las condiciones de operación, esto es, si se utilizará en la intemperie, para clima tropical, para medio ambiente altamente contaminado, para operar sumergido en agua, directamente enterrado, o bien para que soporte la acción de productos químicos, etc. Para la selección apropiada del calibre del conductor y cables debe tenerse en cuenta una serie de factores, tanto en orden técnico como económico, con objeto de garantizar la operación confiable y la eficacia de la instalación eléctrica

CRITERIO DE SELECCIÓN

En la selección del calibre normalizado se recomienda proceder de la siguiente manera:

- En la selección del calibre por calentamiento (S_{cat}) se debe optar por el calibre próximo superior.
- Para escoger la sección por estabilidad térmica (S_{cc}) se debe tomar la sección normalizada próxima inferior. La base de esto es el porcentaje de error incluido en el propio método de cálculo hacia el incremento.

- Cuando se selecciona por caída de tensión (S_{dv}) se debe elegir la sección próxima superior. Sin embargo, en algunos, cuando la sección calculada esta muy cerca de la estándar, se puede tomar la próxima inferior. Por ejemplo, si la sección es de 56mm^2 , se puede optar por la sección de 53.5 mm^2 correspondiente al calibre 2/0. Esta decisión se basa en la experiencia ingenieril y en datos concretos de las cargas eléctricas utilizados en los cálculos.
- La selección del calibre por resistencia mecánica (S_m) se resuelve fácilmente para los cables, ya que estos se fabrican con la condición de que incluso el cable de la sección más pequeña sea mecánicamente estable. Para las líneas aéreas se debe escoger la sección próxima superior normalizada.
- En la sección de calibre por efecto corona (S_c) para los conductores de línea aérea se debe tomar el calibre normalizado próximo superior. Para los cables este punto se resuelve en la fábrica, donde reproducen los cables para cada voltaje nominal con el problema del efecto corona ya resuelto.
- Después que se determina la sección mínima permitida del conductor por condiciones técnicas (S_t) se realiza la comparación con la correspondiente sección económica
- La sección económica se puede determinar por la densidad económica de corriente, dependiendo del metal del conductor y del número de horas de utilización e la carga máxima ($T_{máx}$)

$$S_{ec} = \frac{I_{c\acute{a}lc.}}{J_e}$$

Donde:

S_{ec} =sección económica

$I_{c\acute{a}lc.}$ =corriente tomada para el cálculo

J_e =densidad económica de corriente

La densidad económica puede tomarse de la tabla 5.2:

Densidad de corriente en conductores, A/mm ²	Duración del empleo de la potencia máxima $T_{m\acute{a}x}$ horas/año		
	Menos de 3000	de 3000 a 5000	más de 5000
Cables aislados de cobre	3.0	2.5	2.0
Cables aislados de aluminio	1.6	1.4	1.2
Conductores desnudos y barras aluminio	2.5	2.1	1.8
Conductores desnudos y barras aluminio	1.3	1.1	1.0

Tabla 5.2

Selección de conductores por cargas

Para determinar el calibre del cable por calentamiento se establece la corriente de calculo ($I_{calc.}$) y por los cuadros de capacidad de corriente. Se selecciona la sección normalizada próxima superior. La corriente que marcan las tablas se debe afectar por los factores de agrupamiento y por la temperatura, en las normas NOM_001 se dan los factores que se deben aplicar para un mejor cálculo.

Selección de conductores por corto circuito

Para seleccionar la sección térmica estable en corto circuito del cable, es necesario conocer el valor de la corriente permanente de corto circuito y el tiempo probable que pasara dicha corriente a través de el. El tiempo depende de la rapidez con que actúen las protecciones y se debe considerar la protección más lenta para prevenir el caso mas critico.

La determinación de la sección por estabilidad térmica en corto circuito puede realizarse por medio de la formula siguiente o por medio de curvas.

$$S_{\text{estabilidad térmica}} = \alpha I_{\text{permanente}}^2 t_p \text{ mm}^2$$

Donde:

α = coeficiente determinado por la limitación de la temperatura permitida del cable. En la tabla 5.3, se dan los valores que puede tomar α

Material del cable	Coeficiente α	Temp. Permitida °C
Cable de Cu hasta 15 KV	7	250
Cable de Al hasta 15 KV	12	200

Tabla 5.3

$I_{\text{permanente}}$ = corriente permanente de corto circuito en, KA

T_p = tiempo de duración de la falla, s.

El cuadro anterior se realizó con la condición de que el cable, antes del corto circuito, no tenía en ningún caso una temperatura mayor que la nominal. Considerando que los cables normalmente operan con cargas inferiores a las nominales, se puede seleccionar el calibre próximo inferior. Para mayor precisión en la selección de cables aislados con diversos materiales como EP, XLP, etc. Es recomendable recurrir a las curvas proporcionadas por el fabricante para tener en cuenta dichos aislamientos.

Cuando se considera solamente el conductor, como en el caso de líneas aéreas, se puede usar la fórmula siguiente para determinar la selección mínima estable en corto circuito.

$$\left\{ \frac{I_{cc}}{S} \right\}^2 t = k \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}$$

Donde:

I_{cc} = corriente máxima de corto circuito, en, A

S = área de la sección del conductor en CM

t = tiempo de duración del corto circuito

k = constante que depende del material del conductor, ver cuadro siguiente

T = temperatura bajo cero en la cual el material tiene resistencia eléctrica teóricamente nula

T_1 = temperatura de pretalla del conductor, °C

T_2 = temperatura final del conductor, °C

Valores de T y de K para la formula anterior

material	T	K
cobre	234.5	0.02997
Aluminio	228	0.01286
plomo	236	0.00108
Acero	180	0.00355

Tabla 5.4

La ecuación anterior esta basada en que a causa de la corta duración de la falla y a la gran cantidad de calor generado, no existe disipación de calor, es decir, se considera como proceso adiabático.

Los cables protegidos con fusibles limitadores de corriente no se comprueban en estabilidad térmica bajo corto circuito, ya que estos fusibles operan con tal rapidez que el cable no se alcanza a calentar al grado de tener la posibilidad de sufrir daños. Los fusibles limitadores operan dentro del primer cuarto de ciclo.

Selección del conductor por caída de tensión

Como se sabe, el voltaje es uno de los índices principales de la caída de energía eléctrica, por lo cual la caída de tensión que se permite en los alimentadores normalmente es de 5%. El otro 5% se reserva para las caídas de tensión que se tienen hasta el usuario. La tensión en el extremo receptor de una línea o cable no se mantiene constante, ya que depende de la carga y en especial del factor de potencia.

El concepto de regulación expresa la dependencia de la caída de tensión respecto a la carga y su factor de potencia. Se puede definir como la diferencia de voltaje entre el extremo receptor y el de envío, cuando por la línea circula la corriente a plena carga, es frecuente que se exprese en porcentaje:

$$\%R = \frac{V_e - V_r}{V_r} (100)$$

Uno de los medios para mantener el voltaje dentro de los rangos normalizados de $\pm 10\%$, en los receptores de energía eléctrica es la selección del calibre de conductores y cables por caída de tensión. El valor de la caída de tensión en una línea trifásica de corriente alterna se puede determinar en forma aproximada por la fórmula siguiente:

$$\nabla V = 3 I_{\text{calc}} (r \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Donde:

r = resistencia de la línea en ohms, este dato es obtenido de tablas

x = reactancia de la línea en ohms, este dato es obtenido de tablas

$\cos \varphi$ = factor de potencia al final de la línea

Uno de los métodos para escoger el calibre de conductores y cables es aplicar la densidad económica de corriente. Este procedimiento es una aproximación.

Cuando se transmite una potencia S a una distancia L con un costo del KW/h, y un voltaje determinado V_e tanto el capital invertido C_{inv} . Como los gastos de operación G_{op} . Serán diferentes para las diversas secciones de cables utilizados para la transmisión de la energía, su gasto será:

$$G = G_{op} + 0.15C_{inv}$$

5.5.- Alumbrado público

Subsistemas de distribución par alumbrado público.

El alumbrado de calles y paseos públicos requiere circuitos separados, debido a la necesidad de pagar y encender las lámparas en momentos determinados, según los cambios estacionales de la luz solar. Este alumbrado puede efectuarse de dos formas diferentes:

- Mediante circuitos de alimentación en paralelo (alumbrado a tensión constante).
- Mediante circuitos de alimentación en serie (alumbrado a corriente constante).

El alumbrado a tensión constante, consiste en alimentar las lámparas de alumbrado público en paralelo, desde los circuitos secundarios de distribución y a tensiones de 125 V y 220 V, según los casos. Para el encendido y apagado de estas lámparas, se utilizan los siguientes procedimientos:

- Interruptores horarios de reloj eléctrico. Constituyen el procedimiento más económico y se utilizan cuando se trata de un pequeño número de lámparas.

- Relés e hilos pilotos, empleados frecuentemente para el apagado y encendido de gran número de lámparas en una calle. En cada lámpara se aloja un relé, cuya función es conectar la lámpara a una línea de tensión determinada, cerrando un contacto unipolar cuando se cierra el circuito de alimentación del relé a través de los hilos pilotos, la desconexión de la lámpara se realiza desexitando el relé.
- Mando fotoeléctrico, sensible a la luz del día y que hace funcionar un relé que enciende la lámpara cuando la iluminación natural baja de un cierto valor, y la paga cuando dicha iluminación alcanza un valor conveniente.

El alumbrado a corriente constante, consiste en alimentar las lámparas conectadas en serie sobre un circuito que, por circunstancias, esta sometido a alta tensión y, por lo tanto,

Debe aislarse cuidadosamente. La ventaja de este procedimiento sobre el de tensión constante es que la sección de los conductores resulta mucho más reducida, ya que debe calcularse solamente para la corriente correspondiente a una lámpara o a un pequeño grupo d lámparas.

El circuito serie se monta generalmente en las mismas crucetas que los conductores primarios, cuando se trata de líneas aéreas, o en conductos o tubos separados, cuando se trata de cables subterráneos.

Las lámparas individuales están provistas de interruptores serie que cierran automáticamente el circuito cuando se retira la lámpara.

Los circuitos serie de alimentación pueden instalarse como conductores paralelos, en cuyo caso, los hilos de ida y retorno siguen la misma trayectoria o como anillo abierto, en que el circuito va por una calle y regresa por la otra.

La disposición por conductores paralelos requiere mayor longitud de hilos para alimentar las lámparas de una zona determinada pero la disposición abierta tiene el inconveniente de que resulta mas difícil disponer los puntos de prueba par localización de alguna avería en el circuito.

Muchas veces se adoptan soluciones mixtas.

La alimentación de los circuitos serie se realiza por medio de transformadores de corriente, cuya intensidad de corriente secundaria es constante, es decir, apropiada para la alimentación de las lámparas conectadas a los circuitos serie.

Muchas veces los circuitos serie, alimentados por un solo transformador de corriente constante se proyectan con neutro común puesto a tierra por numerosos puntos.

En la distribución subterránea la cubierta metálica del cable puede utilizarse como conductor de vuelta.

Este procedimiento produce un importante ahorro de conductores, pero solamente debe aplicarse cuando se dispone de transformadores de corriente constante capaces de ajustar rápidamente la intensidad del valor nominal, en el caso de que se produzca una segunda tierra en la instalación que cortocircuite el número de lámparas.

El mando de los circuitos serie puede realizarse por los mismos procedimientos ya explicados al hablar el alumbrado a tensión constante.

Las unidades de alumbrado público son cargas constantes y no tienen diversidad en su uso, por lo que sus factores de demanda y de diversidad tienen un valor igual a la unidad, su factor de potencia oscila entre 0.8 y 0.9.

Los factores eléctricos del alumbrado público son:

Factor de demanda	1
Factor de diversidad	1
Factor de carga	1
Factor de potencia en lámpara	0.9

La carga total del alumbrado será absorbida parcialmente de acuerdo a la zona de influencia de cada transformador.

5.6.- PROTECCIÓN POR FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN

Clasificación de los fusibles de baja tensión

Los fusibles de baja tensión tienen corriente, voltaje y rangos de interrupción que no deben ser excedidos en la aplicación. Además, algunos están clasificados de acuerdo con su capacidad de limitación de corriente tal y como se establece en la norma de la

National Electric Manufacturer Association (NEMA) y Underwriters laboratories inc. (UL). Los fusibles son comúnmente designados por una marca de clases en la etiqueta tal como las clases: G, J,

K1, K5, K9, L Y R. las capacidades de limitación de corriente de paso y la energía máxima I^2t , permisible por el fusible cuando ocurre una falla.

A continuación se dan los rangos determinantes para fusibles de baja tensión:

- El rango de corriente de un fusible es la corriente directa máxima o corriente alterna rms en amperes, a la frecuencia seleccionada la cual carga sin exceder los límites especificados de la elevación de temperatura. Los rangos de corriente disponibles en los fusibles de baja tensión están disponibles en el mercado y van desde los valores en miliampers hasta 6000 A
- El rango de voltaje es el voltaje máximo de corriente alterna o directa para el cual el fusible fue diseñado para operar. Los fusibles de baja tensión están comúnmente disponibles en los rangos de 600, 300, 250, 125 V de C.C. o de C.A. o ambos.
- El rango de interrupción es la corriente de corto circuito máxima que le ha sido asignada (comúnmente corriente alterna) en el rango de voltaje que el fusible seguramente interrumpirá. Los fusibles de baja tensión pueden tener rangos de interrupción de 1000, 5000, 10000 o 20000 A, de rms simétricos

Las características y normas de fusibles utilizados en baja tensión se encuentran en el capítulo II de este trabajo.

CAPÍTULO VI

COMPARACIÓN EN CUANTO A COSTO Y CONFIABILIDAD DE UNA RED AÉREA Y UNA RED SUBTERRÁNEA

CAPÍTULO VI

En esta parte de nuestro trabajo trataremos en forma general el tema de análisis de costos; daremos a conocer los puntos más importantes que se deben tomar en cuenta en un proyecto en cuanto a costos.

Cabe mencionar que en la cuantificación de costos se debe poner mucho énfasis en cuanto al material a utilizar, la mano de obra, etc. Ya que cualquiera que fuese el error en una mala cuantificación y debido a que este tipo de trabajos los realizan empresas constructoras grandes, las pérdidas que sufrirán serían perjudiciales para estas.

Un punto importante es que el presupuesto que se realice no debe estar muy abajo, ya que podría prestarse para pensar que se tiene poca experiencia en el trabajo a realizar, o que el trabajo será de poca calidad. En las siguientes líneas trataremos en forma general los puntos que se deben tomar en cuenta en lo referente a costos.

Todo presupuesto de una instalación o trabajo que se realice se elabora, cuantificando el material que se va a emplear así como el costo del mismo, por otra parte también interviene el costo de la mano de obra, costo que se calcula sacando el porcentaje del precio unitario del material, razón por la cual el costo total de la mano de obra está en función de la magnitud de la cantidad del material a instalar.

Análisis de costos:

Entendiendo por esto a la separación de los gastos en forma parcial que se realizan para la obtención de uno o varios satisfactores.

Costo:

Desde el punto de vista contable significa o representa toda la inversión necesaria para producir y vender un buen servicio

Costo de gastos indirectos:

Esto varía en cada empresa de acuerdo a su volumen y calidad de trabajo, por lo general se estima tomando en cuenta los gastos hechos por conceptos de proyectos, dibujos, supervisión de obra, etc.

Gastos de administración

Estos comprenden el aplicar a la obra los gastos de acuerdo a las necesidades de la empresa, como personal administrativo, teléfonos, papelería, etc. Que normalmente aumentan en proporción al incremento de la empresa.

En general para la elaboración de un presupuesto intervienen los siguientes factores:

- **Labor de instalación (L.T.):** Es el costo de la mano de obra necesaria para la instalación de equipos y materiales. Así mismo representa la suma de los costos unitarios de labor por la cantidad de material y equipo a instalar. Dentro de estos costos ya viene implícitos los gastos de administración, gastos indirectos y beneficios sociales.
- **Labor de retiro (L.R.):** Es el costo de la mano de obra necesaria para retirar material y equipo (en caso de existir material a reemplazar).
- **Labor (L.):** Es la suma de los conceptos anteriores
- **Suma de material (S.M.):** Es el costo total del material que se obtiene al efectuar la suma de los productos de los costos unitarios de los materiales y equipos por la cantidad a emplear.
- **Transporte de instalación (T.I.):** Es el costo del transporte para llevar a cabo la labor de instalación y se determina como el 15 % de L.I.
- **Transporte de retiro (T.R.):** Es el costo del transporte para llevar a cabo la labor de retiro y se determina como el 15 % de L.R.
- **Menos-suma de devolución:** Es la suma del material devuelto, se resta de la suma de material a instalar.
- **Material y otros:** Es la suma de S.M., T.I., T.R.
- **Total:** es la suma de los conceptos L., M.O.

Desventajas de las redes eléctricas de distribución subterráneas

- Una de las desventajas más destacadas entre redes aéreas y subterráneas es el costo de las subterráneas, este es de más de tres veces que el de una red aérea, por lo cual todavía se toma la decisión de construir redes aéreas en zonas urbanas, rurales, etc. Ya que en estas zonas a los pobladores lo que les interesa es contar con energía eléctrica sin importar como llegue a ellos, y por otra parte a luz

y fuerza le conviene instalar redes aéreas ya que el presupuesto invertido es menor.

- Mucho se debe a la constitución física de los conductores, ya que, al necesitar un aislante especial en el caso de los cables subterráneos su costo se eleva. También la necesidad de colocar los conductores en ductos aumenta el costo de la instalación, el mantenimiento que se le debe de dar a este tipo de redes es mucho mayor, en especial en tiempo de lluvias ya que el agua inunda los registros, las bóvedas, etc. Si el agua no se evacua de estos lugares corre el riesgo de que se deterioren las partes metálicas en especial de los transformadores, en el caso de las partes de cobre como lo son las barras conectoras al producir óxidos de cobre, debido al vapor de agua, reduce las características del material.
- Los empalmes de estos tipos de cables son de realización delicada ya que se le debe dar un trato especial debido a la gran diferencia de potencial que existe entre la fase y la tierra, por lo cual se necesitan aislantes específicos.
- Debido a que este tipo de redes está por debajo del nivel del piso, los elementos utilizados tienen características peculiares, estas características especiales son las diferencias de los elementos de las redes aéreas.
- Una de esas características ocurre en los empalmes: en el caso de las redes eléctricas aéreas únicamente se empalma el conductor dañado con su contraparte y no hay necesidad de aislar, en cambio en redes subterráneas por la construcción física de aislamiento se tiene que proteger la zona empalmada con un material de igual o mejores características que el aislante del conductor.

Ventajas de las redes eléctricas de distribución subterránea

Durante los últimos 25 años, la evolución de los sistemas subterráneos de distribución, en particular los sistemas monofásicos para dar servicio a zonas residenciales (URD), ha avanzado con gran rapidez. Para una conocida como industria madura. Los costos se han reducido paulatinamente, a través de la introducción de nuevos conceptos de sistema, prácticas mejoradas de instalación y el desarrollo de equipo especializado.

En Estados Unidos, casi todas las empresas de servicio eléctrico ahora aplican una política que cubre la instalación de URD en las nuevas regiones residenciales. Las condiciones varían del todo, desde un pago diferencial considerable por parte del urbanizador hasta ningún cargo por parte de

la compañía de servicio eléctrico, aunque por lo común se le pide al urbanizador que colabore con la excavación. Además, en varios estados se han establecido requisitos legales que exigen que

todos los desarrollos residenciales nuevos que sobrepasen un número dado de residencias reciban servicio por medio de un sistema subterráneo de distribución. Como resultado quizá alrededor de dos terceras partes de las nuevas unidades residenciales para viviendas reciben servicio por sistemas subterráneos.

- **Costo:** los sistemas subterráneos de distribución a menudo cuestan más que los sistemas aéreos. ¿Cuáles son los actores principales que contribuyen al rápido crecimiento de la URD? Estos incluyen:
 - a) Un mayor interés público en el aspecto estético de las comunidades residenciales.
 - b) Costo reducido del equipo y las instalaciones subterráneas logrado por: cables aislados por dieléctrico sólido -de costo mas bajo- adecuados para enterrarse directamente, sin sistemas de ductos.
Terminaciones y empalmes de cables construidos en fábricas, de bajo costo que se preparan con facilidad en el campo por cuadrillas comunes constructoras de líneas, sin la ayuda de empalmadotes de cables con gran adiestramiento.
Producción en más de equipo especializado, como transformadores y accesorios montados sobre plataformas.
Técnicas y equipo mejorados para realizar la instalación.

- **Rendimiento:** la mayor parte de los observadores son de la opinión de que la frecuencia de las fallas es menor en los sistemas subterráneos que en los aéreos y de que no es tan probable que las fallas "amontonen" al producirse condiciones de tormenta. No obstante, las fallas son mucho más difíciles de hallar, aislar y reparar en los sistemas subterráneos, y también es mucho mayor el tiempo requerido para estas tareas. Esto, acoplado con el hecho de que muchos procedimientos de operación no se pueden llevar a cabo en un sistema subterráneo mientras esta energizado y de que es imposible realizar en los circuitos subterráneos muchas de las improvisaciones temporales que si se pueden efectuar en los sistemas aéreos, a conducido al desarrollo de equipo de protección y seccionamiento, como interruptores y conectores separables de cables, los que a menudo están físicamente integrados como dispositivos accesorios en los transformadores de distribución subterránea.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

El crecimiento de las ciudades esta siendo cada vez mas grande lo cual implica toda una remodelación de los sistemas que prestan servicios públicos, para poder abastecer a la gran demanda que tienen estas grandes ciudades.

En esta tendencia de crecimiento la distribución de la energía eléctrica se tuvo que apegar a la necesidad de estas grandes urbes.

La demanda de conductores cada vez más resistentes con mejor aislante mejor conducción, dio paso a la creación de empresas dedicadas especialmente a la fabricación de conductores.

Al tener materiales mas resistentes se tiene la opción de poder alimentar mayor cantidad de carga con un mismo conductor, lo que es imposible realizar con los sistemas aéreos.

Se puede concluir acerca de los diferentes tipos de arreglos que existen en las redes subterráneas: En lo que respecta al arreglo radial este es el más sencillo y de menor costo, la capacidad depende del calibre del conductor empleado a partir de la subestación de distribución y puede ser tan largo como la regulación de voltaje lo permita. En este tipo de arreglo en caso de ocurrir una falla se vería afectado el servicio eléctrico.

El arreglo en anillo es más complicado que el anterior y su costo es más elevado, pero es más satisfactorio para el usuario por las siguientes razones:

Si ocurriera alguna falla en el alimentador, el servicio no se suspendería y el consumidor no se daría cuenta que ocurrió una falla, ya que otra unidad alimentaría la carga. Un factor importante es el resultado de la operación de este sistema; puesto que al estar en paralelo todos los alimentadores secundarios, las fluctuaciones de voltaje se reducen considerablemente en comparación con las obtenidas en el arreglo radial.

Se debe realizar un aspecto técnico-económico par decidir que arreglo es el mas adecuado en la zona a electrificar.

En la construcción de las redes se debe tomar en cuenta el crecimiento de la zona y poder dejar sobrados los elementos que constituyen a las redes.

El análisis de costo se toco en forma general, se mencionaron los aspectos que se deben tomar en cuenta, sin involucrarnos mucho en detalles, por ser un tema en el cual la experiencia cuenta demasiado. Y siempre existen detalles en los cuales uno no se entera hasta que se esta trabajando en ello.

Por ejemplo en el caso de los conductores, el diseño obtenido nos puede dar un calibre escalonado en la red, con esto nos referimos a que en determinados tramos el calibre es variable, esto involucraría tener que comprar conductores de diferente sección transversal, lo cual si no se utiliza en su totalidad se tendría que guardar, lo que resulta dinero perdido para la empresa constructora, la experiencia da como resultado colocar un conductor uniforme y no escalonado.

El servicio eléctrico en nuestros días esta sufriendo transformaciones importantes, por lo cual se debe tener un adecuado uso de la energía, ya que esta es el motor de la humanidad, sin energía eléctrica la humanidad simplemente no tendría sentido.

BIBLIOGRAFIA

Ing. Joaquín del Castillo

"Aplicaciones del sistema de distribución de
Energía eléctrica por medio de cables subterráneos"

Luz y fuerza del centro

1° edición

Jacinto Viqueira Landa

"Redes eléctricas en régimen permanente equilibrado"

Representación y servicios reingeniería, S.A.

Tercera edición

Roberto Espinoza y Lara

"Sistemas de distribución"

Noriega Limusa

1° edición

José Dolores Juárez Cervantes

"Sistemas de distribución de energía eléctrica"

UAM

1° edición

Donald G. Fink

H. Wayne Beaty

"Manual de ingeniería eléctrica"

Mc. Graw Hill

13° Edición

Luz y Fuerza del centro

Normas de materiales

Sept. 1996