



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS

Las autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el periodo de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

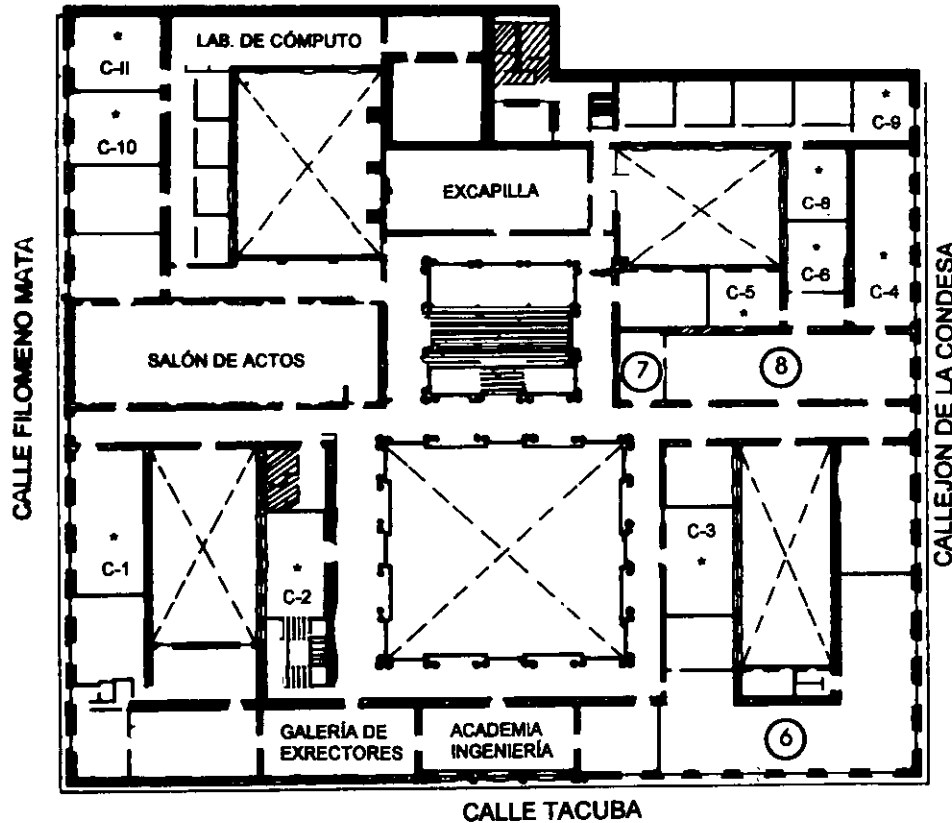
Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores impartan sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

**Atentamente
División de Educación Continua.**

PALACIO DE MINERÍA



1er. PISO

GUÍA DE LOCALIZACIÓN

1. ACCESO
2. BIBLIOTECA HISTÓRICA
3. LIBRERÍA UNAM
4. CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN "ING. BRUNO MASCANZONI"
5. PROGRAMA DE APOYO A LA TITULACIÓN
6. OFICINAS GENERALES
7. ENTREGA DE MATERIAL Y CONTROL DE ASISTENCIA
8. SALA DE DESCANSO

SANITARIOS

* AULAS

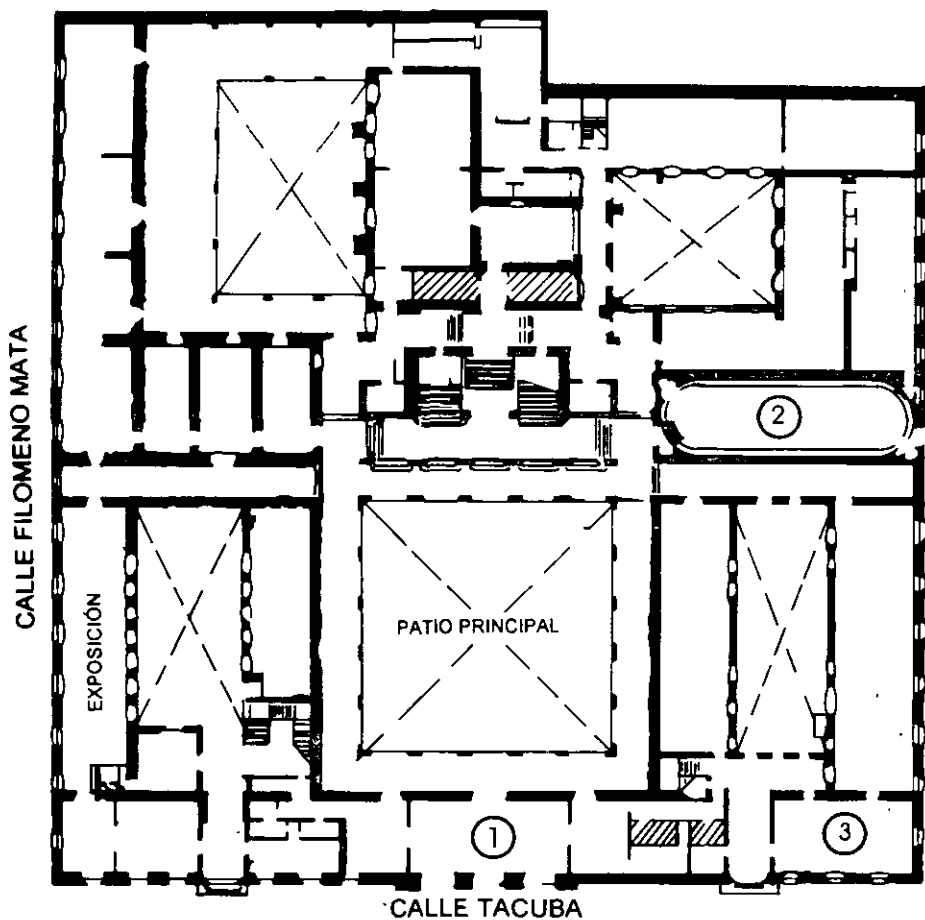


DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.
CURSOS ABIERTOS

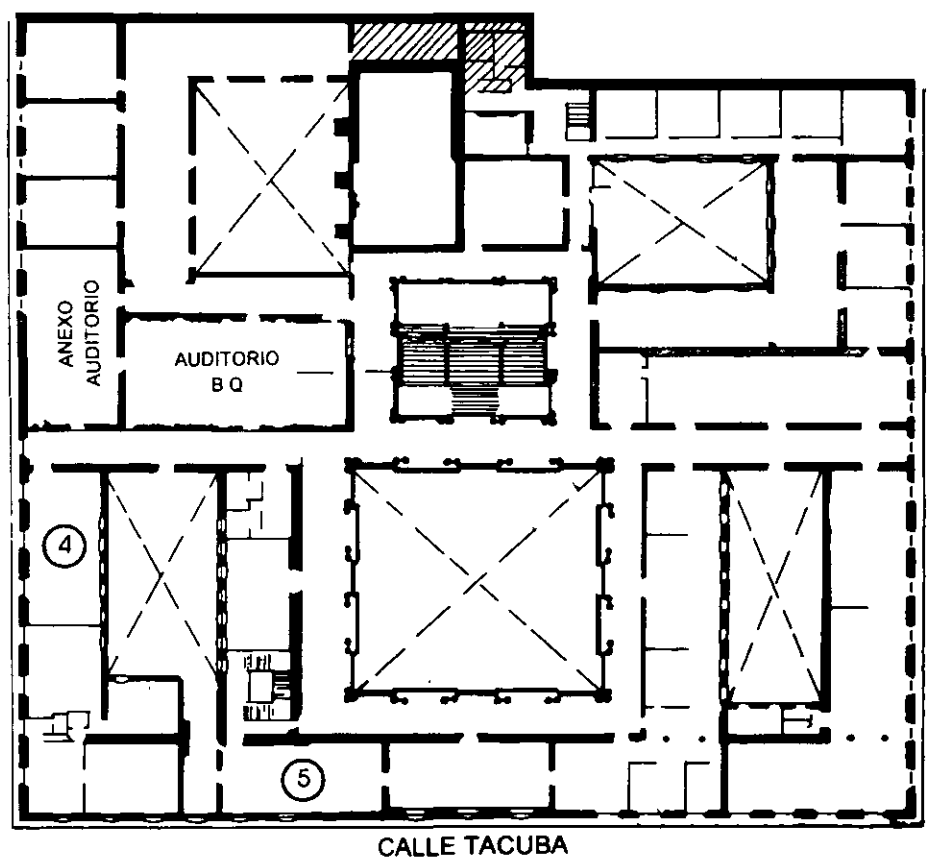
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



PALACIO DE MINERIA



PLANTA BAJA



MEZZANINNE



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**GENERALIDADES
INTRODUCCIÓN**

**ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

TEMA I

GENERALIDADES

INTRODUCCIÓN

De todas las formas de energía conocidas en la actualidad, la que más se emplea para la economía de cualquier nación, es la energía eléctrica.

La posibilidad de explotar distintos tipos de fuentes de energía como corrientes de ríos, combustóleo, gas, Uranio, carbón, la fuerza de los mares y vientos, géiser, etc. de sitios alejados de los centros de consumo; hace posible que la energía eléctrica se transmita a grandes distancias, lo que resulta relativamente económico, ya que es necesaria en la gran mayoría de procesos de producción de la sociedad actual.

Las bases de la energía eléctrica fueron cimentadas a mediados del siglo XIX, cuando el científico inglés, Michael Faraday, en el año de 1831, descubrió el fenómeno de la inducción electromagnética. Las posteriores investigaciones de la interacción de los conductores de corriente eléctrica con el campo electromagnético posibilitaron la creación de generadores eléctricos, que transforman la energía mecánica del movimiento giratorio en energía eléctrica, lo que formó la base de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

- SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica.

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está formado por tres partes principales: generación, transmisión y distribución; siendo:

- La **GENERACIÓN**, es donde se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras, las que representan el centro de producción, y dependiendo de la fuente primaria de energía, se pueden clasificar en:

- * CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
- * CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
- * CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS
- * CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS
- * CENTRALES DE CICLO COMBINADO
- * CENTRALES DE TURBO-GAS
- * CENTRALES EÓLICAS
- * CENTRALES SOLARES

Las centrales generadoras se construyen de tal forma, que por las características del terreno se adaptan para su mejor funcionamiento, rendimiento y rentabilidad.

En régimen normal, todas las unidades generadoras del sistema se encuentran en " sincronismo ", es decir, mantienen ángulos de cargas constantes. En este régimen, la

frecuencia debe ser nominal (60 Hz.) o muy cercana a ésta. Los voltajes de generación varían de 2.4 a 24 kV. , dependiendo del tipo de central.

Las características de las centrales eléctricas se relacionan con la subestación y la línea de transmisión en función de la potencia, la distancia a que se transmite y al área por servir.

- **LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**, son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación a los centros de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales también se interconectan con el sistema eléctrico de potencia (SEP).

Los voltajes de transmisión utilizadas en este país son: 115, 230 y 400 kV.

Una de las formas de clasificar las líneas de transmisión, es de acuerdo a su longitud, siendo:

- a) Línea corta de menos de 80 Km.
- b) Línea media de entre 80 y 240 Km.
- c) Línea larga de 240 Km. y más

- **SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**, en función a su diseño son las encargadas en interconectar líneas de transmisión de distintas centrales generadoras, transformar los niveles de voltajes para su transmisión o consumo.

Las subestaciones eléctricas por su tipo de servicio se clasifican en:

- * SUBESTACIONES ELEVADORAS
- * SUBESTACIONES REDUCTORAS
- * SUBESTACIONES COMPENSADORAS
- * SUBESTACIONES DE MANIOBRA O SWITCHEO
- * SUBESTACIÓN PRINCIPAL DEL SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
- * SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN
- * SUBESTACIONES RECTIFICADORAS
- * SUBESTACIONES INVERSORAS

Sin duda la denominación de una subestación como transmisión o distribución es independiente de las tensiones involucradas, y está determinada por el fin a que se destinó.

El objetivo a cumplir por una subestación es determinante en su ubicación física. Para esto, las subestaciones de transmisión están ubicadas alejadas de los centros urbanos, esto facilita, el acceso de líneas de alta tensión y la localización de terrenos lo suficientemente grandes para albergar en forma segura los delicados equipos para el manejo de alta tensión.

Por otra parte las subestaciones de distribución deben construirse en función del crecimiento de la carga, es decir, deben estar ubicadas en los centros de carga de áreas urbanizadas para, de esta forma, asegurar la calidad y continuidad del servicio al usuario.

Es claro que por las características funcionales de cada subestación, no deben mezclarse en una instalación, equipos de transmisión y distribución. La utilización de este tipo de

subestaciones debe limitarse exclusivamente a aquellos casos de claras justificaciones técnico económicas.

Las subestaciones de distribución son alimentadas desde las subestaciones de transmisión con líneas o cables de potencia a la tensión de 230 o 85 kV, es lógico suponer que esta tensión no debe considerarse como de transmisión ni distribución para esta condición intermedia, se desarrolla el concepto de subtransmisión.

Los niveles de tensión para su aplicación e interpretación se consideran conforme lo indican las tarifas para la venta de energía eléctrica en su sección de aspectos generales, siendo:

a) Baja tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1 kV.

b) Media tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1 kV., pero menores o iguales a 35 kV.

c) Alta tensión a nivel subtransmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayor a 35 kV., pero menores a 220 kV.

d) Alta tensión a nivel transmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión iguales o mayores a 220 kV.

Actualmente en nuestro país, la industria eléctrica está incrementando día con día su actividad, ya que tiene que satisfacer la demanda de su gran población. Es por esto, que el Sector Eléctrico tiene que desarrollar nuevas técnicas y métodos para su utilización en el suministro de energía eléctrica; ya que al haber más actividad, es inminente la urgencia de una mejor optimización de los sistemas eléctricos.

1.1.- DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

¿Qué es lo que en realidad significa el término sistemas de distribución? Tal vez no esté perfectamente definido internacionalmente; sin embargo, comúnmente se acepta que es el conjunto de instalaciones desde 120 Volts hasta tensiones de 34.5 kV encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios a los niveles de tensión normalizados y en las condiciones de seguridad exigidas por los reglamentos.

En el nivel de baja tensión por lo general hay confusiones con las instalaciones internas o cableados de predios comerciales o grandes industrias y en tensiones mayores de los 34.5 kV como es el caso de cables de subtransmisión de 85 kV que se traslapan con tensiones mayores, especialmente en países industrializados en que la población urbana es alta, y se consideran estas tensiones como de distribución.

Los sistemas de distribución, ya sea que pertenezcan a empresas privadas o estatales, deben proyectarse de modo que puedan ser ampliados progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**GENERALIDADES
CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

**ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

TEMA I

GENERALIDADES

I.2. CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

En función de su construcción estos se pueden clasificar en:

- Sistemas aéreos.
- Sistemas subterráneos.
- Sistemas mixtos.

- Sistemas aéreos, estos sistemas por su construcción se caracterizan por su sencillez y economía, razón por la cual su utilización está muy generalizada. Se emplean principalmente para:

1.- Zonas urbanas con:

- a) carga residencial
- b) carga comercial
- c) carga industrial

2.- Zonas rurales con:

- a) carga doméstica
- b) carga de pequeñas industrias
(bombas de agua, molinos, etc.)

Los sistemas aéreos están constituidos por transformadores, cuchillas, apartarrayos, cortacircuitos fusibles, cables desnudos, etc.: los que se instalan en postes o estructuras de distintos materiales.

La configuración mas sencilla para los sistemas aéreos es del tipo arbolar, la cual consiste en conductores desnudos de calibre grueso en el principio de la línea y de menor calibre en las derivaciones a servicios o al final de la línea. Cuando se requiere una mayor flexibilidad y continuidad del servicio es posible utilizar configuraciones más elaboradas.

Los movimientos de carga se llevan a cabo con juegos de cuchillas de operación con carga, que son instaladas de manera conveniente para efectuar maniobras tales como : trabajos de emergencia, ampliaciones del sistema, conexión de nuevos servicios, etc.. En servicios importantes tales como :

hospitales, edificios públicos, fábricas que por la naturaleza

de su proceso de producción no permiten la falta de energía eléctrica en ningún momento; se instalan dos circuitos aéreos, los cuales pueden pertenecer a la misma subestación de distribución, o de diferentes subestaciones, esto se realiza independientemente a que la mayoría de estos servicios cuentan con plantas de emergencia con capacidad suficiente para alimentar sus áreas más importantes.

En éste tipo de sistema se encuentra muy generalizado el empleo de seccionadores, como protección de la línea aérea, para eliminar la salida de todo el circuito cuando hay una falla transitoria.

- Sistemas subterráneos, estos sistemas se construyen en zonas urbanas con alta densidad de carga y fuertes tendencias de crecimiento, debido a la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al paisaje. Naturalmente, este aumento en la confiabilidad y en la estética involucra un incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de sistema.

Los sistemas subterráneos están constituidos por transformadores tipo interior o sumergibles, cajas de conexión, interruptores de seccionamiento, interruptores de seccionamiento y protección, cables aislados, etc.: los que se instalan en locales en interior de edificios o en bóvedas, registros y pozos construidos en banquetas.

Los principales factores que se deben analizar al diseñar un sistema subterráneo son :

- * densidad de carga
- * costo de la instalación
- * grado de confiabilidad
- * facilidad de operación
- * seguridad

- Sistemas mixtos, este sistema es muy parecido al sistema aéreo, siendo diferente únicamente en que los cables desnudos sufren una transición a cables aislados. Dicha transición se realiza en la parte alta del poste y el cable aislado es alojado en el interior de ductos para bajar del poste hacia un registro o pozo y conectarse con el servicio requerido.

Este tipo de sistema tiene la ventaja de eliminar una gran cantidad de conductores, favoreciendo la estética del conjunto, disminuyendo notablemente el número de fallas en el sistema de distribución y por ende aumentando la confiabilidad del mismo.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**GENERALIDADES
PRINCIPALES COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN**

**ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

TEMA I

GENERALIDADES

I.3.- PRINCIPALES COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Los principales elementos componentes de un sistema de distribución son :

- a). Alimentadores primarios de distribución.
- b). Transformadores de distribución.
- c). Alimentadores secundarios.
- d). Acometidas.
- e). Equipo de medición.

I.3.1).- ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN :

Son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas.

Los componentes de un alimentador primario son:

- * Troncal.
- * Ramal.

* Troncal, es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibres gruesos 336, 556 y hasta 795 MCM, ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga.

* Ramal, es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión. Normalmente son de calibre menor al troncal.

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial, en un sistema de este tipo la forma geométrica del alimentador semeja la de un árbol, donde por el grueso del tronco, el mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda una troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales.

Los alimentadores primarios por el número de fases e hilos se pueden clasificar en:

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

- Los alimentadores primarios trifásicos con tres hilos requieren una menor inversión inicial, en lo que a material del alimentador se refiere, sin embargo debido a que estos sistemas de distribución tienen un coeficiente de aterrizamiento mayor que uno trifásico cuatro hilos, permiten que los equipos que se instalen en estos sistemas de distribución tengan niveles de aislamiento mayores con costos mayores. Una característica adicional de estos sistemas es que los transformadores de distribución conectados a estos alimentadores son de neutro flotante en el lado primario.

Por lo que se refiere a detección de fallas de fase a tierra en estos sistemas de distribución es más difícil detectar estas corrientes, en comparación con los sistemas trifásicos cuatro hilos ya que al ser mayor la impedancia de secuencia cero de los alimentadores, las corrientes de falla son menores. Estos alimentadores se utilizan en zonas urbanas.

- Los alimentadores primarios trifásicos con cuatro hilos requieren una mayor inversión inicial, ya que se agrega el costo del cuarto hilo (neutro) al de los tres hilos de fase, sin embargo debido a que estos sistemas de distribución tienen un coeficiente de aterrizamiento menor de la unidad, los equipos que se conecten a estos alimentadores requieren de un menor nivel de aislamiento con menor costo de inversión. Estos sistemas se caracterizan por que a ellos se conectan transformadores con el neutro aterrizado a tierra en el devanado primario y transformadores monofásicos cuya tensión primaria es la de fase neutro. En estos sistemas de distribución es más fácil detectar las corrientes de falla de fase a tierra ya que estos pueden regresar por el hilo neutro. Estos alimentadores se utilizan en zonas urbanas:

- Los alimentadores primarios monofásicos de dos hilos se originan de sistemas de distribución trifásicos, de hecho son derivaciones de alimentadores trifásicos tres hilos que sirven para alimentar transformadores monofásicos que reciben la tensión entre fases en el devanado primario. Este sistema de distribución es usado en zonas rurales o en zonas de baja densidad.

- Los alimentadores primarios monofásicos de un hilo son derivaciones de sistemas trifásicos que permiten alimentar transformadores monofásicos usándose estos alimentadores en zonas rurales, debido a la economía que representa en costo.

1.3.2).- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN:

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. En si el transformador de distribución es la liga entre los alimentadores primarios y los alimentadores secundarios.

La capacidad del transformador se selecciona en función de la magnitud de la carga, debiéndose tener especial cuidado en considerar los factores que influyen en ella, tales como el factor de demanda y el factor de coincidencia.

El número de fases del transformador es función del número de fases de la alimentación primaria y del número de fases de los elementos que componen la carga. En muchas ocasiones la política de selección del número de fases de los transformadores de distribución que decida emplear una compañía, señala el número de fases que deben tener los motores que se conecten en el lado secundario de los transformadores, dictando así una política de desarrollo de fabricación de motores en una cierta zona de un país o en un país entero.

La magnitud del porcentaje de impedancia de un transformador afecta la regulación de la tensión y el valor de las corrientes de corto circuito que fluyen por los devanados ante fallas en los alimentadores secundarios. A menores valores de impedancia mayores valores de regulación y de corriente de corto circuito; es por ello que el valor del porcentaje de impedancia se debe seleccionar tratando de encontrar un punto económico de estos dos factores, debiéndose tomar en cuenta que la calidad de tensión que se entrega a los usuarios se puede variar con los cambiadores de derivación de que normalmente se provee a un transformador.

La conexión del transformador trifásico es uno de los puntos de mayor interés cuando se trata de seleccionar un transformador para un sistema de distribución de energía eléctrica. Las opciones que se le presentan al ingeniero que diseñara dicho sistema, son en forma general entre seleccionar transformadores con neutro flotante o con neutro aterrizado. El transformador con neutro flotante es una necesidad cuando el sistema primario es trifásico tres hilos y el de neutro aterrizado cuando se trata de un sistema trifásico cuatro hilos. Al utilizar transformadores conectados en delta en el lado primario se disminuye el riesgo de introducir corrientes armónicas (magnitud sinusoidal de frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental de la corriente o de la tensión) de orden impar (especialmente en tercer orden) a los alimentadores primarios y se incrementa el riesgo de tener sobretensiones por fenómenos de ferorresonancia (efecto producido en el núcleo cuando la fuerza electromotriz tiene una frecuencia muy próxima a las oscilaciones libres que se producen en el mismo) en el transformador. Estas sobretensiones se vuelven especialmente críticas en sistemas subterráneos de distribución.

Al seleccionar transformadores conectados en estrella con neutro aterrizado, se introducen corrientes armónicas de orden impar en los circuitos primarios y se disminuye grandemente la posibilidad de que se presenten sobretensiones por fenómenos de ferorresonancia.

Respecto a la conexión T-T de los transformadores trifásicos, que aún cuando no se trata de un transformador trifásico en sí, se aplica en sistemas primarios trifásicos, para substituir a los trifásicos convencionales. Este tipo de transformador consta de dos devanados primarios y dos secundarios. Tanto primario como el secundario se forman conectando un devanado principal con una derivación central a un devanado secundario (con menor número de vueltas) de tal manera que se forme una T.

Estos transformadores normalmente tienen menos peso al tener solo dos devanados, tienen menos pérdidas, menos porcentaje de impedancia y deben tener menor costo también. Sin embargo su punto crítico lo presentan al tener bajos valores de porcentaje de impedancia ya que mecánicamente deben ser más fuertes para resistir los esfuerzos producidos por las corrientes de corto circuito. La implantación de estos transformadores en un sistema de distribución debe hacerse después de aplicar pruebas de corto circuito en laboratorio y supervisar zonas piloto electrificadas con estos equipos.

Por lo que se refiere a las conexiones en el lado secundario de los transformadores trifásicos, normalmente son estrella con neutro aterrizado y cuatro hilos de salida. Esto permite tener dos niveles de tensión para alimentar cargas de fuerza y alumbrado, detectar las corrientes de falla de fase a tierra, equilibrar las tensiones al neutro ante cargas desbalanceadas y como una medida de seguridad al interconectarse con el tanque del transformador. Las conexiones con neutro aislado en los devanados de baja tensión de los transformadores trifásicos no es muy favorecida por las sobretensiones que se presentan al tener dos fallas en dos fases diferentes en el circuito de baja tensión.

En los transformadores monofásicos la conexión que presenta mas utilización es la de tres hilos, dos de fase y un neutro en el centro del devanado. Esta conexión también se le conoce como "EDISON", por haber sido copiada del sistema en corriente directa con que Tomas A. Edison realizó el primer sistema de distribución en Nueva York en el año de 1882.

1.3.3).- ALIMENTADORES SECUNDARIOS:

Los alimentadores secundarios distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los usuarios.

En la mayoría de los casos estos alimentadores secundarios son circuitos radiales, salvo en los casos de las estructuras subterráneas malladas (comúnmente conocidas como redes automáticas) en las que el flujo de energía no siempre sigue la misma dirección. Los alimentadores secundarios de distribución, por el número de hilos, se pueden clasificar en:

- 1.- Monofásico dos hilos.
- 2.- Monofásico tres hilos.
- 3.- Trifásico cuatro hilos.

Para conocer las ventajas técnicas y económicas inherentes a los alimentadores secundarios de distribución se deben realizar estudios comparativos que esclarezcan estos méritos y permitan seleccionar el sistema de distribución más adecuado a las necesidades del caso.

A continuación se realiza una comparación muy simple para determinar cual es el sistema más eficiente desde el punto de vista de las pérdidas. En este estudio se supone que los conductores tienen la misma resistencia, la misma carga y la misma tensión (por consiguiente el aislamiento es el mismo) en los tres casos.

1.- Sistema monofásico dos hilos, este sistema se alimenta de un transformador monofásico, con un secundario de solo dos hilos. En este caso la potencia de la carga es "P", la tensión en el extremo de la carga es "V" y la resistencia de los conductores es "R".

La corriente de línea considerando que la carga tiene un factor de potencia igual a Cos f es:

$$I = \frac{P}{V \cos f}$$

Las pérdidas Per:

$$Per = 2RI^2 = \frac{2RP^2}{V^2 \cos^2 f}$$

$$V^2 \cos^2 f$$

haciendo el cociente $RP^2/V^2 \cos^2 f$ igual a una constante, el valor de las pérdidas es:

$$Per = 2K.$$

2.- Sistema monofásico tres hilos, este sistema se alimenta de un transformador monofásico con un devanado secundario del que salen tres hilos, con el hilo neutro derivándose del centro del devanado. En este caso la potencia de la carga se equilibra entre los dos hilos de fase y el neutro, la tensión en el extremo de la carga es "V" y la resistencia de los tres conductores es "R".

La corriente de línea, considerando que la carga tiene un factor de potencia igual a $\cos f$ es:

$$I = \frac{P}{2V \cos f}$$

El valor de las pérdidas Per:

$$Per = 2RI^2 = \frac{RP^2}{2V^2 \cos^2 f}$$

haciendo el cociente $RP^2/V^2 \cos^2 f = K$, el valor de las pérdidas es:

$$Per = \frac{k}{2}$$

3.- Sistema trifásico cuatro hilos, este sistema se alimenta de un transformador trifásico con un devanado secundario del que salen cuatro hilos, con el hilo neutro derivándose del punto de conexión de los devanados. En este caso la potencia de la carga se equilibra entre los tres hilos de fase y el neutro, la tensión en el extremo de la carga es "V" y la resistencia de los cuatro conductores es "R".

La corriente de línea considerando que la carga tiene un factor de potencia igual a $\cos f$ es:

$$I = \frac{P}{3V \cos f}$$

El valor de las pérdidas Per:

$$Per = 3RI^2 = \frac{RP^2}{3V^2 \cos^2 f}$$

Haciendo el cociente $RP^2/V^2 \cos^2 f = K$, el valor de las pérdidas es:

$$Per = \frac{k}{3}$$

Es evidentemente que el sistema trifásico cuatro hilos permite distribuir la energía con mayor eficiencia que los demás, sin embargo como se mencionó en un principio este análisis es muy sencillo y para hacerlo más completo es necesario introducir otros factores tales como costo de los transformadores, costo de los conductores, regulación, etc.

I.3.4).- ACOMETIDAS:

Las acometidas son las partes que ligan al sistema de distribución de la empresa suministradora con las instalaciones del usuario.

Las acometidas se pueden proporcionar a la tensión primaria (media tensión) o la tensión secundaria (baja tensión), esto depende de la magnitud de la carga que el usuario requiera ante la empresa suministradora.

I.3.5).- MEDICION:

La medición puede ser en media tensión o en baja tensión dependiendo del tipo de acometida de servicio que requiera el usuario.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

GENERALIDADES

ELEMENTOS SECUNDARIOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

**ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

TEMA I

GENERALIDADES

I.4.- ELEMENTOS SECUNDARIOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Entre los elementos secundarios de una red de distribución se tienen:

- 1.- Cuchillas.
- 2.- Reactores.
- 3.- Interruptores.
- 4.- Capacitadores.
- 5.- Fusibles.
- 6.- Restauradores.
- 7.- Seccionadores.

I.4.1).- Las cuchillas son los elementos que sirven para seccionar o abrir alimentadores primarios de distribución, su operación es sin carga y su accionamiento de conectar y desconectar es por pértiga, abriendo o cerrando las cuchillas una por una o en grupo según el tipo de la misma; su montaje en poste puede ser horizontal o vertical.

I.4.2).- Los reactores son dispositivos utilizados para introducir reactancia en alimentadores primarios de distribución con el propósito de limitar la corriente que fluye en un circuito, bajo condiciones de cortocircuito, se conectan en serie con el alimentador.

I.4.3).- Los interruptores, son dispositivos que permiten conectar o desconectar con carga un alimentador primario de distribución, son instalados en poste o estructura en juegos de tres interruptores, son operados en grupo con mecanismo reciprocante de operación manual.

I.4.4).- Los capacitores, son dispositivos cuya función primordial es introducir capacitancia, corrigiendo el factor de potencia en alimentadores primarios de distribución.

I.4.5).- Los fusibles, son dispositivos de protección que interrumpen el paso de la corriente eléctrica fundiéndose cuando el amperaje es superior a su valor nominal, protegen transformadores de distribución y servicios interiores de media tensión contra sobrecorriente y corriente de cortocircuito, van colocados dentro del tubo protector del cortacircuitos fusible.

I.4.6).- Los restauradores, son equipos que sirven para reconectar alimentadores primarios de distribución. Normalmente el 80 % de las fallas son de naturaleza temporal, por lo que es conveniente restablecer el servicio en la forma más rápida posible para evitar interrupciones de largo tiempo. Para estos casos se requiere de un dispositivo que tenga la posibilidad de desconectar un circuito y conectarlo después de fracciones de segundo.

Los restauradores son dispositivos autocontrolados para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos de corriente alterna con una secuencia determinada de aperturas y cierres seguidos de una operación final de cierre ó apertura definitiva.

En caso de que la falla no fuera eliminada, entonces el restaurador opera manteniendo sus contactos abiertos. Los restauradores están diseñados para interrumpir en una sola fase o en tres fases simultáneamente.

Los restauradores monofásicos tienen control hidráulico y los trifásicos pueden estar controlados hidráulicamente ó electrónicamente.

Los siguientes requisitos son básicos para asegurar la efectiva operación de un restaurador:

1.- La capacidad normal de interrupción del restaurador deberá ser igual o mayor de la máxima corriente de falla.

2.- La capacidad normal de corriente constante del restaurador deberá ser igual o mayor que la máxima corriente de carga.

3.- El mínimo valor de disparo seleccionado deberá permitir al restaurador ser sensible al cortocircuito que se presente en la zona que se desea proteger.

1.4.7).- Los seccionadores, son elementos que no están diseñados para interrumpir corrientes de cortocircuito ya que su función es el de abrir circuitos en forma automática después de cortar y responder a un numero predeterminado de impulsos de corriente de igual a mayor valor que una magnitud previamente predeterminada, abren cuando el alimentador primario de distribución queda desenergizado, tratándose de la desconexión de cargas se puede hacer en forma manual.

En cierto modo el seccionador permite aislar sectores del sistema de distribución llevando un conteo de las operaciones de sobrecorriente del dispositivo de respaldo.

Es importante hacer notar que debido a que interrumpe corrientes de corto circuito, no tienen una curva característica de tiempo-corriente por lo que no intervienen en la coordinación de protecciones, pudiéndose instalar entre dos dispositivos de protección.

Por su principio de operación el medio aislante de interrupción puede ser aire, aceite o vacío y en cuanto al control es similar al caso de los restauradores o sea puede ser hidráulico, electrónico ó electromecánico.

Por lo general el registro de las sobretensiones se efectúa cuando la corriente a través del seccionador cae bajo de un valor de alrededor del 40 % de la corriente mínima con que se activa al seccionador.

TEMA I

GENERALIDADES

I.5.- PRINCIPALES PARAMETROS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

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 en forma óptima un sistema de esta naturaleza, por esta razón es necesario que el ingeniero que diseñe dicho sistema posea los conocimientos claros de las características de carga del sistema que va a alimentar.

Desafortunadamente, aunque el ingeniero que planea un sistema de distribución tiene la libertad de seleccionar los diversos parámetros que intervienen para el diseño del mismo, existe uno importante y decisivo para diseñar y operar dicho sistema, el cual queda fuera del entorno del sistema de distribución y es la carga.

El estudio de las cargas y sus características abarca no solamente los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, si no también del grupo de consumidores que integran la carga de una zona o del sistema de distribución.

Por lo que es necesario analizar las diferentes clases de cargas de tipo residencial combinadas con otros tipos de carga; para observar la influencia que tendrán en la carga general de un alimentador y éste a su vez en la carga total de una subestación.

En la ingeniería de los sistemas de distribución existen algunos parámetros que explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que pueden determinar los efectos que puede causar la carga en el sistema de distribución.

A continuación se presenta una definición de los parámetros más importantes y útiles para el diseño de un sistema de distribución.

I.5.1).- CARGA INSTALADA

La carga de cada usuario se clasificara de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas en cada zona. Así como 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, predominando las cargas de tipo residencial; hay algunas zonas que originan cargas de tipo de valor elevado con cargas de tipo industrial medio.

A continuación se presentan algunos valores de densidades características por zona:

ZONAS	Densidad MVA/Km ²
Urbana central	40-100
Semi urbana	3-5
Urbana	5-40
Rural	<5

Las aplicaciones que da el usuario de la energía eléctrica pueden servir como parámetros para clasificar las cargas en:

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

Considerando los perjuicios que se pueden causar por las interrupciones de energía eléctrica, las cargas se clasifican en:

- Sensibles.
- Semisensibles.
- Normales.

Se entiende por cargas sensibles a aquellas en que una interrupción aunque sea momentánea en la alimentación de energía eléctrica, causa perjuicios considerables.

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

Finalmente las cargas normales son aquellas que en una interrupción de energía eléctrica en un tiempo más o menos largo (1 h_ t _ 5 h) no causa mayores perjuicios a la producción o al servicio.

La carga es la suma de las potencias nominales de las maquinas, aparatos y equipos conectados a un circuito eléctrico en una área determinada y se expresa en kW. o kVA.

- Potencia eléctrica

La potencia eléctrica representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico, la unidad que por lo regular se usa es el watt o kilowatt. El término "razón a la cual el trabajo se efectúa" introduce un elemento de tiempo en la definición de potencia eléctrica, de tal

manera que un kilowatt para un período definido representa una razón específica a la cual el trabajo se puede efectuar. El kilowatt-hora representa la potencia eléctrica de un kilowatt actuando en un intervalo de una hora, así pues, este representa una medida de trabajo total que realiza un circuito eléctrico. Si por ejemplo, un circuito eléctrico entrega 60 kW en un minuto, esa misma cantidad de trabajo realizará un kilowatt-hora, es decir:

$$1 \text{ kWh} = 60 \text{ kW} \times 1/60 \text{ h.}$$

Sin embargo, la razón a la que el circuito está haciendo el trabajo será sesenta veces mayor. En consecuencia, la potencia eléctrica define la razón a la cual se requiere que el sistema de alimentación efectúe el trabajo.

I.5.2).- DEMANDA

La demanda de una instalación o sistema de distribución es la carga en las terminales receptoras tomadas en un valor medio en determinado intervalo, con 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 período 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 de 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 que se establezca no tendrá ningún sentido práctico.

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

Como ejemplos de lo anterior se pueden mencionar los cables y transformadores, que tienen una constante de tiempo térmico digno de tenerse en cuenta y por lo tanto poseen una capacidad de almacenamiento térmico y de sobrecarga considerable, por lo que las cargas varían entre picos comparativamente agudos y valles profundos.

Si la carga consiste principalmente de un motor de inducción el valor instantáneo de la corriente de arranque será cinco veces la corriente normal de plena carga y probablemente muchas veces mayor que la corriente que por lo regular tome el transformador que lo alimente: sin embargo, se sabe que durará un intervalo muy pequeño, 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 producirán elevaciones de temperatura considerables y consecuentemente será antieconómico determinar la capacidad del transformador que se requiere 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, siendo los intervalos de 15 o 30 minutos los que se aplican por lo general para la facturación o determinación de capacidad de equipo.

La demanda promedio en cualquier período es igual al número de kilowatt-hora consumidos, divididos entre el número de horas en el período considerado.

- Demanda máxima

Las cargas eléctricas por lo general se miden en amperes, kilowatts o kilovolt-amperes; para que un sistema de distribución o parte de éste se planee eficientemente se debe conocer la "Demanda Máxima" del mismo.

Como ya se ha mencionado, en general las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, o sea que fluctúan de manera continua, en una curva de carga de 24 horas de un transformador de distribución, la carga varía entre un máximo a las 19:30 horas durante la noche y un mínimo a las 3:30 de la mañana, aunque, los valores cambien, este tipo de curva se repetirá constantemente, así se presentarán variaciones similares de máximo y mínimo en todas las partes del sistema de distribución, el valor más elevado se denomina pico o demanda máxima.

El valor de la demanda anual es el más utilizado para la planeación de la expansión del sistema de distribución, el término de demanda a menudo se usa en el sentido de máxima demanda para el período de se especifique, por supuesto es necesaria la determinación exacta de la máxima demanda de una carga individual cuando en la facturación del cliente se incluye el valor que tome la demanda máxima.

El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto en el sistema de distribución es también de gran importancia, dado que la demanda máxima del grupo determinará la capacidad que requiera el mismo sistema, de igual modo, la demanda máxima combinada de un grupo pequeño de consumidores determinará 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 máxima demanda combinada de un grupo de alimentadores primarios determinará la capacidad de la subestación hasta llegar a determinar en forma consecuente la capacidad de generación necesaria para todo el sistema eléctrico de potencia.

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

La "Carga Conectada", es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen posibilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. La carga conectada se puede referir tanto a una parte como al total del sistema de distribución y se puede expresar en watts, kilowatts, amperes, caballos de potencia, kilovolt-amperes, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos para su estudio.

La carga conectada representa la demanda de carga máxima posible. Si por ejemplo un consumidor tiene una carga conectada trabajando simultáneamente, la cual consiste en:

20 lámparas	100 watts.
30 lámparas	250 watts.
1 motor	<u>80 Cp</u>
carga total:	69.2 kW.

expresada en kVA, la carga conectada en kW se deberá convertir dividiendo su valor entre el factor de potencia del sistema, siendo el factor de potencia de 0.9, se tiene:

$$\text{carga conectada} = \frac{69.2 \text{ kW}}{0.9} = 76.88 \text{ kVA}$$

- Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo; basándose en lo anterior se puede expresar el concepto en forma matemática:

$$F_c = \frac{D_m}{D_{ms}} = \frac{D_m \times D_d}{D_m \times D_d} = \frac{\text{energía absorbida en el intervalo } D_d}{D_m \times D_d}$$

El pico de carga puede ser el máximo instantáneo o el máximo promedio en un intervalo (demanda máxima), en esta definición el pico de carga por lo regular se entiende como la mayor de todas las cargas promedio en un intervalo específico.

El promedio y las cargas máximas instantáneas se deben expresar en las mismas unidades para que el factor de carga sea adimensional, la definición del factor de carga debe ser específica en el establecimiento del intervalo de la demanda así como el período en que la demanda máxima y la carga promedio se apliquen.

Para una carga dada, excepto una en que el ciclo de carga este compuesto de ciclos idénticos, un período mayor dará un factor de carga más pequeño, dado que el consumo de energía se distribuye en un tiempo mayor, el factor de carga anual influido por las estaciones del año será considerablemente menor que el de un factor de carga diario o semanal, asimismo, el factor de carga semanal será menor que un factor de carga diario.

Por lo tanto, es importante observar que cuando se quieran comparar diversos factores de carga característicos esto se debe o puede hacer siempre y cuando los intervalos sean idénticos.

Una carga constante durante un período tendrá un factor de carga de 1.0 debido a que la carga promedio y el pico de carga son iguales, por lo general el factor de carga es mucho menor.

El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante un período. Ciclos de carga de varias formas y diferentes picos de carga pueden tener factores de carga iguales, siendo el único requisito cuando la relación de los respectivos promedios a los picos de carga sean iguales.

En cuanto a los problemas concernientes de los sistemas de distribución, el factor de carga por sí solo no es usualmente tan importante como la curva de carga de la cual se deriva, la curva muestra las fluctuaciones de la carga de hora a hora o de día a día a través del período que se considere.

El factor de carga es un índice de la eficiencia del sistema o parte del sistema de distribución, siendo el 100% de factor de carga o el pico de carga constante de las 24 horas por día el máximo posible.

1.5.3).- FACTOR DE DEMANDA

El factor de demanda en un intervalo d de un sistema de distribución o de una carga, es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada. Obviamente el factor de demanda es un número adimensional; por tanto la demanda máxima y la carga instalada se deberán considerar en las mismas unidades, el factor de demanda generalmente es menor que 1 y será unitario cuando durante el intervalo d todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales.

Por lo tanto, el factor de demanda se expresa:

$$F_d = \frac{D_{ms}}{P_{ins}}$$

Donde:

F_d = Factor de demanda del sistema de distribución.

D ms = Demanda máxima del sistema de distribución en un intervalo (d).
 P ins = Carga total instalada en el sistema de distribución.

A continuación se enlistan los factores de demanda reales de servicios industriales, comerciales y residenciales más comunes que se deben utilizar para el diseño de sistemas de distribución.

CARGAS DE SERVICIOS HABITACIONALES:

TIPOS DE SERVICIOS	F. DE DEM.
* Asilos y casas de salud.	45 %
* Asociaciones civiles.	40 %
* Casas de huéspedes.	45 %
* Servicio de edificio residencial.	40 %
* Estacionamiento o pensiones.	40 %
* Hospicios y casas de cuna.	40 %
* Iglesias y templos.	45 %
* Servicio residencial sin aire acondicionado	40 %
* Servicio residencial con aire acondicionado	55 %

CARGAS COMERCIALES:

TIPOS DE SERVICIOS	F. DE DEM.
* Tiendas y abarrotes.	65 %
* Agencias de publicidad.	40 %
* Alfombras y tapetes.	65 %
* Almacenes de ropa y bonetería	65 %
* Artículos fotográficos.	55 %
* Bancos.	50 %
* Baños públicos.	50 %
* Boticas, farmacias y droguerías.	50 %
* Cafeterías.	55 %
* Camiserías.	65 %
* Centros comerciales, tiendas de descuento.	65 %
* Colegios.	40 %
* Dependencias de gobierno.	50 %
* Embajadas, consulados.	40 %
* Gasolineras.	45 %
* Imprentas.	50 %
* Jugueterías.	55 %
* Papelerías.	50 %
* Mercados y bodegas.	50 %
* Molinos de nixtamal.	70 %

TIPOS DE SERVICIOS F. DE DEM.

* Panaderías.	40 %
* Peluquerías, salas de belleza.	40 %
* Restaurantes.	60 %
* Teatros y cines.	50 %
* Zapaterías.	60 %

EQUIPOS DE FUERZA:

TIPOS DE SERVICIOS	F. DE DEM.
* Hornos de acero de inducción.	100 %
* Soldadoras de arco y resistencia.	60 %
* Motores para: bombas, compresores, elevadores, máquinas, herramientas, ventiladores.	60 %
* Motores para: operaciones semi continuas en fábricas y plantas de proceso.	70 %
* Motores para: operaciones continuas tales como fábricas textiles.	80 %

I.5.4).- FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia se define básicamente como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA), cuando se aplica a circuitos polifásicos en que el voltaje y la corriente son senoidales y balanceados, el circuito se analiza por fase, así, el factor de potencia esta dado de la siguiente manera:

$$fp = \cos (a - b)$$

$$fp = \cos q$$

donde a y b son dos ángulos de fase del voltaje y corriente respectivamente, y q es el ángulo de atraso de la corriente con respecto a la caída de tensión en la carga.

La definición anterior por lo general 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 producir un error, por lo tanto, se debe saber cuales 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 determinar que un factor de potencia del grupo es aplicable a cada carga de manera individual, es fundamental imaginar que las potencias totales, aparentes, activas y reactivas, se distribuyen de manera similar a lo largo del alimentador de distribución. De la misma manera, se considera razonable determinar el factor de potencia promedio en lugar 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 kWh y los kilovars-hora.

1.5.5).- FACTOR DE UTILIZACION

El factor de utilización de un sistema de distribución es la relación entre demanda máxima y la capacidad nominal del sistema de distribución que lo suministra.

El factor de utilización es adimensional, por tanto la demanda máxima y la capacidad del sistema de distribución se deberán expresar en las mismas unidades. Se puede decir entonces que mientras el factor de demanda expresa el porcentaje de potencia instalada que ésta siendo alimentada, el de utilización establece qué porcentaje de la capacidad del sistema de distribución esta siendo utilizando durante el pico de carga.

Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$Fu = \frac{D_{ms}}{C_s}$$

donde:

Fu = Factor de utilización del sistema.

D ms = Demanda máxima del sistema de distribución.

C s = Capacidad del sistema de distribución.

1.5.6).- FACTOR DE DIVERSIDAD

Cuando se proyecta un alimentador de distribución para determinado consumidor se debe tomar en cuenta se demanda máxima debido a que ésta es la que impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión, sin embargo, surge inmediatamente la pregunta ¿Será la demanda máxima de un grupo de consumidores igual a la suma de las demandas máximas individuales ?, la respuesta a esta pregunta es no, pues en todo el sistema de distribución existe diversidad entre los consumidores, es lo que hace por regla general que la demanda máxima de un conjunto de cargas sea menor que la suma de las demandas máximas individuales.

En el diseño de un sistema de distribución no interesará el valor de cada demanda individual, pero sí la del conjunto. Se define entonces que demanda diversificada es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales del conjunto en un tiempo (ta) 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 (t máx) y el número de cargas; la demanda máxima diversificada es la que se obtiene para la demanda máxima del conjunto.

Se define la demanda máxima no coincidente de un conjunto de cargas como la relación entre la suma de las demandas máximas de cada carga y el número de cargas, lo que matemáticamente se expresa como:

$$D \text{ div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i(t_a)}{n}$$

$$D \text{ mnc} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{n}$$

donde:

D div.- demanda diversificada del conjunto en el instante t_a .

$D_i(t_a)$.- demanda de la carga en i en el instante t_a
($i = 1, 2, \dots, n$).

D mnc.- demanda máxima no coincidente del conjunto

D_{mi} .- demanda máxima de la carga i .

La diversidad entre las demandas se mide por el factor de diversidad, que se puede definir como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas.

El factor de diversidad se puede referir a dos o más cargas separadas o se pueden incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema de eléctrico o de un sistema de distribución, esto se puede expresar matemáticamente como sigue:

$$F \text{ div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{ms}}$$

En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor que la unidad ($F \text{ div} \geq 1$). Si se conocen 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 divididas entre el factor de diversidad, éste se usa para determinar la máxima demanda resultante de la combinación de un grupo individual de cargas, o de la combinación de dos o más grupos.

Estas combinaciones podrán representar un grupo de consumidores alimentados por un transformador o 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 grupo de demandas por el factor de coincidencia.

1.5.7).- FACTOR DE SIMULTANEIDAD

Al proyectar un alimentador de distribución para un consumidor deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima a que esta impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión. Cuando más de un consumidor de características similares es alimentado por un mismo cable, es necesario considerar la simultaneidad existente en el uso de la energía eléctrica para los distintos tipos de consumidores.

$$F_c = \frac{D_{ms}}{D_{m_1} + D_{m_2} + \dots + D_{m_n}} < 1$$

En la tabla siguiente, se muestran los distintos valores de factores de simultaneidad en función del número de consumidores.

Número de consumidores	Factores de simultaneidad
1 A 4	1.00
5 A 9	0.78
10 A 14	0.63
15 A 19	0.53
20 A 24	0.49
25 o MAS	0.40

1.5.8).- FACTOR DE COINCIDENCIA

Mientras que el factor de diversidad nunca es menor que la unidad, el factor de coincidencia nunca es mayor que la unidad. El factor de coincidencia puede considerarse como el porcentaje promedio de la demanda máxima individual de un grupo que es coincidente en el momento de la demanda máxima del grupo.

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

La diversidad entre las cargas individuales o grupos separados tiende a incrementarse si las características de la carga difieren, de tal manera que si un grupo de cargas individuales tienen normalmente su demanda máxima por la tarde (como las cargas residenciales) y se combina con un grupo formado por cargas individuales que normalmente tienen sus demandas máximas en la mañana (como en pequeñas o medianas industrias), el factor de diversidad será mayor que si todas las cargas tuvieran su máxima demanda en la tarde o todos sus máximos en las mañanas.

FACTORES DE DIVERSIDAD Y DE COINCIDENCIA

Equipo / sistema	Factor diversidad	Factor coincidencia
Entre transformadores de distribución	1.2 - 1.35	74 - 83.5
Entre alimentadores primarios	1.08 - 1.2	83.3 - 92.5
Entre subestaciones de distribución	1.05 - 1.25	80 - 95.5

El factor de coincidencia para cargas comerciales o industriales puede ser hasta del doble que para cargas residenciales. El factor de coincidencia promedio mensual usualmente será mayor que el factor correspondiente para un año. Esto se debe a los cambios de estación en la carga y debido a que la diversidad anual se basa en 12 diferentes demandas máximas durante el año, mientras que la diversidad mensual se apoya únicamente en la más grande de ésta. En la estimación de carga para el diseño de un sistema de distribución por lo general se emplea el factor de coincidencia anual.

Por lo tanto, el factor de coincidencia es la relación de la demanda máxima de un sistema de distribución respecto a la suma de sus demandas máximas individuales y es menor o igual a uno.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN**

**ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

TEMA II

ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

II.1.- GENERALIDADES

Los sistemas de distribución pueden ser diseñados en estructuras diversas. La estructura del sistema de distribución que se adopte tanto en media como baja tensión dependerá de los parámetros que intervengan en la Planeación del mismo, tales como.

- Densidad.
- Tipos de Cargas:
 - Residencial.
 - Comercial.
 - Industrial.
 - Mixta.
- Localización Geográfica de la carga.
- Area de expansión de la carga.
- Continuidad del servicio.

Un punto importante en la decisión tanto del tipo de construcción como de la estructura del Sistema de Distribución a desarrollar dependerá considerablemente de la calidad del servicio deseado.

Pudiéndose subdividir esta en dos partes fundamentales:

- Regulación de Tensión.
 - Control de Frecuencia.
- Regulación de tensión

Los aparatos que funcionan con energía eléctrica son diseñados para trabajar a una tensión determinada y su funcionamiento será óptimo siempre y cuando la tensión no varíe más allá de los límites determinados. Es importante insistir que la vida del equipo se reduce cuando los límites son traspasados. Así pues, una variación de 5 % se considera satisfactoria y una variación de 10 % es aún tolerable.

- Control de la frecuencia

En México los sistemas eléctricos funcionan a una frecuencia de 60 Hz. Las variaciones de frecuencia tienen un rango tolerable que depende de las características de los equipos y del funcionamiento del mismo sistema; anteriormente era suficiente un control de frecuencia con una precisión del 1 %, en la actualidad los sistemas modernos controlan la frecuencia con una precisión de 0.05 %.

Las variaciones de frecuencia tienen un rango tolerable que depende de las características de control de la frecuencia, es su pureza o sea un porcentaje de armónicas despreciable, ya que la presencia de

armónicas ocasiona pérdidas adicionales y puede llegar a afectar el buen funcionamiento de los equipos, también puede producir fenómenos como es el de resonancia los cuales puede dañar el equipo.

Normalmente las armónicas se presentan en los sistemas de distribución en un porcentaje reducido con relación a la onda fundamental para evitar problemas, pero cuando se presentan son causados generalmente por algún equipo del consumidor.

La topología del sistema de distribución tendrá una influencia decisiva sobre la continuidad del mismo y un impacto menor tanto en la regulación de tensión como en el control de la frecuencia.

En cuanto a su operación hay solo dos tipos fundamentales de sistemas de Distribución:

- Radial.
- Paralelo.

Por definición un sistema radial es aquel en el que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en esta última produce una interrupción en el servicio.

Este sistema de servicio de energía eléctrica es probablemente el más antiguo y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica. Las estructuras de operación radial debido a su bajo costo y simplicidad seguirán usándose; pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables.

En un sistema de operación en paralelo, el flujo de energía se reparte entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria.

La operación en paralelo es sobre todo utilizada en sistemas de distribución de baja tensión. Con este tipo de sistemas se tiene una estructura sencilla en la estructura primaria o de media tensión, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la estructura de baja tensión. Las protecciones solo existen en la salida de los alimentadores primarios y a la salida de los transformadores. La eliminación de las fallas en los cables de baja tensión se hace por autoextinción o bien, con fusibles limitadores colocados en los extremos de los mismos. En este caso el nivel de continuidad desciende hasta las derivaciones de los servicios.

Cada uno de estos sistemas de distribución tienen algunas variaciones y modificaciones por lo tanto, es conveniente establecer una clasificación funcional de las diferentes estructuras, así como de sus combinaciones posibles.

TEMA II

ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

I.2.- ESTRUCTURAS EN MEDIA TENSION

En forma generalizada es posible enumerar las diferentes estructuras de media tensión más comúnmente empleadas en la actualidad en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Sistema aéreo	<ul style="list-style-type: none">- Estructura Radial- Estructura en Anillo Abierto- Estructura en Anillo Cerrado
Sistema Subterráneo	<ul style="list-style-type: none">- Estructura Radial- Estructura en Anillo Abierto- Estructura en Anillo Cerrado- Estructura en Mallas- Estructura en Doble Derivación- Estructura en Derivación Múltiple- Estructura de Alimentadores Selectivos
Sistema mixto	<ul style="list-style-type: none">- Estructura radial

Sistema aéreo

- Estructura Radial

La estructura radial es la más ampliamente empleada, aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente, su sencillez de operación y bajo costo la hacen de suma utilidad en muchos casos. Estos sistemas son recomendables preferentemente en las zonas rurales y urbanas de baja densidad de carga. de la subestación de distribución parten los alimentadores primarios que están formados por líneas aéreas montadas en postes, los cuales alimentan a los transformadores de distribución que están de igual manera montados sobre postes. En las zonas donde la densidad de carga es baja, se emplea la estructura radial, como es el caso de las regiones rurales.

El sistema aéreo de distribución en estructura radial con alimentadores primarios trifásicos, tres hilos, esta formado por un circuito trifásico de tres hilos, los ramales pueden ser tambien trifásicos de tres hilos y alimentar transformadores de distribución trifásicos o bien estar constituidos por dos conductores de fase que alimentan transformadores de distribución monofásicos.

El sistema aéreo de distribución en estructura radial con alimentadores primarios trifásicos, cuatro hilos, esta formado por cuatro hilos, uno por fase y un conductor neutro. La mayor parte del alimentador primario lo forma un circuito monofásico constituido por un conductor de fase y uno neutro. Para su funcionamiento óptimo, el neutro debe quedar conectado a tierra en forma eficaz, para lo que es necesario una conexión de tierra en cada poste. Si el neutro se desconecta de tierra por alguna causa o si fuese muy alta la impedancia de la conexión a tierra, se provocaría elevación peligrosas de tensión y corrientes excesivas, originadas por el desplazamiento del neutro con cargas desequilibradas. Su aplicación principal es como sistema de distribución monofásico, tomando un conductor de fase y el neutro para zonas rurales con densidad de carga baja.

- Estructura en anillo abierto

Esta estructura se emplea para mejorar la continuidad del servicio en zonas de densidad de carga elevada, interconectando los extremos de alimentadores primarios que salen de una misma subestación mediante un interruptor que tiene dos formas de operación.

* Operación del interruptor normalmente abierto

En este caso los alimentadores funcionan como radiales. Si se presenta una falla en cualquiera de los alimentadores, abre el interruptor correspondiente a la subestación de distribución y después de aislar la zona afectada por la falla es posible cerrar el interruptor para tomar parte de la carga del alimentador afectado.

* Operación del interruptor normalmente cerrado

Es propiamente un sistema de distribución en anillo. Se obtiene una mejor regulación del voltaje reduciendo las pérdidas y la carga total se divide entre los dos alimentadores, correspondientes cada uno a distinta subestación de distribución. En condiciones normales de operación el alimentador está tomando la carga de los dos alimentadores, debido a que el interruptor del extremo de ambos se encuentra normalmente cerrado, el interruptor propio y de amarre de una de las subestaciones de distribución se encuentran normalmente abiertos. Una falla en un punto del anillo provoca la apertura instantánea del interruptor propio del alimentador y de amarre de la otra subestación de distribución; al detectar el tramo de falla, este se aísla; para que posteriormente se cierren los interruptores propios de ambos alimentadores, restableciendo el suministro de energía eléctrica a los usuarios que se encuentren fuera de la zona con falla.

Sistema subterráneo

- Estructura Radial

La estructura radial en un sistema subterráneo es similar al del aéreo. Es necesario volver a mencionar que para este tipo de estructura, la continuidad del suministro de energía eléctrica se encuentra limitada a una sola fuente de suministro; su sencillez de operación y bajo costo la hacen muy útil. Por el tipo de sistema el índice de fallas se reduce en comparación al del sistema aéreo.

- Estructuras en Anillo

a) Estructura en anillo abierto

Este tipo de estructura se constituye a base de bucles de igual sección, derivados de las subestaciones de distribución, las cuales quedan alimentadas en seccionamiento exclusivamente.

Las estructuras en anillo operan normalmente abiertas en un punto, que generalmente es el punto medio, razón por la cual se les conoce como estructuras en anillo abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo, se secciona al tramo fallado para proceder a la reparación, siguiendo una serie de maniobras con los elementos de desconexión instalados a lo largo de la subtronal.

Esta estructura es recomendable en zonas con densidades de carga entre 5 a 15 MVA/Km² y en donde el aumento de la carga es nulo o muy pequeño, de tal manera que se pueda absorber fácilmente con la estructura inicial, sin que sea necesario llevar a cabo trabajos para modificar la configuración de la estructura. Como ejemplo de estos casos se tienen las electrificaciones a conjuntos habitacionales.

b) Estructura en anillo cerrado

La configuración de esta estructura es similar a la anterior variando únicamente en que no existe un punto normalmente abierto.

Esta estructura tiene gran aplicación en zonas amplias desarrolladas en cable subterráneo, por la facilidad que se tiene en ir aumentando capacidad instalada paulatinamente sin afectar para nada la estructura fundamental del sistema de distribución. La operación de esta estructura es un poco más complicada que la anterior por el tipo de protección, pero indudablemente la confiabilidad del sistema aumenta considerablemente.

Todos estos factores son importantes y la selección final del tipo de sistema de distribución se ve altamente influenciada por la experiencia que se tenga en equipos, materiales y especialización del personal.

Existen algunas otras ventajas en la implantación de este tipo de estructuras como son un factor de utilización mayor del 60% y un mejor control del nivel de corto circuito.

- Estructura en Mallas

En esta estructura las subestaciones de distribución están repartidas en seccionamiento constituyendo junto con el alimentador, anillos de igual sección. Estos anillos operan en forma radial, para lo cual se opera normalmente abierto uno de los medios de seccionamiento, interruptor o cuchillas, en el transformador de distribución que queda aproximadamente a la mitad. Existen ligas entre anillos, para asegurar una alimentación de emergencia. En el caso de un incidente interno en el anillo, se resuelve con los propios recursos, haciendo maniobras entre grupos de transformadores de distribución. Por lo cual la capacidad de la malla corresponde a la del alimentador. Esta estructura es recomendable en zonas de crecimiento acelerado y de cargas no puntuales, debido a sus características de posibilidades de expansión y reparto de carga. Su aplicación es recomendable en zonas comerciales importantes con densidades mayores de los 20 MVA/Km².

- Estructura en Doble Derivación

La disposición de los alimentadores en el caso de esta estructura se hace por pares siendo las secciones uniformes para los alimentadores troncales y menores para las derivaciones a los transformadores de distribución y servicios, los cuales quedan alimentados en derivación.

Es una estructura que resulta conveniente en zonas concentradas de carga y con densidades de carga del orden de 5 a 15 MVA/Km².

La aplicación más específica puede ser en zonas industriales, comerciales o zonas turísticas de configuración extendida en las que se tiene necesidad de dobles alimentaciones para asegurar una elevada continuidad y presentan características de carga y geometría bastante concentradas.

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

La operación se puede llevar a cabo en dos formas diferentes:

- 1.- Haciendo trabajar todo el alimentador emergente sin carga

2.- Haciendo trabajar el alimentador emergente con solo la mitad de la carga total.

La primera forma tiene la desventaja que mientras el alimentador emergente trabaja al mínimo, pues sólo está energizado, el alimentador preferente está trabajando al máximo de la carga conectada a él; mientras que en la segunda forma tanto el alimentador preferente como el emergente trabajan en iguales condiciones de carga.

Dentro de las normas de diseño que caracterizan a este tipo de estructuras, se tienen las dos siguientes que son muy importantes:

1.- El equipo de transferencia debe tener un mecanismo que impida la puesta en paralelo de los dos alimentadores.

2.- Para obtener una mejor confiabilidad de servicio, es conveniente instalar los alimentadores en rutas diferentes.

- Estructura en Derivación Múltiple

Esta estructura red se constituye por un número determinado de alimentadores que contribuyen simultáneamente a la alimentación de la carga. En realidad estas configuraciones son una extensión de las estructuras en derivación doble, ya que siguen el mismo principio, solamente que este tipo de configuración permite alimentar una área mayor, debido al mayor número de alimentadores.

Esta estructura se debe diseñar dejando un margen de capacidad de reserva en los alimentadores de media tensión, de tal manera que al quedar fuera de servicio uno de ellos, la carga se reparta a los restantes, por medio de transferencias automáticas.

Esta estructura tiene aplicación en zonas que presentan cargas concentradas muy fuertes, en las que es necesario proporcionar una alta continuidad a los servicios; tienen además la ventaja que permiten proporcionar servicio a consumidores tanto en media como en baja tensión.

Esta estructura resulta conveniente en zonas de grandes concentraciones de carga, de configuración extendida y con densidades de carga de más de 30 MVA/Km².

- Estructura de Alimentadores Selectivos

Esta estructura se constituye con alimentadores troncales que salen preferentemente de subestaciones de distribución diferentes y llegan hasta la zona por alimentar; de estas troncales se derivan alimentadores ramales de menor sección que van de una troncal a otra enlazándolas, siguiendo el principio de la doble alimentación. Los transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que están conectados en seccionamiento. La protección de esta configuración consiste en interruptores que se instalan en la subestación de distribución, a la salida de cada alimentador troncal y con fusibles limitadores de corriente para proteger al transformador de distribución y dar mayor flexibilidad a la operación de la estructura. Es posible instalar interruptores en los puntos de derivación de las subtroncales.

En condiciones normales de operación los transformadores de distribución se alimentan de las subtroncales con un punto normalmente abierto en las mismas que permite balancear la carga en cada una de ellas. Cuando ocurre una falla en la troncal o subtroncal los dispositivos de seccionamiento permiten efectuar estos movimientos de carga, transfiriendo los transformadores de distribución al alimentador troncal adyacente.

Esta estructura es recomendable para zonas donde las construcciones existentes están siendo sustituidas por edificaciones que representan grandes concentraciones de carga y requieren un alto grado de confiabilidad, siendo conveniente implantar esta estructura en zonas de rápido crecimiento y densidades mayores a 15 MVA/km².

Sistema mixto

- Estructura Radial

La estructura radial en un sistema mixto es similar a la estructura radial del sistema aéreo y subterráneo. El alimentador tendrá una transición de aéreo a subterráneo, el cual llevara la carga de un transformador de distribución o servicio, el que se instalara dentro de un local diseñado para tal fin. Este tipo de estructura se desarrolla en fraccionamientos o unidades habitacionales, las que por estética del conjunto todas las instalaciones van ocultas en el piso.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

**ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

***INTRODUCCIÓN A LOS
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN***

ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS

BREVE HISTORIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD MÉXICO

- **1881** Inicia la primera empresa dedicada a la producción y venta de Energía Eléctrica en la Ciudad de México, para fines de alumbrado público, transportes urbanos y uso doméstico.

BREVE HISTORIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD MÉXICO

- **1902** Se instaló en el centro del país la “Mexican Light and Power Co.”
- **1905** Entran en operación dos generadores de 8 MW cada uno en la Central Hidráulica de Necaxa
- **1910** Sistemas de distribución del tipo rural
- **1925** Entra en operación el primer generador con Turbina de Vapor de 5,000 kW de 3,300 Volts en la Central Nonoalco

BREVE HISTORIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD MÉXICO

- **1926** En el primer cuadro de la Ciudad, las Redes aéreas en 3,000 Volts se convirtieron en redes subterráneas
- Se inició la construcción de la primera Red Automática en 6,000 Volts
- **1928** Inicia su operación la Red Automática Nonoalco
- **1938** Se instaló la Red Automática Jamaica, con siete alimentadores de 6,000 Volts

BREVE HISTORIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD MÉXICO

- **1940** Se instaló la Red Automática Reforma, con seis alimentadores de 6,000 Volts
- **1948** Entra en operación un Generador Diesel de 5,150 kW de 6,300 Volts en la Central Tacubaya
- **1972** Red Automática Central en 23 kV en servicio

BREVE HISTORIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD MÉXICO

- **1974** Red Radial Indianilla 23 kV
- **1975** Red Automática Verónica en servicio
- **1976** Red Radial Polanco en 23 kV (inicia construcción)
- Redes Automáticas Nonoalco y Reforma (Cambio de tensión de 6 a 23 Kv)

BREVE HISTORIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD MÉXICO

- **EXPLOSIÓN DEMOGRÁFICA**
DEPRESIÓN ECONÓMICA
- **1980** Desarrollo de las Redes:
 - Radial Buenavista 23 kV
 - Radial Merced 23 kV

BREVE HISTORIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD MÉXICO

- **1995 a la fecha** Cambio de tensión de 6 a 23 kV de las Redes:
 - Automática Jamaica 23 kV
 - Radial Lagunilla 23 kV
 - Radial San Rafael 23 kV
- Construcción de las Redes:
 - Cuauhtémoc 23 kV
 - Anzures 23 kV
 - Condesa 23 kV
 - Polanco II 23 kV

TENSIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y TRANSMISIÓN

NORMATIVIDAD: NOM-J-98-1978
 ESPECIFICACIÓN CFE L 0000-02
 TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

<i>ESPECIFICACIÓN</i>		<i>TARIFA</i>	
BT.	<i>1000 V</i>	BT.	<i>1 000 V</i>
MT.	<i>1 000 V HASTA 35 000 V</i>	MT.	<i>1 000 V HASTA 35 000 V</i>
A.T.	<i>35 000 V HASTA 230 000 V</i>	A.T. SUBTRANSMISIÓN	<i>35 000 V HASTA 230 000 V</i>
EXTRA A.T.	<i>SUPERIOR A 230 000 V</i>	A.T. TRANSMISIÓN	<i>TRANSMISIÓN SUPERIOR A 230 000 V</i>

FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“ CENTRALES GENERADORAS “

TIPO	No. CENTRALES	UNIDADES	CAPACIDAD MW
Hidroeléctricas	64	179	9534.10
Termoeléctricas	28	93	14070.50
Carboeléctricas	3	12	4000.00
Dual	1	6	2100.00
Ciclo Combinado	6	27	2200.84
Combustión Interna	10	46	103.02
Geotermoeléctricas	5	28	752.90
Nucleoeléctricas	1	2	1309.00
Turbogas	31	70	1512.68
Eoloeléctricas	1	7	1.57

SISTEMA ELÉCTRICO

GENERACIÓN

SISTEMAS DE POTENCIA

(S.E.s Y LINEAS DE TRANSMISIÓN)

ALTA TENSIÓN: 85, 115, 230, 400, kV.

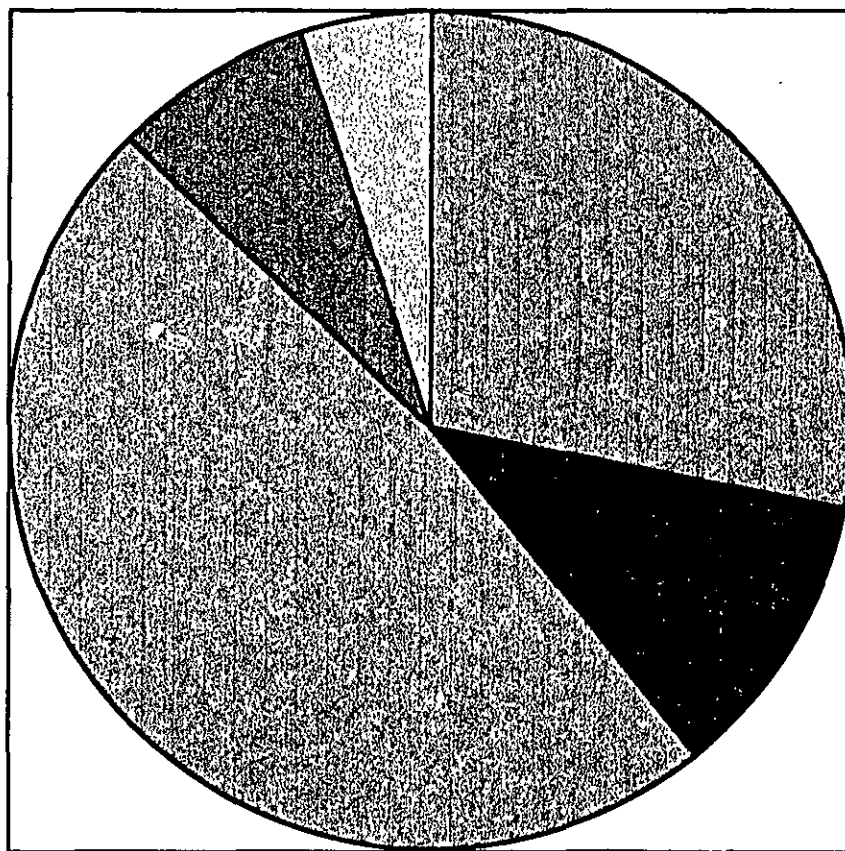
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

MEDIA Y BAJA TENSIÓN: 34.5, 23, 13.8, 6 Y 0.220, kV.

TENSIONES NOMINALES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS (EN kV)

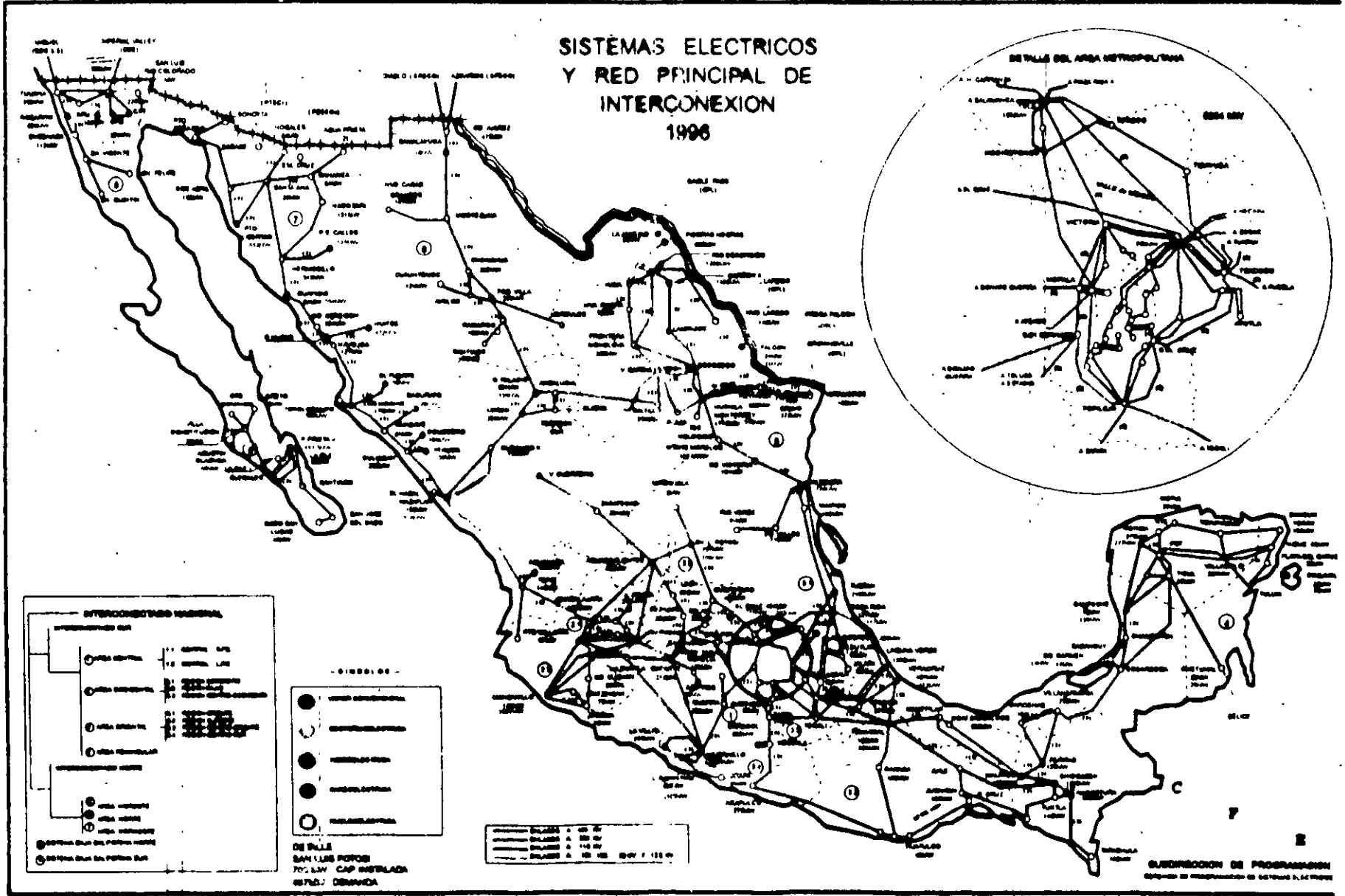
PREFERENTE	RESTRINGIDAS	CONGELADAS
0.120	85	2.4
0.127	138	4.4
0.220	161	6.9
0.240		11.8
13.800		20.0
23.000		44.0
34.500		60.0
69.000		66.0
115.000		70.0
230.000		90.0
400.000		95.0
		150.0

INVERSIÓN EN LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA



- **Generación 35-55%**
- **Transmisión 85 kv 15-25%**
- **Distribución 40-60%**
- **Subestaciones 10-15 %**
- **Varios 5-10%**

SISTEMAS ELECTRICOS Y RED PRINCIPAL DE INTERCONEXION 1996



INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

●	●	●	●
○	○	○	○
○	○	○	○
○	○	○	○

- SÍMBOLOS -

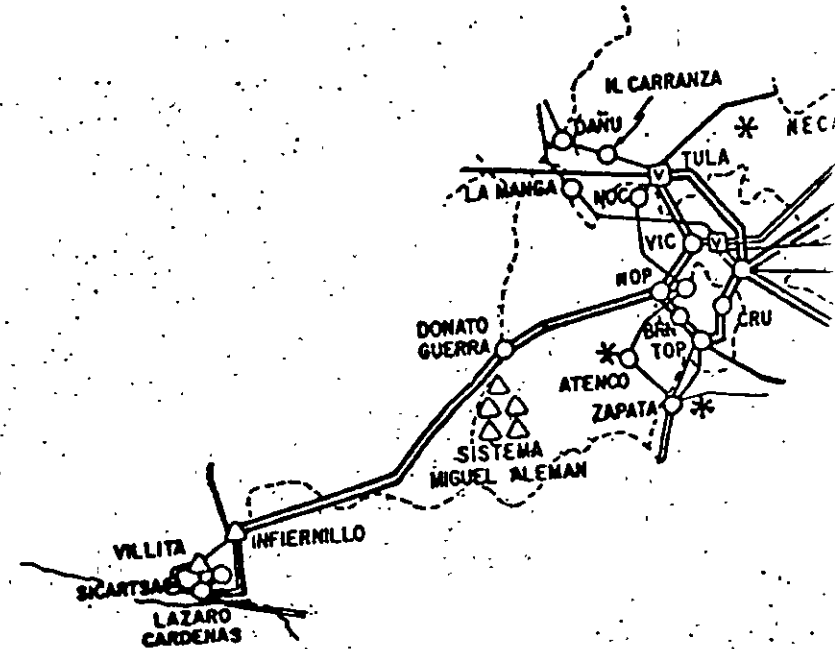
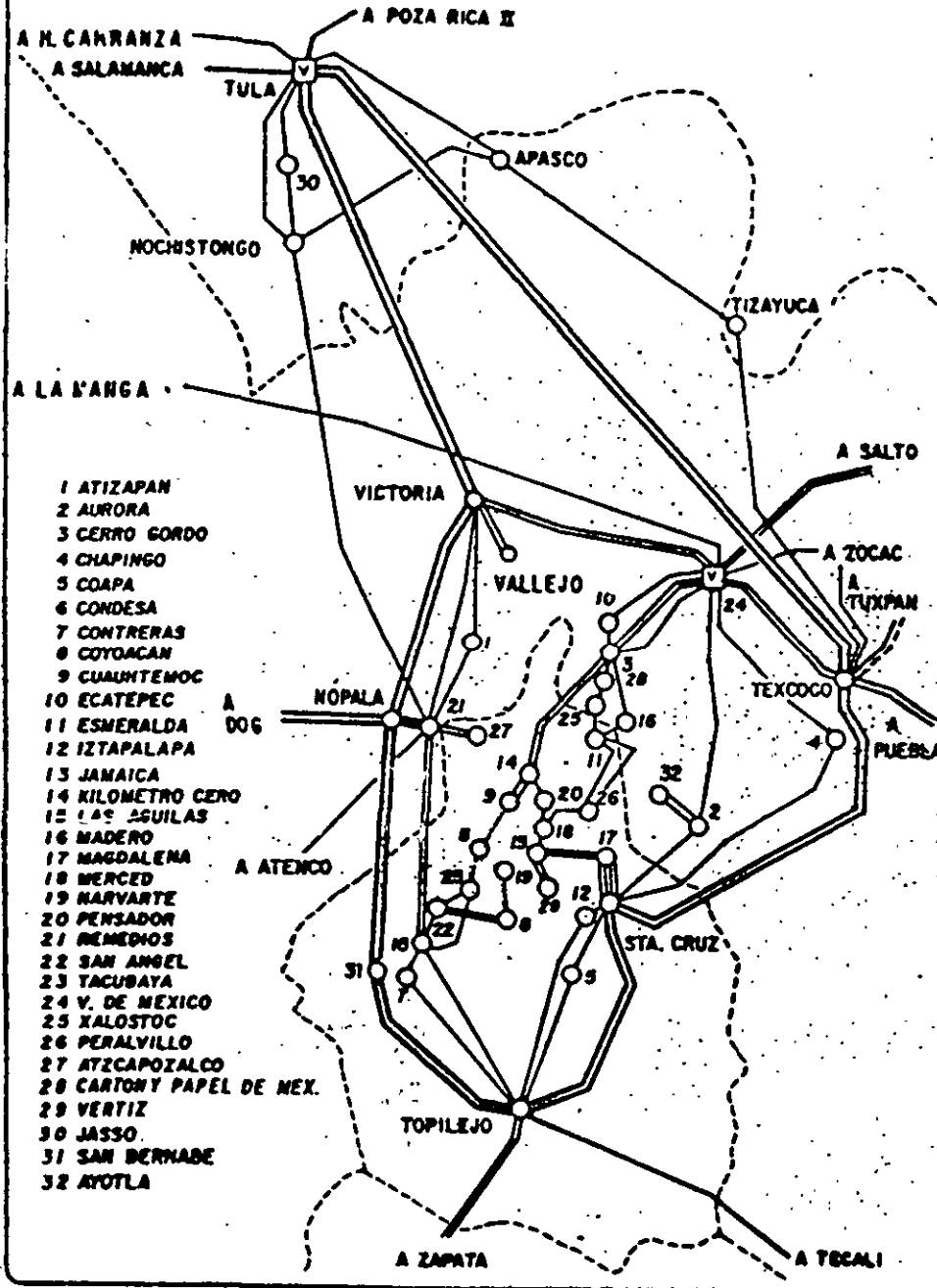
●	●
○	○
○	○
○	○

●	●	●
○	○	○
○	○	○

DE VALLE
SAN LUIS POTOSÍ
70% LW CAP INSTALADA
85% LW DEMANDA

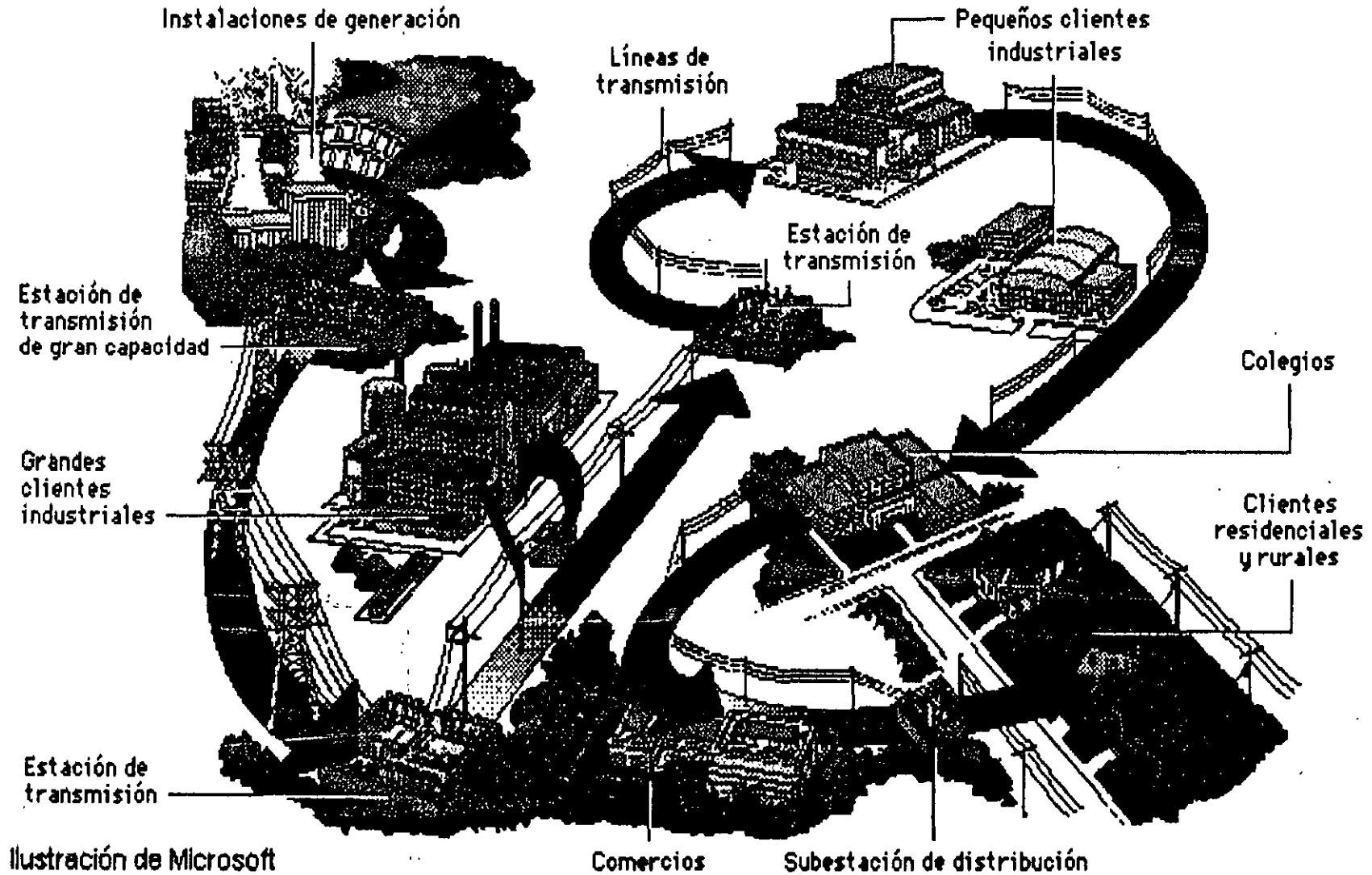
DIRECCION DE PROGRAMACION
SISTEMAS DE INTERCONEXION DE ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

DETALLE AREA METROPOLITANA

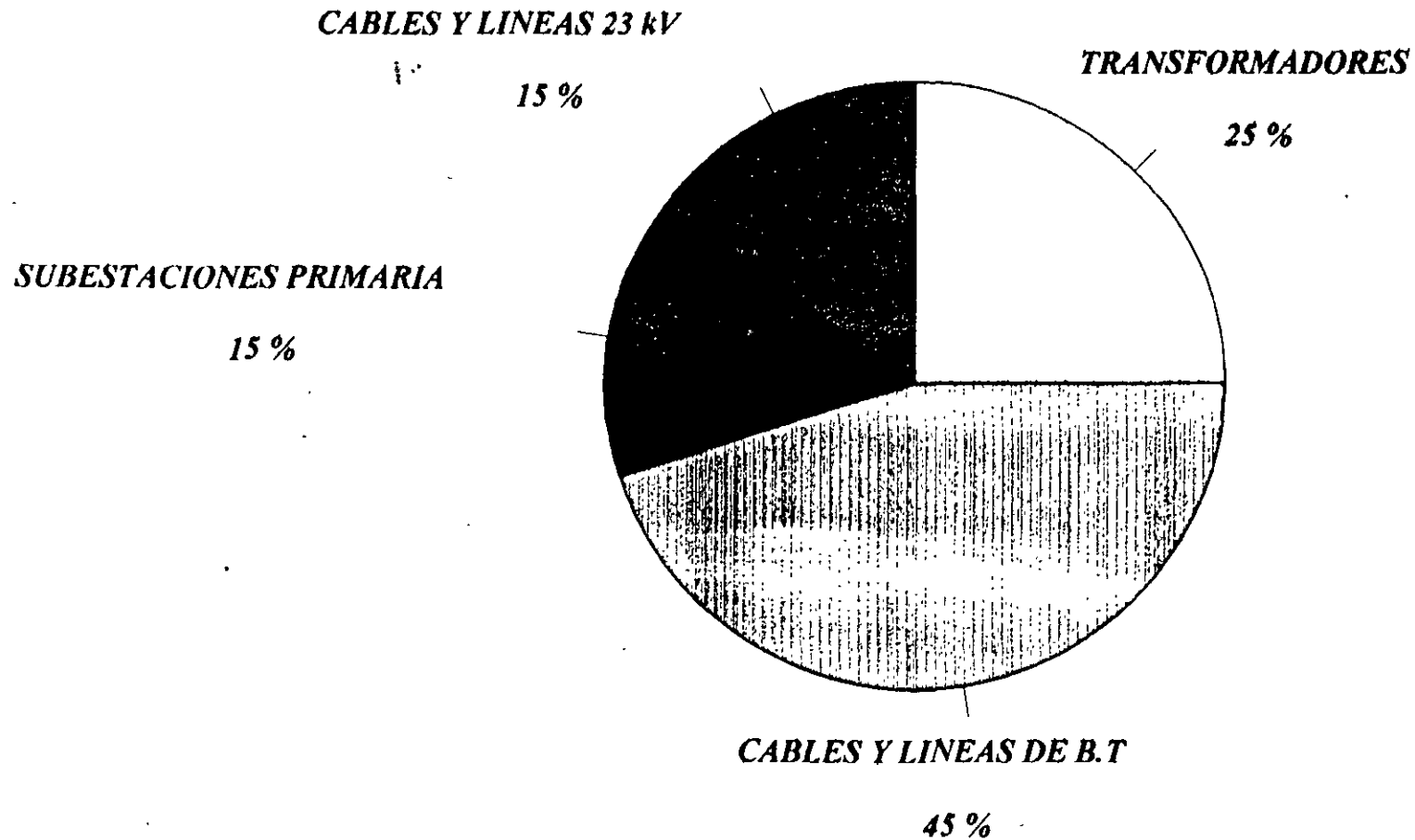


ZONA GEOGRAFICA DEL AREA CENTRAL

SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA



INVERSION EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION





LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

OPERACION DE REDES DE DISTRIBUCION



ZONAS DE ATENCION DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO





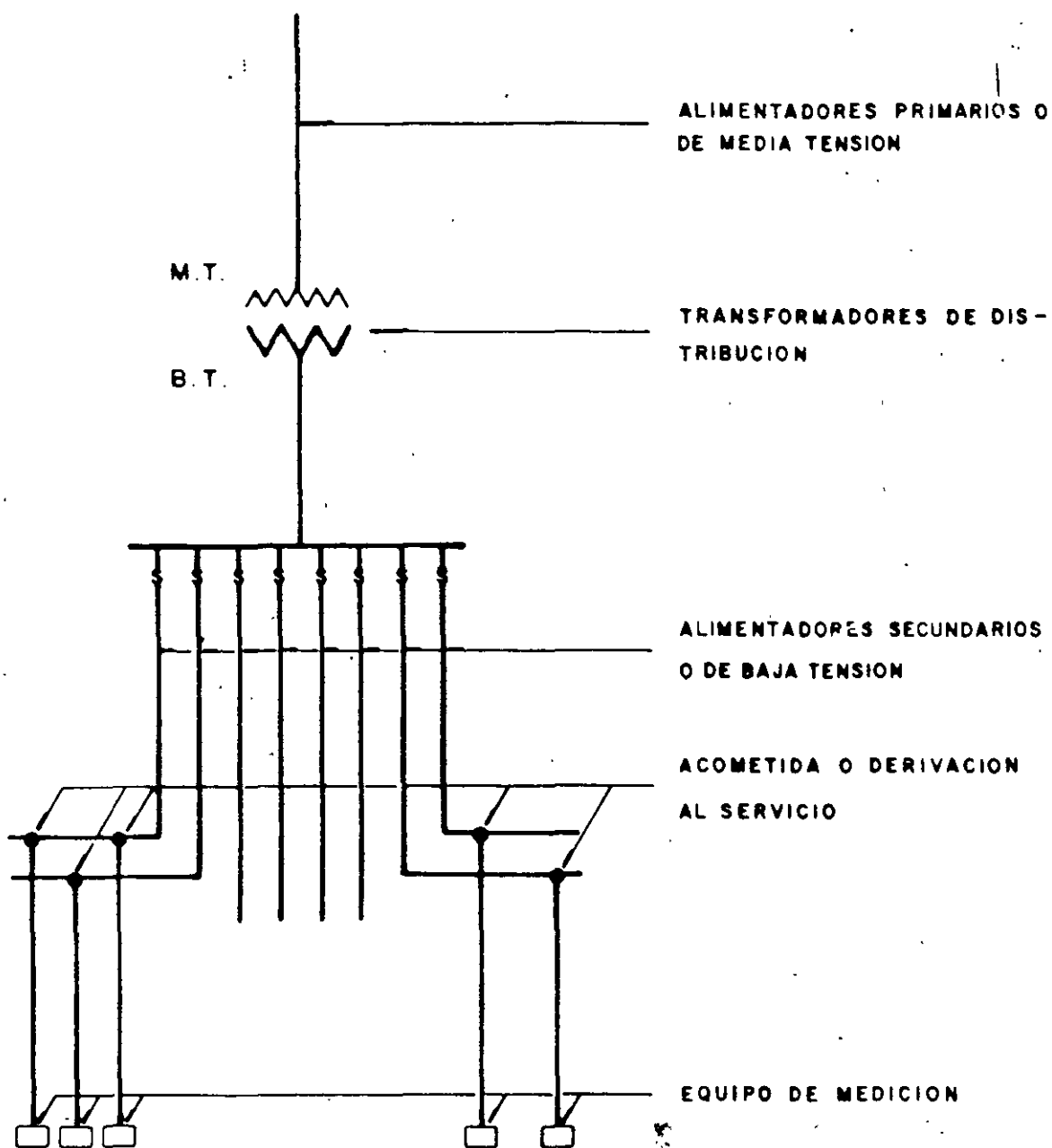
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

OPERACION DE REDES DE DISTRIBUCION



SUBESTACIONES EN OPERACION

TIPO DE SUBESTACION	C.O.R.D.E.	C.O.R.D.P.	C.O.R.D.V.	TOTAL
AUTOMATIZADA	8	14	7	29
CONVENCIONAL	12	8	15	35
RURAL	4	7	0	11
SUBTOTAL	24	29	22	75



PRINCIPALES ELEMENTOS QUE COMPONEN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

TIPOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

POR SU OPERACIÓN, LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN SE CLASIFICAN EN:

RADIAL

UNA SOLA TRAYECTORIA

(FUENTE UNICA)

PARALELO

VARIAS TRAYECTORIAS

(VARIAS FUENTES)

TIPOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

POR SU CONSTRUCCIÓN, LAS REDES DE DIDTRIBUCIÓN SE CLASIFICAN EN:

RED AEREA

- 
- CONDUCTOR DESNUDO**
 - SEMIAISLADO**
 - AISLADO**

RED SUBTERRANEA

- 
- DIRECTAMENTE ENTERRADOS**
 - EN DUCTO**

RED MIXTA



COMBINACIÓN DE LAS ANTERIORES

TIPOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

INTEGRACIÓN DE NUEVOS ELEMENTOS A LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

EN REDES AEREAS

- **RESTAURADORES**
- **SECCIONALIZADORES**
- **FUSIBLES (CORTADORES)**
- **INDICADORES DE FALLA**

EN REDES SUBTERRANEAS

- **TRANSFERENCIAS AUTOMÁTICAS**
- **INTERRUPTORES**
- **INTERRUPTORES EN VACIO (CSV)**
- **INTERRUPTORES EN VACIO
(ESQUEMA DE TELECONTROL)**
- **INDICADORES DE FALLA**

***CARACTERÍSTICAS
DEL SERVICIO***

•**REGULACIÓN DE TENSIÓN**

•**CONTINUIDAD EN EL SERVICIO**

•**CONTROL DE FRECUENCIA**

•**CALIDAD DEL SERVICIO**

TIPOS DE CARGA

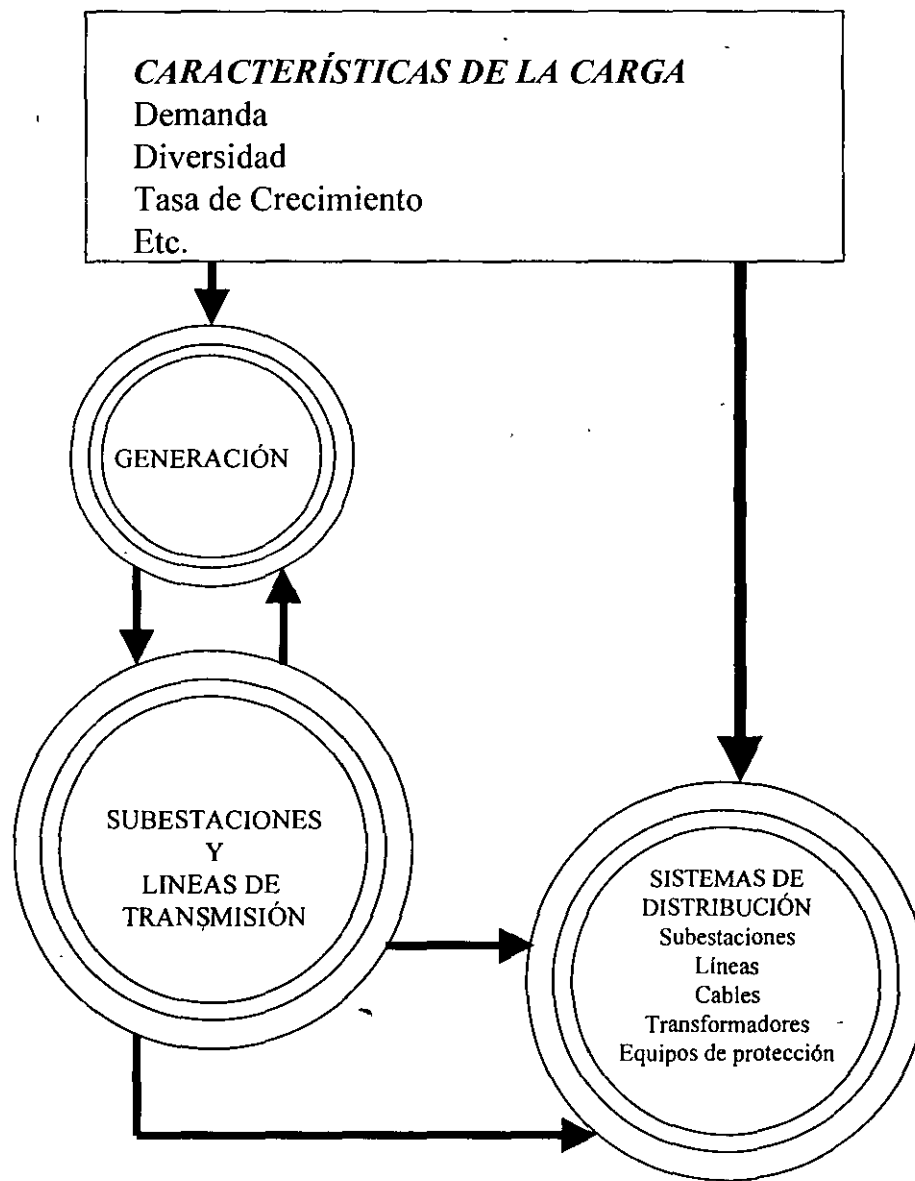
•DE CASA HABITACIÓN

•DE ALUMBRADO PÚBLICO

•DE FUERZA Ó BOMBEO

•DE ESCUELAS

•DE CENTROS SOCIALES Y
DEPORTIVOS



Las características de la carga influyen en los sistemas de potencia y distribución, mas no a la inversa

***CARACTERÍSTICAS
DE LA CARGA***

• **CARGA INSTALADA**

• **DEMANDA**

• **DEMANDA MÁXIMA**

• **FACTOR DE DEMANDA**

• **FACTOR DE COINCIDENCIA**

• **FACTOR DE UTILIZACIÓN**

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

CARGA INSTALADA: *Es la suma de las potencias nominales de las máquinas, aparatos y equipos conectados a un circuito eléctrico en una área determinada y se expresa en KVA ó KW.*

DEMANDA: *Es la potencia consumida de la carga instalada, con su respectivo factor de potencia, en un intervalo de tiempo y se expresa en KVA ó KW.*

DEMANDA MAXIMA: *Es la mayor demanda que se tiene dentro de un intervalo de tiempo en un circuito eléctrico y se expresa en KVA ó KW.*

FACTOR DE DEMANDA: *Es la relación de la demanda máxima de un circuito eléctrico respecto a su carga instalada y es menor ó igual a uno.*

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

FACTOR DE COINCIDENCIA: *Es la relación de la demanda máxima de un sistema, respecto a la suma de sus demandas máximas individuales y es menor ó igual a uno.*

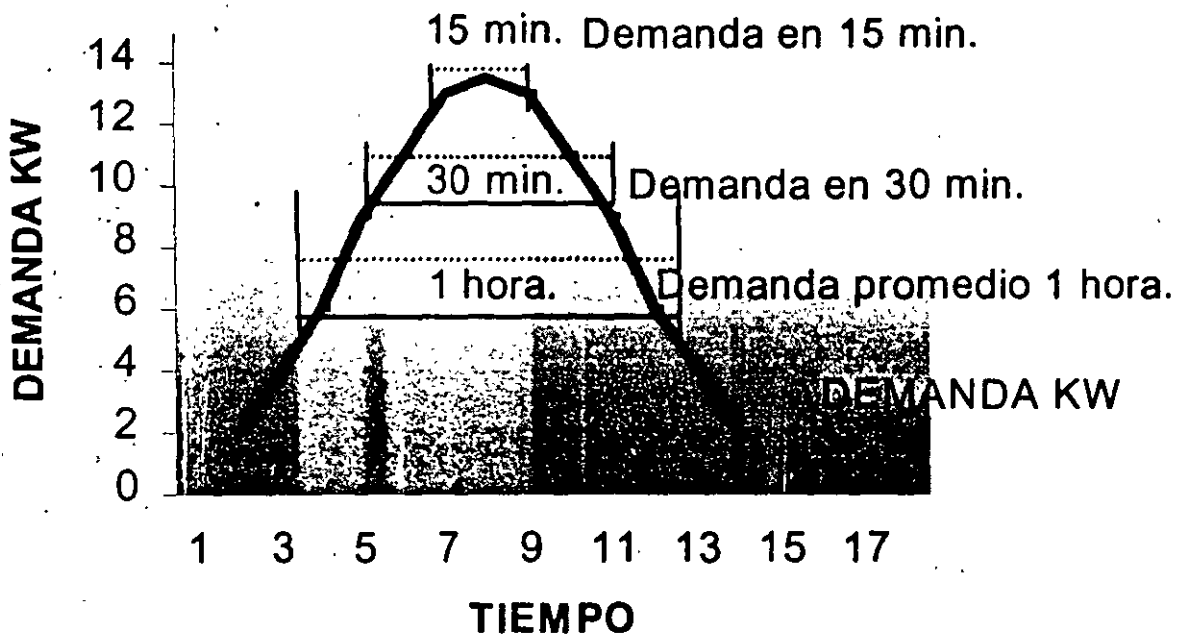
FACTOR DE DIVERSIDAD: *Es la relación de la suma de las demandas máximas individuales de un sistema, respecto a su demanda máxima y es mayor ó igual a uno.*

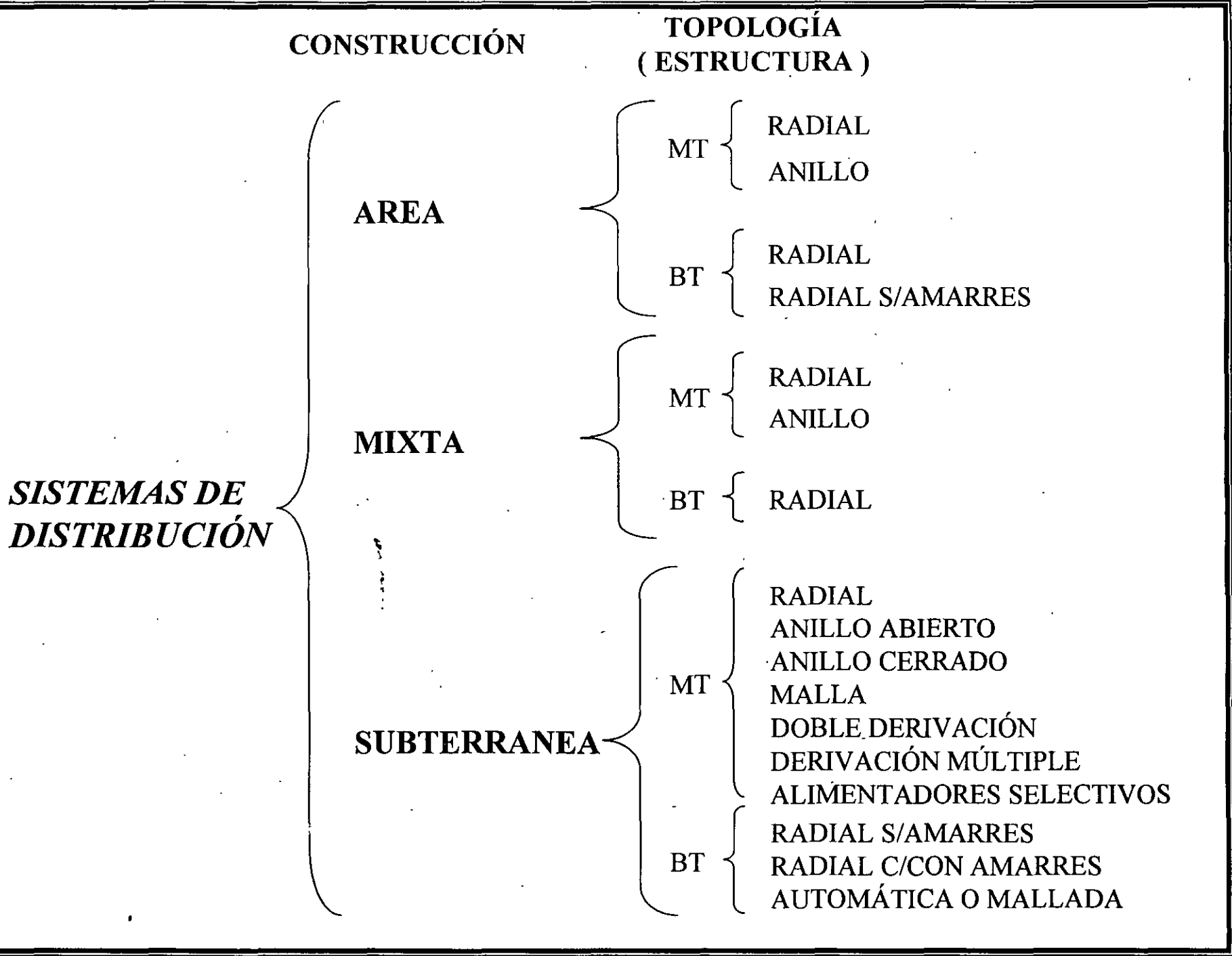
FACTOR DE UTILIZACIÓN: *Es la relación de la demanda máxima, respecto a la capacidad nominal del equipo eléctrico que la suministra.*

FACTOR DE CARGA: *Es la relación de la demanda promedio, respecto a la demanda máxima en intervalo de tiempo.*

FACTOR DE POTENCIA. *Es la relación de la potencia real en KW, respecto a la potencia aparente en KVA y es menor a uno.*

CURVA DE LA DEMANDA





**SISTEMAS
DE DISTRIBUCIÓN**

AÉREOS

>ECONÓMICO

>BAJA DENSIDAD DE CARGA

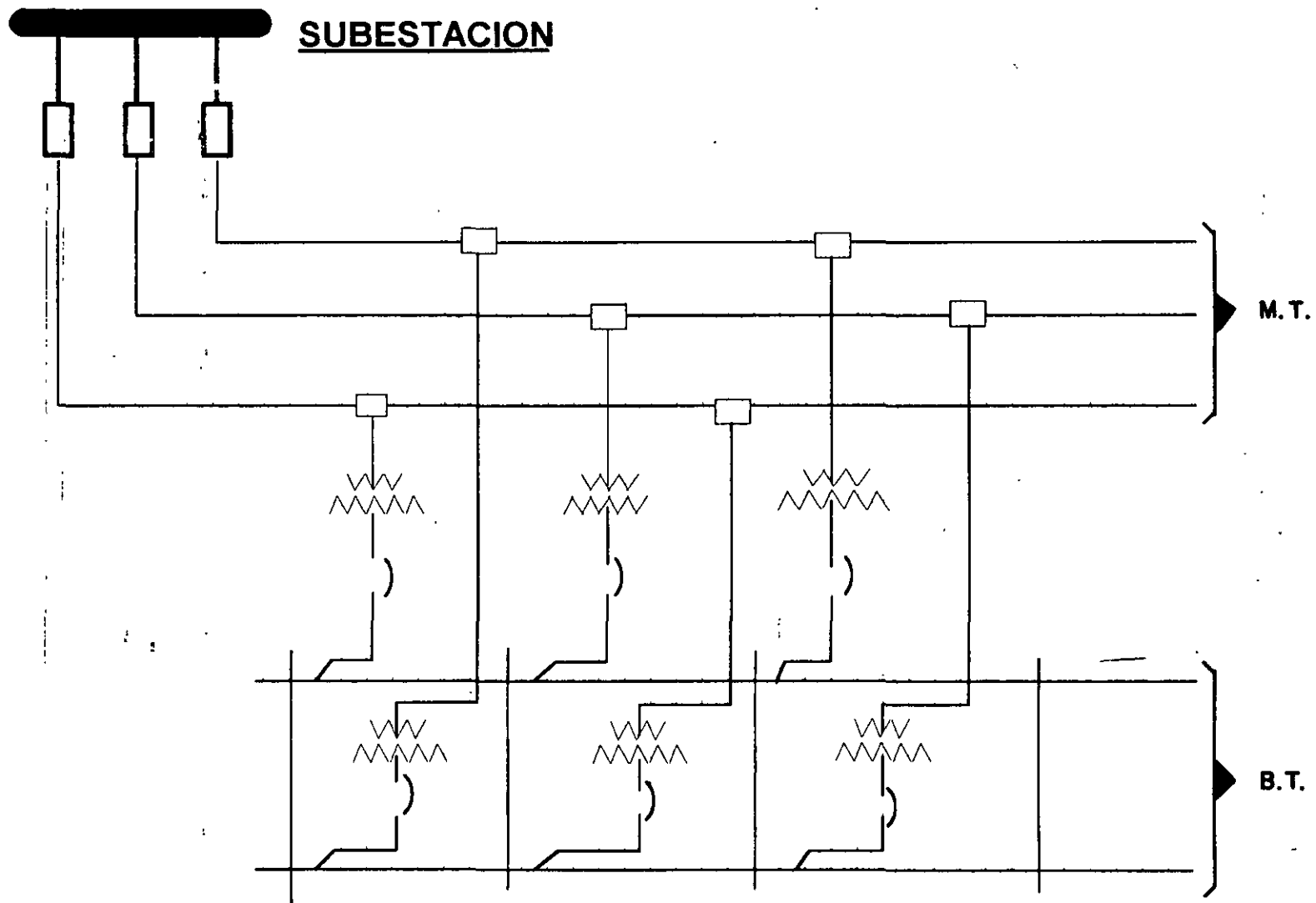
>BAJA CONFIABILIDAD

SUBTERRÁNEOS

>COSTOSO

>ALTA DENSIDAD DE CARGA

**>ALTA CONFIABILIDAD Y
CONTINUIDAD EN EL SERVICIO**



SUBESTACION

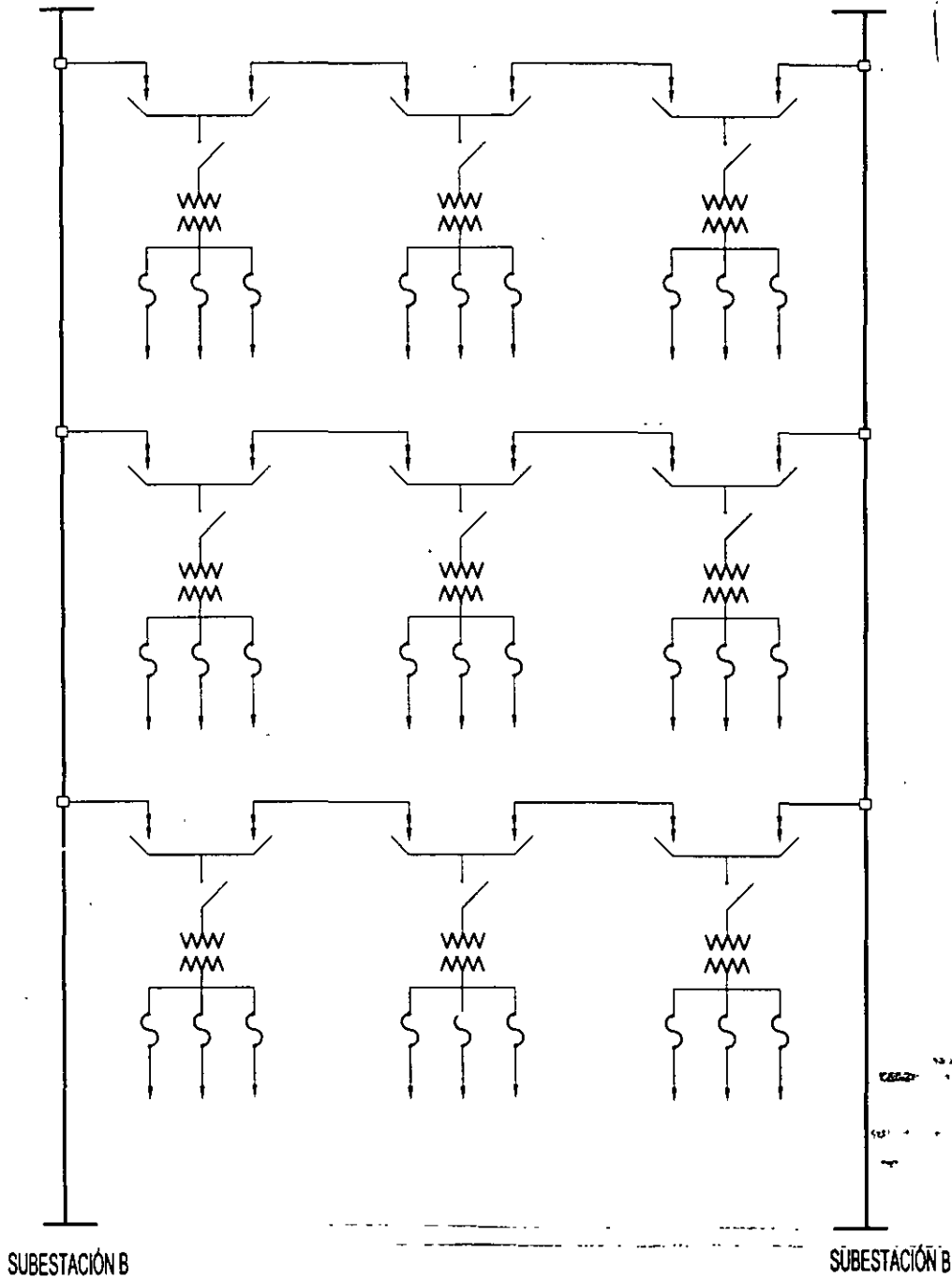
M.T.

B.T.

RED DE OPERACION EN PARALELO

SUBESTACIÓN A

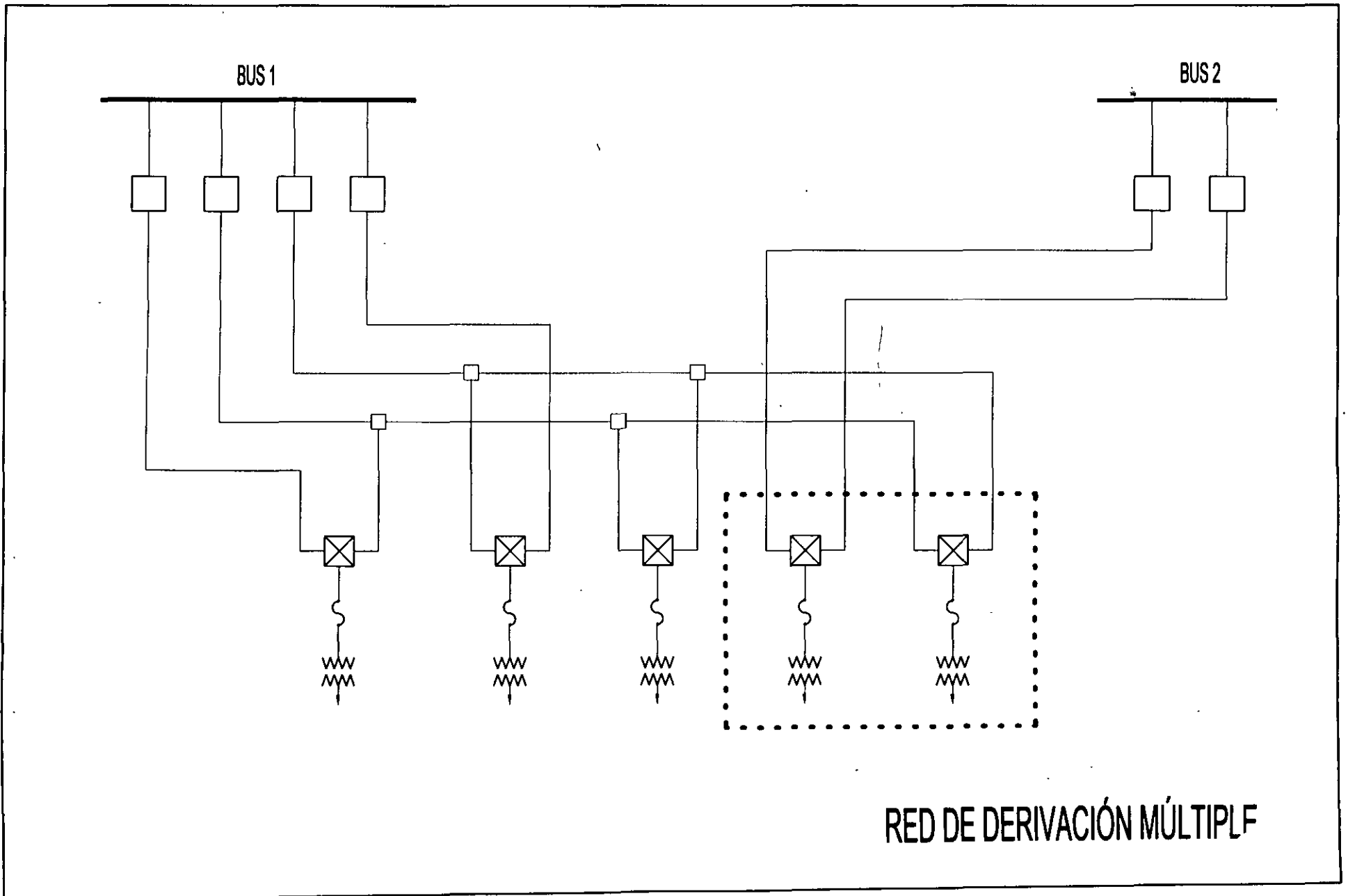
SUBESTACIÓN A



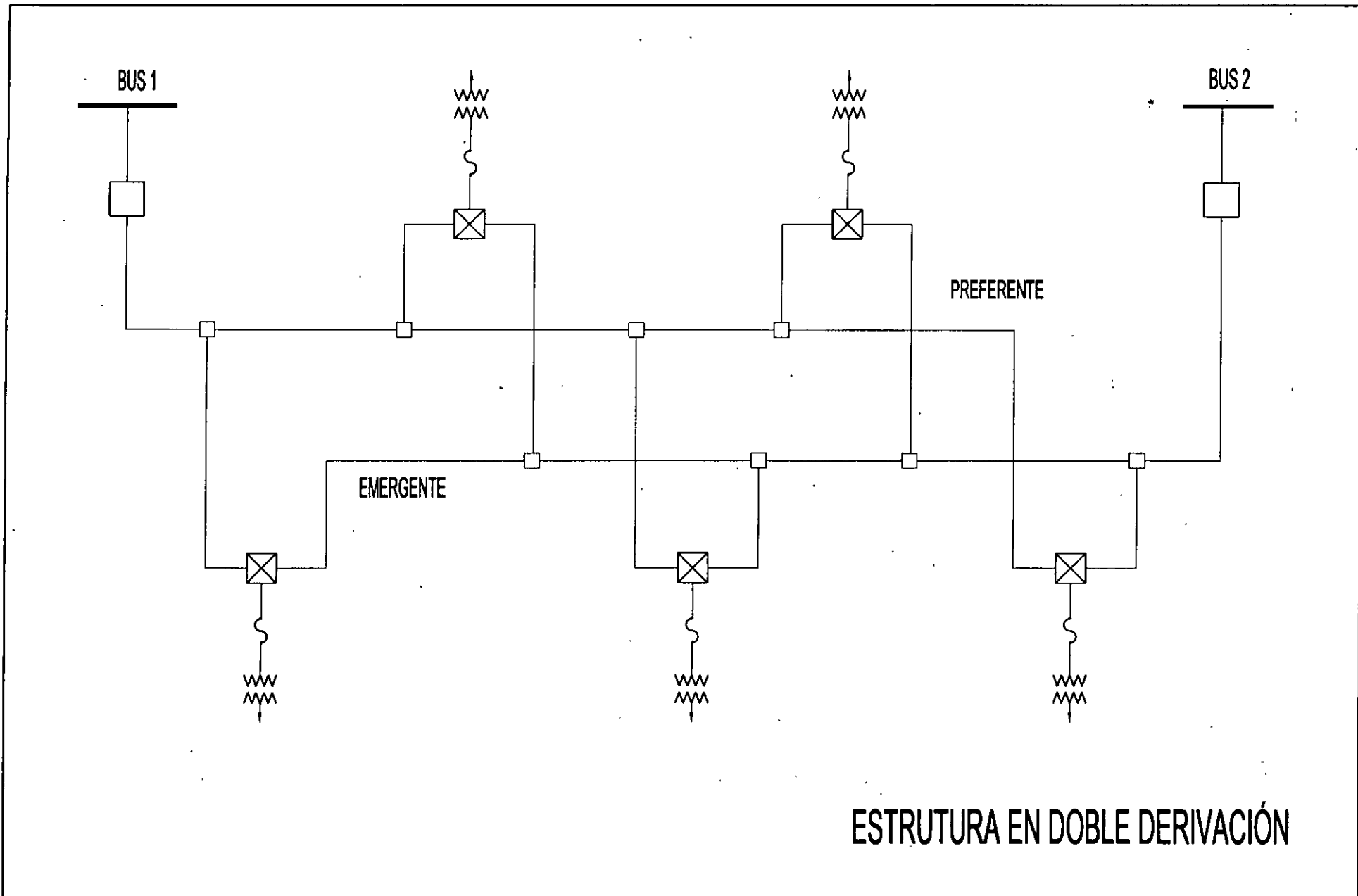
SUBESTACIÓN B

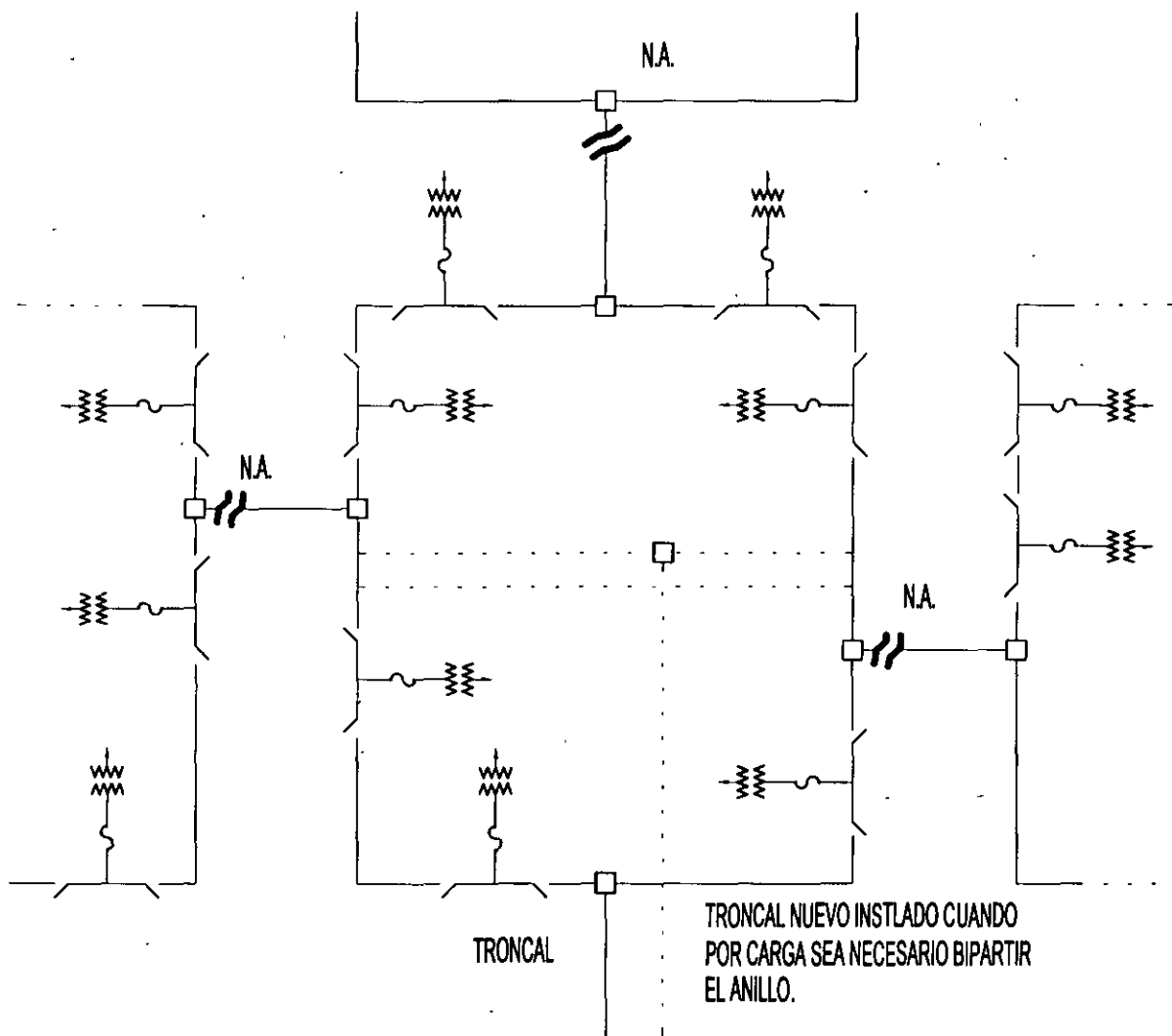
SUBESTACIÓN B

ESTRUCTURA BASICA ALIM. SELECTIVOS



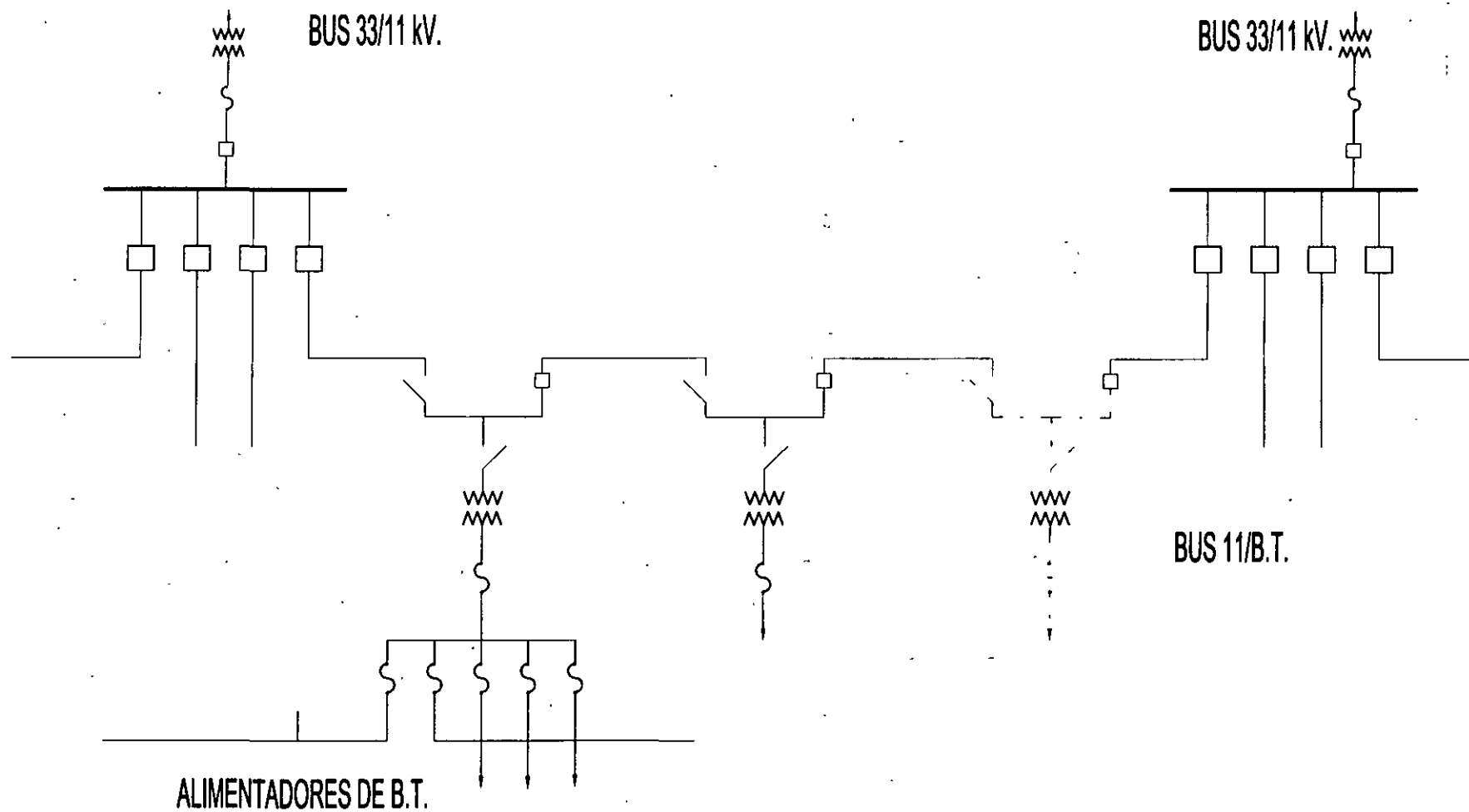
RED DE DERIVACIÓN MÚLTIPLE





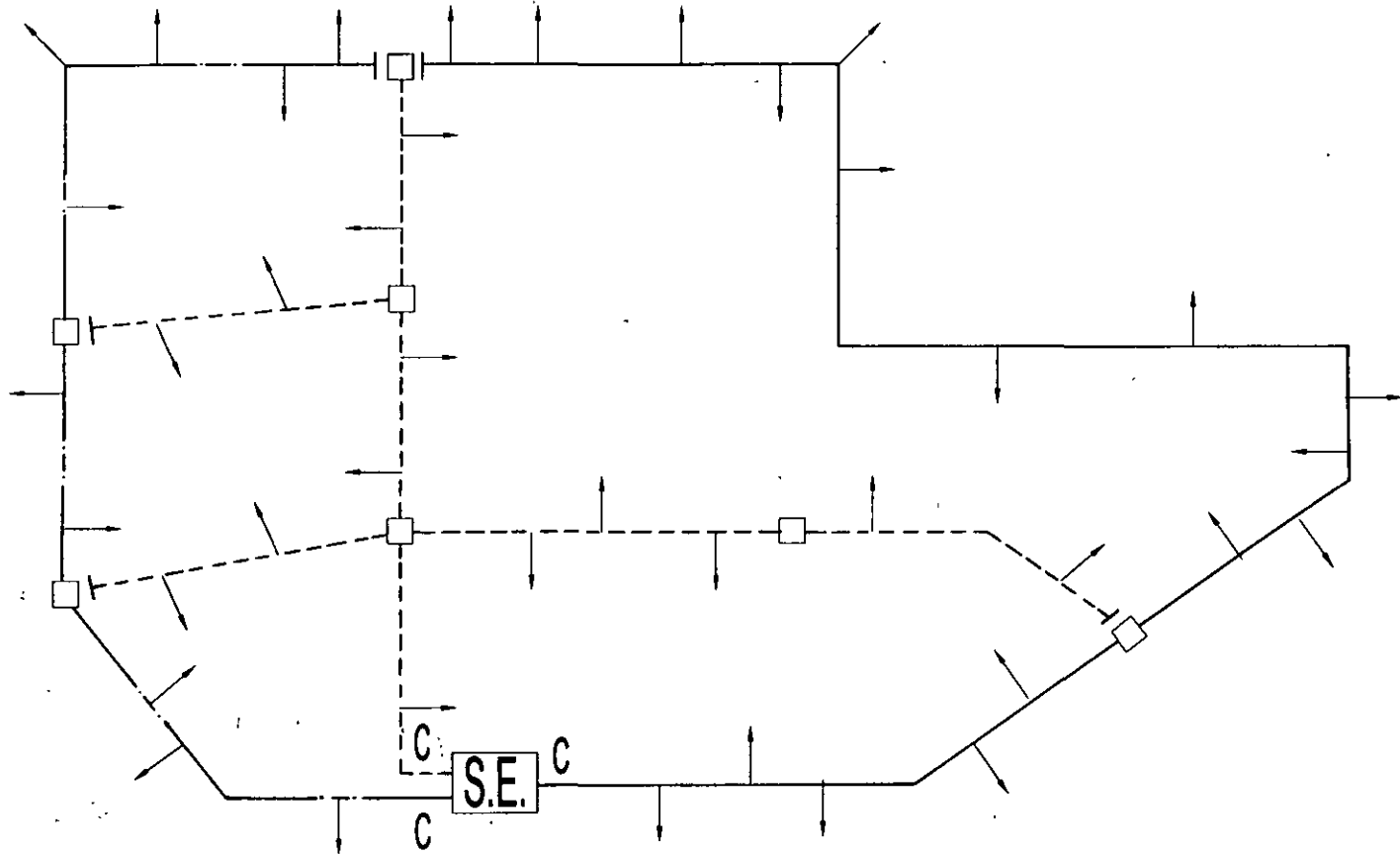
TRONCAL NUEVO INSTALADO CUANDO
 POR CARGA SEA NECESARIO BIPARTIR
 EL ANILLO.

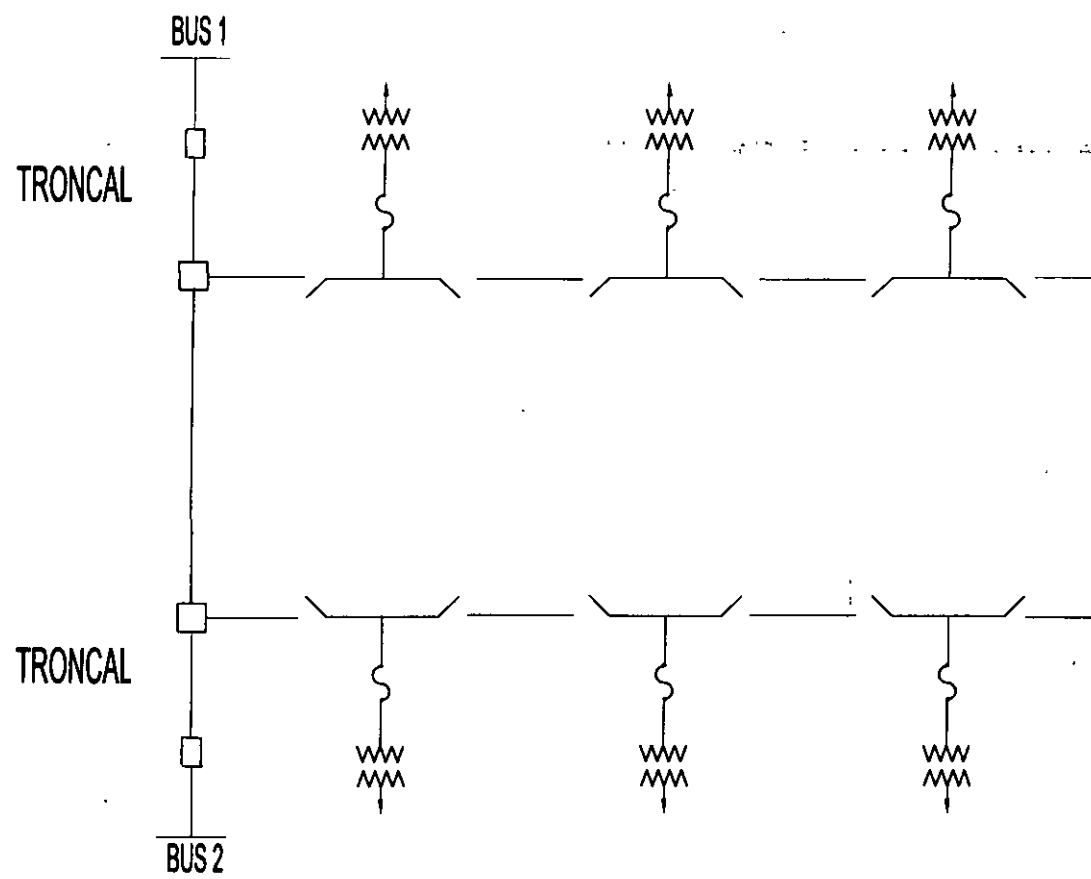
ESQUEMA BÁSICO DE UNA ESTRUCTURA EN MALLA DE MEDIA TENSIÓN



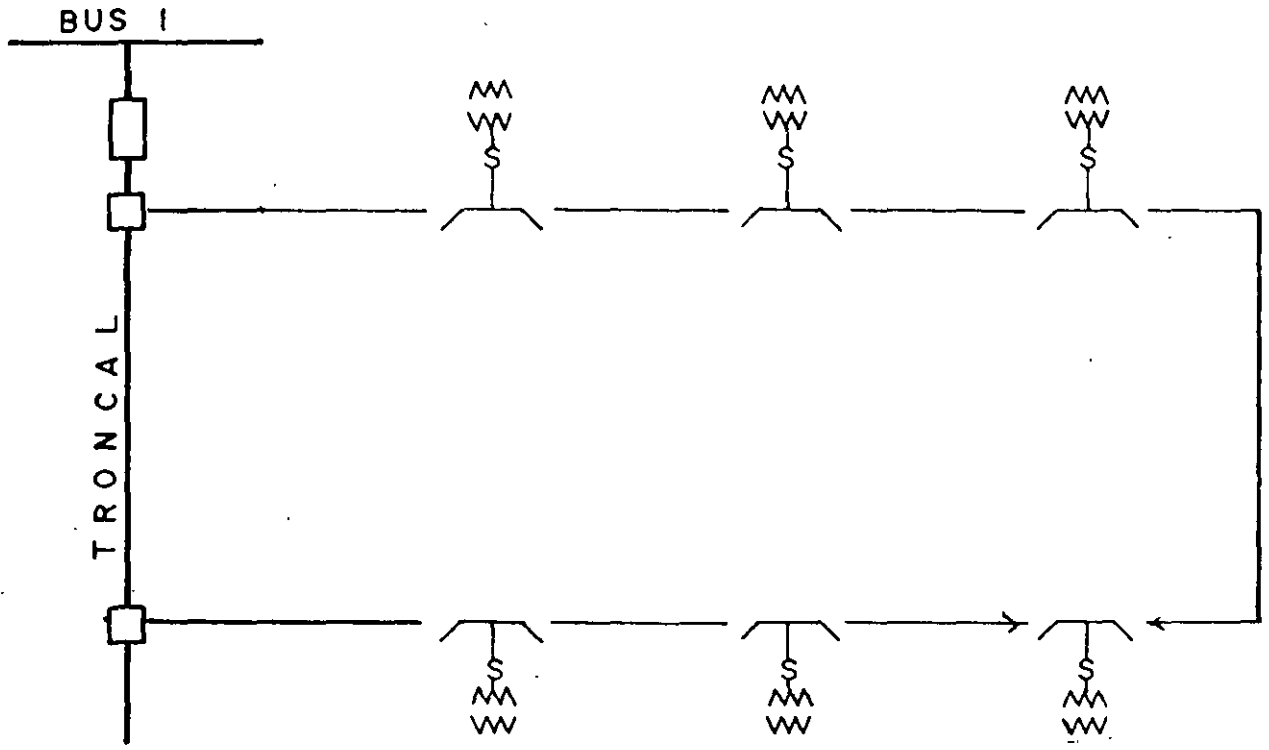
REDES EN ANILLO CERRADO

SECCIONAMIENTO DE UNA ESTRUCTURA RADIAL SUBTERRANEA EN ANILLO

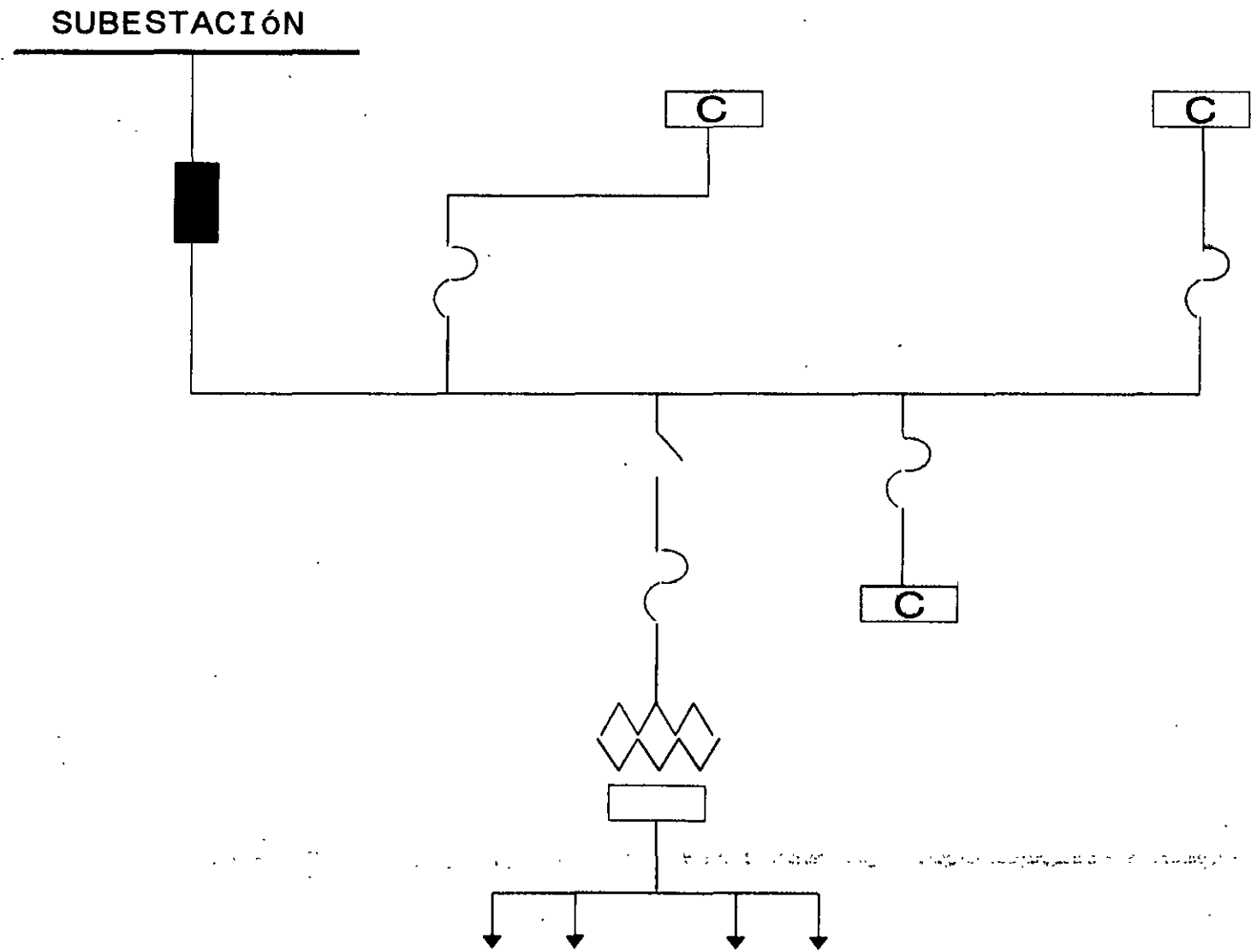




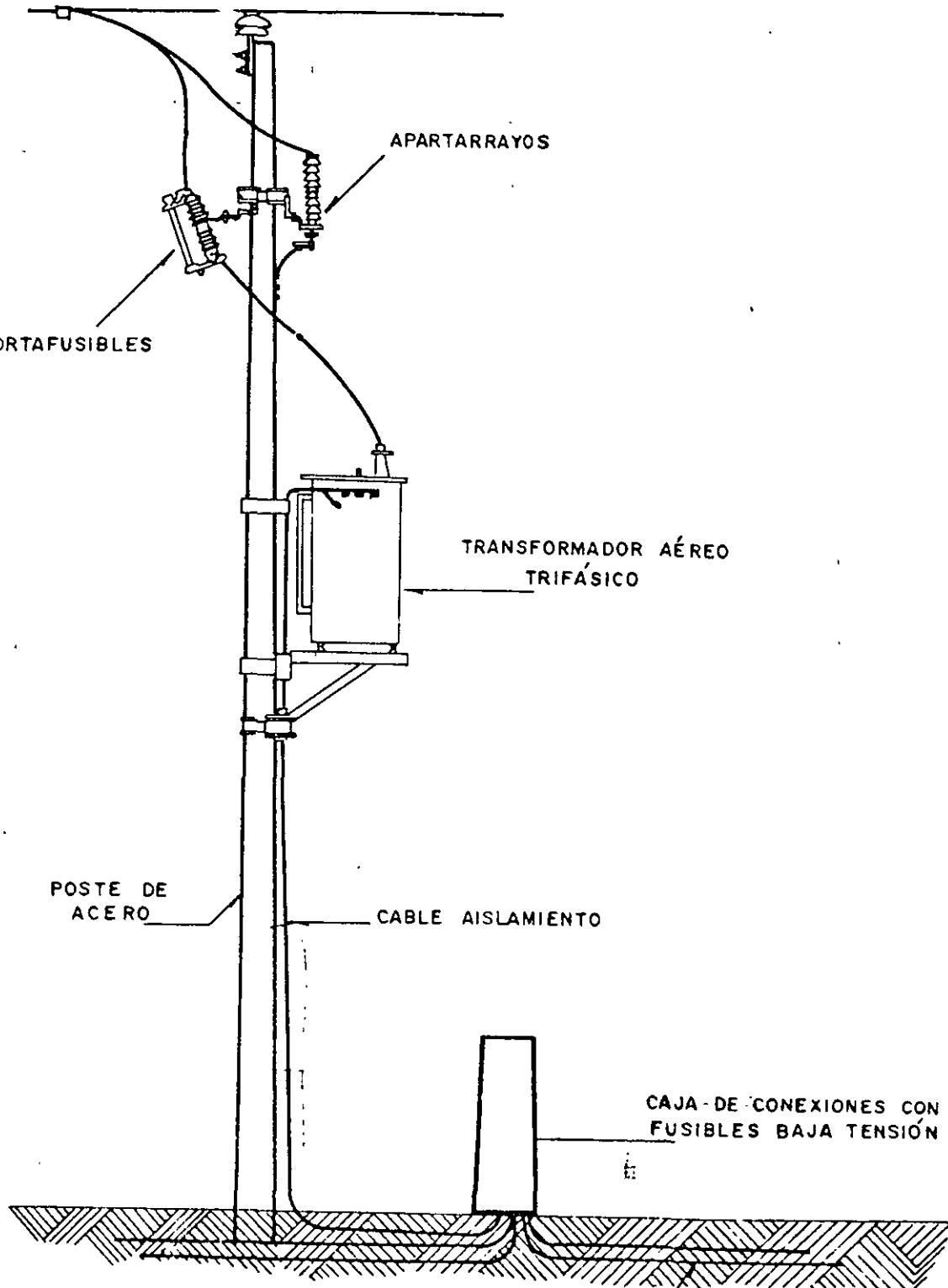
RED EN ANILLO CON DOS FUENTES DE ALIMENTACIÓN



Red en anillo con una fuente de alimentación.



RED DE OPERACIÓN RADIAL SIRVIENDO CARGAS EN MEDIANA Y BAJA TENSIÓN.



APARTARRAYOS

PORTAFUSIBLES

TRANSFORMADOR AÉREO TRIFÁSICO

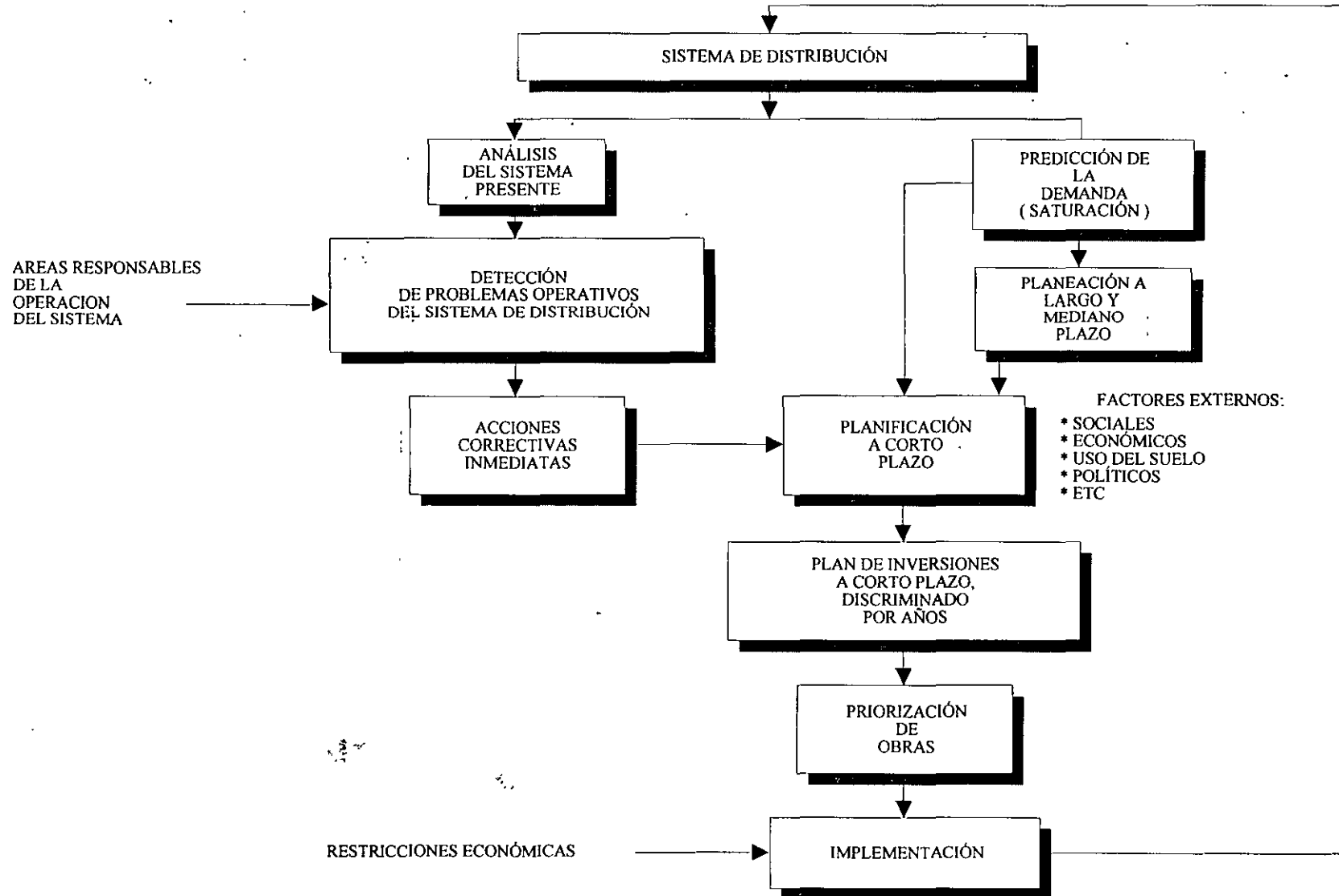
POSTE DE ACERO

CABLE AISLAMIENTO

CAJA DE CONEXIONES CON FUSIBLES BAJA TENSIÓN

ALIMENTADORES MONOFÁSICOS DE BAJA TENSIÓN DIRECTAMENTE ENTERRADOS

FLUJOGRAMA DE PLANEACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**GENERALIDADES
PRINCIPALES PARÁMETROS DE LOS SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN**

**ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

TEMA I

GENERALIDADES

1.5.- PRINCIPALES PARAMETROS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

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 en forma óptima un sistema de esta naturaleza, por esta razón es necesario que el ingeniero que diseñe dicho sistema posea los conocimientos claros de las características de carga del sistema que va a alimentar.

Desafortunadamente, aunque el ingeniero que planea un sistema de distribución tiene la libertad de seleccionar los diversos parámetros que intervienen para el diseño del mismo, existe uno importante y decisivo para diseñar y operar dicho sistema, el cual queda fuera del entorno del sistema de distribución y es la carga.

El estudio de las cargas y sus características abarca no solamente los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, si no también del grupo de consumidores que integran la carga de una zona o del sistema de distribución.

Por lo que es necesario analizar las diferentes clases de cargas de tipo residencial combinadas con otros tipos de carga; para observar la influencia que tendrán en la carga general de un alimentador y éste a su vez en la carga total de una subestación.

En la ingeniería de los sistemas de distribución existen algunos parámetros que explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que pueden determinar los efectos que puede causar la carga en el sistema de distribución.

A continuación se presenta una definición de los parámetros más importantes y útiles para el diseño de un sistema de distribución.

1.5.1).- CARGA INSTALADA

La carga de cada usuario se clasificara de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas en cada zona. Así como 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, predominando las cargas de tipo residencial; hay algunas zonas que originan cargas de tipo de valor elevado con cargas de tipo industrial medio.

A continuación se presentan algunos valores de densidades características por zona:

ZONAS	Densidad MVA/Km ²
Urbana central	40-100
Semi urbana	3-5
Urbana	5-40
Rural	<5

Las aplicaciones que da el usuario de la energía eléctrica pueden servir como parámetros para clasificar las cargas en:

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

Considerando los perjuicios que se pueden causar por las interrupciones de energía eléctrica, las cargas se clasifican en:

- Sensibles.
- Semisensibles.
- Normales.

Se entiende por cargas sensibles a aquellas en que una interrupción aunque sea momentánea en la alimentación de energía eléctrica, causa perjuicios considerables.

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

Finalmente las cargas normales son aquellas que en una interrupción de energía eléctrica en un tiempo más o menos largo (1 h_ t_ 5 h) no causa mayores perjuicios a la producción o al servicio.

La carga es la suma de las potencias nominales de las maquinas, aparatos y equipos conectados a un circuito eléctrico en una área determinada y se expresa en kW. o kVA.

- Potencia eléctrica

La potencia eléctrica representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito

eléctrico, la unidad que por lo regular se usa es el watt o kilowatt. El término "razón a la cual el trabajo se efectúa" introduce un elemento de tiempo en la definición de potencia eléctrica, de tal manera que un kilowatt para un período definido representa una razón específica a la cual el trabajo se puede efectuar. El kilowatt-hora representa la potencia eléctrica de un kilowatt actuando en un intervalo de una hora, así pues, este representa una medida de trabajo total que realiza un circuito eléctrico. Si por ejemplo, un circuito eléctrico entrega 60 kW en un minuto, esa misma cantidad de trabajo realizará un kilowatt-hora, es decir:

$$1 \text{ kWh} = 60 \text{ kW} \times 1/60 \text{ h.}$$

Sin embargo, la razón a la que el circuito está haciendo el trabajo será sesenta veces mayor. En consecuencia, la potencia eléctrica define la razón a la cual se requiere que el sistema de alimentación efectúe el trabajo.

1.5.2).- DEMANDA

La demanda de una instalación o sistema de distribución es la carga en las terminales receptoras tomadas en un valor medio en determinado intervalo, con 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 período 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 de 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 que se establezca no tendrá ningún sentido práctico.

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

Como ejemplos de lo anterior se pueden mencionar los cables y transformadores, que tienen una constante de tiempo térmico digno de tenerse en cuenta y por lo tanto poseen una capacidad de almacenamiento térmico y de sobrecarga considerable, por lo que las cargas varían entre picos comparativamente agudos y valles profundos.

Si la carga consiste principalmente de un motor de inducción el valor instantáneo de la corriente de arranque será cinco veces la corriente normal de plena carga y probablemente muchas veces mayor que la corriente que por lo regular tome el transformador que lo

alimento: sin embargo, se sabe que durará un intervalo muy pequeño, 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 producirán elevaciones de temperatura considerables y consecuentemente será antieconómico determinar la capacidad del transformador que se requiere 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, siendo los intervalos de 15 o 30 minutos los que se aplican por lo general para la facturación o determinación de capacidad de equipo.

La demanda promedio en cualquier período es igual al número de kilowatt-hora consumidos, divididos entre el número de horas en el período considerado.

- Demanda máxima

Las cargas eléctricas por lo general se miden en amperes, kilowatts o kilovolt-amperes; para que un sistema de distribución o parte de éste se planee eficientemente se debe conocer la "Demanda Máxima" del mismo.

Como ya se ha mencionado, en general las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, o sea que fluctúan de manera continua, en una curva de carga de 24 horas de un transformador de distribución, la carga varía entre un máximo a las 19:30 horas durante la noche y un mínimo a las 3:30 de la mañana, aunque, los valores cambien, este tipo de curva se repetirá constantemente, así se presentarán variaciones similares de máximo y mínimo en todas las partes del sistema de distribución, el valor más elevado se denomina pico o demanda máxima.

El valor de la demanda anual es el más utilizado para la planeación de la expansión del sistema de distribución, el término de demanda a menudo se usa en el sentido de máxima demanda para el período de se especifique, por supuesto es necesaria la determinación exacta de la máxima demanda de una carga individual cuando en la facturación del cliente se incluye el valor que tome la demanda máxima.

El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto en el sistema de distribución es también de gran importancia, dado que la demanda máxima del grupo determinará la capacidad que requiera el mismo sistema, de igual modo, la demanda máxima combinada de un grupo pequeño de consumidores determinará 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 máxima demanda combinada de un grupo de alimentadores primarios determinará la capacidad de la subestación hasta llegar a determinar en forma consecuente la capacidad de generación necesaria para todo el sistema eléctrico de potencia.

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

La "Carga Conectada", es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen posibilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. La carga conectada se puede referir tanto a una parte como al total del sistema de distribución y se puede expresar en watts, kilowatts, amperes, caballos de potencia, kilovolt-amperes, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos para su estudio.

La carga conectada representa la demanda de carga máxima posible. Si por ejemplo un consumidor tiene una carga conectada trabajando simultáneamente, la cual consiste en:

20 lámparas	100 watts.
30 lámparas	250 watts.
1 motor	<u>80 Cp</u>
carga total:	69.2 kW

expresada en kVA, la carga conectada en kW se deberá convertir dividiendo su valor entre el factor de potencia del sistema, siendo el factor de potencia de 0.9, se tiene:

$$\text{carga conectada} = \frac{69.2 \text{ kW}}{0.9} = 76.88 \text{ kVA}$$

- Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo; basándose en lo anterior se puede expresar el concepto en forma matemática:

$$F_c = \frac{D_m}{D_{ms}} = \frac{D_m \times D_d}{D_m \times D_d} = \frac{\text{energía absorbida en el intervalo}}{D_m \times D_d}$$

El pico de carga puede ser el máximo instantáneo o el máximo promedio en un intervalo (demanda máxima), en esta definición el pico de carga por lo regular se entiende como la mayor de todas las cargas promedio en un intervalo específico.

El promedio y las cargas máximas instantáneas se deben expresar en las mismas unidades

para que el factor de carga sea adimensional, la definición del factor de carga debe ser específica en el establecimiento del intervalo de la demanda así como el período en que la demanda máxima y la carga promedio se apliquen.

Para una carga dada, excepto una en que el ciclo de carga este compuesto de ciclos idénticos, un período mayor dará un factor de carga más pequeño, dado que el consumo de energía se distribuye en un tiempo mayor, el factor de carga anual influido por las estaciones del año será considerablemente menor que el de un factor de carga diario o semanal, asimismo, el factor de carga semanal será menor que un factor de carga diario.

Por lo tanto, es importante observar que cuando se quieran comparar diversos factores de carga característicos esto se debe o puede hacer siempre y cuando los intervalos sean idénticos.

Una carga constante durante un período tendrá un factor de carga de 1.0 debido a que la carga promedio y el pico de carga son iguales, por lo general el factor de carga es mucho menor.

El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante un período. Ciclos de carga de varias formas y diferentes picos de carga pueden tener factores de carga iguales, siendo el único requisito cuando la relación de los respectivos promedios a los picos de carga sean iguales.

En cuanto a los problemas concernientes de los sistemas de distribución, el factor de carga por sí solo no es usualmente tan importante como la curva de carga de la cual se deriva, la curva muestra las fluctuaciones de la carga de hora a hora o de día a día a través del período que se considere.

El factor de carga es un índice de la eficiencia del sistema o parte del sistema de distribución, siendo el 100% de factor de carga o el pico de carga constante de las 24 horas por día el máximo posible.

1.5.3).- FACTOR DE DEMANDA

El factor de demanda en un intervalo d de un sistema de distribución o de una carga, es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada. Obviamente el factor de demanda es un número adimensional; por tanto la demanda máxima y la carga instalada se deberán considerar en las mismas unidades, el factor de demanda generalmente es menor que 1 y será unitario cuando durante el intervalo d todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales.

Por lo tanto, el factor de demanda se expresa:

$$F_d = \frac{D_{ms}}{P_{ins}}$$

Donde:

F_d = Factor de demanda del sistema de distribución.

D_{ms} = Demanda máxima del sistema de distribución en un intervalo (d).

P_{ins} = Carga total instalada en el sistema de distribución.

A continuación se enlistan los factores de demanda reales de servicios industriales, comerciales y residenciales más comunes que se deben utilizar para el diseño de sistemas de distribución.

CARGAS DE SERVICIOS HABITACIONALES:

TIPOS DE SERVICIOS	F. DE DEM.
* Asilos y casas de salud.	45 %
* Asociaciones civiles.	40 %
* Casas de huéspedes.	45 %
* Servicio de edificio residencial.	40 %
* Estacionamiento o pensiones.	40 %
* Hospicios y casas de cuna.	40 %
* Iglesias y templos.	45 %
* Servicio residencial sin aire acondicionado	40 %
* Servicio residencial con aire acondicionado	55 %

CARGAS COMERCIALES:

TIPOS DE SERVICIOS	F. DE DEM.
* Tiendas y abarrotes.	65 %
* Agencias de publicidad.	40 %
* Alfombras y tapetes.	65 %
* Almacenes de ropa y bonetería	65 %
* Artículos fotográficos.	55 %
* Bancos.	50 %
* Baños públicos.	50 %
* Boticas, farmacias y droguerías.	50 %
* Cafeterías.	55 %
* Camiserías.	65 %
* Centros comerciales, tiendas de descuento.	65 %
* Colegios.	40 %
* Dependencias de gobierno.	50 %
* Embajadas, consulados.	40 %
* Gasolineras.	45 %
* Imprentas.	50 %
* Jugueterías.	55 %
* Papelerías.	50 %

- * Mercados y bodegas. 50 %
- * Molinos de nixtamal. 70 %

TIPOS DE SERVICIOS	F. DE DEM.
* Panaderías.	40 %
* Peluquerías, salas de belleza.	40 %
* Restaurantes.	60 %
* Teatros y cines.	50 %
* Zapaterías.	60 %

EQUIPOS DE FUERZA: TIPOS DE SERVICIOS	F. DE DEM.
* Hornos de acero de inducción.	100 %
* Soldadoras de arco y resistencia.	60 %
* Motores para: bombas, compresores, elevadores, máquinas, herramientas, ventiladores.	60 %
* Motores para: operaciones semi continuas en fábricas y plantas de proceso.	70 %
* Motores para: operaciones continuas tales como fábricas textiles.	80 %

I.5.4).- FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia se define básicamente como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA), cuando se aplica a circuitos polifásicos en que el voltaje y la corriente son senoidales y balanceados, el circuito se analiza por fase, así, el factor de potencia esta dado de la siguiente manera:

$$fp = \cos (a - b)$$

$$fp = \cos q$$

donde a y b son dos ángulos de fase del voltaje y corriente respectivamente, y q es el ángulo de atraso de la corriente con respecto a la caída de tensión en la carga.

La definición anterior por lo general 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 producir un error, por lo tanto, se debe saber cuales 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 determinar que un factor de potencia del grupo es aplicable a cada carga de manera individual, es fundamental imaginar que las potencias totales, aparentes, activas y reactivas, se distribuyen de manera similar a lo largo del alimentador de distribución. De la misma manera, se considera razonable determinar el factor de potencia promedio en lugar 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 kWh y los kilovars-hora.

1.5.5).- FACTOR DE UTILIZACION

El factor de utilización de un sistema de distribución es la relación entre demanda máxima y la capacidad nominal del sistema de distribución que lo suministra.

El factor de utilización es adimensional, por tanto la demanda máxima y la capacidad del sistema de distribución se deberán expresar en las mismas unidades. Se puede decir entonces que mientras el factor de demanda expresa el porcentaje de potencia instalada que ésta siendo alimentada, el de utilización establece qué porcentaje de la capacidad del sistema de distribución esta siendo utilizando durante el pico de carga.

Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$Fu = \frac{D \text{ ms}}{C \text{ s}}$$

donde:

Fu = Factor de utilización del sistema.

D ms = Demanda máxima del sistema de distribución.

C s = Capacidad del sistema de distribución.

1.5.6).- FACTOR DE DIVERSIDAD

Cuando se proyecta un alimentador de distribución para determinado consumidor se debe tomar en cuenta se demanda máxima debido a que ésta es la que impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión, sin embargo, surge inmediatamente la pregunta ¿ Será la demanda máxima de un grupo de consumidores igual a la suma de las demandas máximas individuales ?, la respuesta a esta pregunta en no, pues en todo el sistema de

distribución existe diversidad entre los consumidores, es lo que hace por regla general que la demanda máxima de un conjunto de cargas sea menor que la suma de las demandas máximas individuales.

En el diseño de un sistema de distribución no interesará el valor de cada demanda individual, pero sí la del conjunto. Se define entonces que demanda diversificada es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales del conjunto en un tiempo (ta) 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 (t máx) y el número de cargas; la demanda máxima diversificada es la que se obtiene para la demanda máxima del conjunto.

Se define la demanda máxima no coincidente de un conjunto de cargas como la relación entre la suma de las demandas máximas de cada carga y el número de cargas, lo que matemáticamente se expresa como:

$$D \text{ div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i(t_a)}{n}$$

$$D \text{ mnc} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{n}$$

donde:

D div.- demanda diversificada del conjunto en el instante ta.

Di (ta).- demanda de la carga en i en el instante ta
(i = 1,2,...,n).

D mnc.- demanda máxima no coincidente del conjunto

D mi.- demanda máxima de la carga i.

La diversidad entre las demandas se mide por el factor de diversidad, que se puede definir como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas.

El factor de diversidad se puede referir a dos o más cargas separadas o se pueden incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema de eléctrico o de un sistema de distribución, esto se puede expresar matemáticamente como sigue:

$$\sum_{i=1}^n D_{mi}$$

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{ms}}{D_{ms}}$$

En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor que la unidad ($F_{div} \geq 1$). Si se conocen 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 divididas entre el factor de diversidad, éste se usa para determinar la máxima demanda resultante de la combinación de un grupo individual de cargas, o de la combinación de dos o más grupos. Estas combinaciones podrán representar un grupo de consumidores alimentados por un transformador o 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 grupo de demandas por el factor de coincidencia.

1.5.7).- FACTOR DE SIMULTANEIDAD

Al proyectar un alimentador de distribución para un consumidor deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima a que esta impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión. Cuando más de un consumidor de características similares es alimentado por un mismo cable, es necesario considerar la simultaneidad existente en el uso de la energía eléctrica para los distintos tipos de consumidores.

$$F_c = \frac{D_{ms}}{D_{m1} + D_{m2} + \dots + D_{m_n}} < 1$$

En la tabla siguiente, se muestran los distintos valores de factores de simultaneidad en función del número de consumidores.

Número de consumidores	Factores de simultaneidad
1 A 4	1.00
5 A 9	0.78
10 A 14	0.63
15 A 19	0.53
20 A 24	0.49
25 o MAS	0.40



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

FACTOR DE COINCIDENCIA

**ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

1.5.8).- FACTOR DE COINCIDENCIA

Mientras que el factor de diversidad nunca es menor que la unidad, el factor de coincidencia nunca es mayor que la unidad. El factor de coincidencia puede considerarse como el porcentaje promedio de la demanda máxima individual de un grupo que es coincidente en el momento de la demanda máxima del grupo.

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

La diversidad entre las cargas individuales o grupos separados tiende a incrementarse si las características de la carga difieren, de tal manera que si un grupo de cargas individuales tienen normalmente su demanda máxima por la tarde (como las cargas residenciales) y se combina con un grupo formado por cargas individuales que normalmente tienen sus demandas máximas en la mañana (como en pequeñas o medianas industrias), el factor de diversidad será mayor que si todas las cargas tuvieran su máxima demanda en la tarde o todos sus máximos en las mañanas.

FACTORES DE DIVERSIDAD Y DE COINCIDENCIA

Equipo / sistema	Factor diversidad	Factor coincidencia
Entre transformadores de distribución	1.2 - 1.35	74 - 83.5
Entre alimentadores primarios	1.08 - 1.2	83.3 - 92.5
Entre subestaciones de distribución	1.05 - 1.25	80 - 95.5

El factor de coincidencia para cargas comerciales o industriales puede ser hasta del doble que para cargas residenciales. El factor de coincidencia promedio mensual usualmente será mayor que el factor correspondiente para un año. Esto se debe a los cambios de estación en la carga y debido a que la diversidad anual se basa en 12 diferentes demandas máximas durante el año, mientras que la diversidad mensual se apoya únicamente en la más grande de ésta. En la estimación de carga para el diseño de un sistema de distribución por lo general se emplea el factor de coincidencia anual.

Por lo tanto, el factor de coincidencia es la relación de la demanda máxima de un sistema de distribución respecto a la suma de sus demandas máximas individuales y es menor o igual a uno.

TEMA II

ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

II.3.- ESTRUCTURAS DE BAJA TENSION.

Los alimentadores secundarios son el último eslabón en la cadena entre la central de generación y los consumidores.

Al igual que los sistemas de distribución en media tensión, también los sistemas de baja tensión tienen diferentes estructuras y mantienen los mismos principios de operación que en aquellos, sin embargo hay una importante diferencia entre los circuitos primarios y los secundarios, la cual afecta su operación; esta es, que en los alimentadores de baja tensión es posible trabajar con la línea viva teniendo las debidas precauciones, dando esto una mayor flexibilidad al sistema de distribución.

Este sistema al igual que el sistema de distribución en media tensión consiste de alimentadores secundarios que tienen su origen en la baja tensión de los transformadores, en cajas de distribución o en los barras de distribución (buses) de las subestaciones secundarias donde se alojan los transformadores de distribución, llevando la energía hasta el lugar de consumo.

Las diferentes estructuras en baja tensión que se emplean en el sistema de distribución son:

Sistema aéreo	- Estructura Radial Sin Amarres
	- Estructura Radial Sin Amarres
Sistema Subterráneo	- Estructura Radial Con Amarres
	- Estructura Automática

Sistema aéreo

- Estructura radial sin amarres

Los alimentadores secundarios o de baja tensión, conectan el secundario de cada transformador de distribución a los servicios alimentados, siguiendo una disposición radial, aunque en algunos casos se interconectan los secundarios de transformadores adyacentes.

Sistema subterráneo

- Estructura radial sin amarres

En este tipo de estructura, cables de sección apropiada de acuerdo con la carga que suministrarán, parten en diferentes direcciones, desde el lugar donde se encuentra instalado el transformador de distribución constituyendo los alimentadores secundarios. En esta estructura una falla en el transformador o en alguno de los cables dejarán sin servicio a todos los consumidores alimentados por esta instalación.

Aún en esta configuración tan sencilla es posible tener un grado de seccionalización, ya que si el problema es en los cables; una vez que la falla se localiza, el cable se puede cortar, aislando el lado dañado del lado en buen estado, y si éste está conectado a la fuente puede ser normalizado y una

parte de la carga volverá a tener servicio mientras se realiza la reparación.

El cable de baja tensión se protege a la salida de los transformadores de distribución por medio de fusibles y se instala directamente enterrado, acometiendo a los servicios por medio de empalmes en "T" o derivaciones elaboradas en el mismo alimentador.

- Estructura radial con amarres

En el sistema anterior cuando se tiene una falla en el alimentador primario o en el transformador de distribución, resulta en una interrupción de toda el área alimentada por éstos, hasta que el daño es reparado o el transformador es reemplazado. Para solucionar esta situación, así como para facilitar la restauración en el servicio cuando hay problemas en los alimentadores secundarios en cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van de un transformador a otro. Normalmente se colocan en las esquinas con objeto de darles mayor flexibilidad en su conexión al poder recibir hasta 4 alimentadores secundarios. Un buen estudio respecto a la forma en que se repartirán las cargas de los servicios para cada transformador, permitirá determinar la colocación de estos medios de amarre y seccionalización y dará una mayor libertad en la reparación de fallas en media tensión, puesto que la carga del transformador en disturbio puede ser transferida por la baja tensión a los transformadores adyacentes.

Al efectuar la construcción de la baja tensión, debe tenerse cuidado de que la secuencia de fases en todos los transformadores de distribución sea la misma a fin de que al hacer la transferencia de carga de uno a otro, la secuencia no sea invertida; lo cual perjudicaría a los consumidores.

Los alimentadores de baja tensión son también protegidos a la salida de los transformadores de distribución por medio de fusibles, se instalan directamente enterrados a lo largo de las calles y acometiendo directamente a los servicios.

Los transformadores de distribución se instalan en locales en interior de edificios designados para el equipo eléctrico o bien, en bóvedas construidas en la calle; dependiendo del tipo de local y el equipo se instale; pudiendo ser del tipo interior para locales en edificios y del tipo sumergible para bóvedas.

- Estructura automática

Este sistema de distribución en baja tensión se utiliza en muchas ciudades para resolver el problema de un buen servicio y una buena regulación de voltaje en zonas importantes de ellas y donde existe gran concentración de cargas uniformemente repartidas a lo largo de las calles. Este sistema garantiza un servicio prácticamente continuo, ya que las fallas en media tensión y en los alimentadores secundarios, no afectan a los usuarios.

Los componentes básicos de una estructura automática son: una fuente de potencia, la cual es normalmente una subestación de distribución (S.E.) siendo el punto de origen de dos o más alimentadores primarios radiales sin enlace entre ellos. Estos alimentadores primarios van hasta los centros de carga en el área que conformará la estructura. Aquí son seccionados por medio de cajas de desconexión o interruptores para llevar los ramales que alimentarán directamente a los transformadores de distribución.

Los transformadores de distribución están conectados a los alimentadores primarios, de tal manera que transformadores adyacentes queden alimentados por alimentadores primarios diferentes. Esta configuración es con el fin de que al existir un disturbio en uno de los alimentadores de media tensión o una "primera contingencia" no disminuya la regulación de voltaje en la estructura, y la carga del alimentador en disturbio sea absorbida a través de los alimentadores secundarios de los transformadores de distribución pertenecientes a otros alimentadores.

Por esta razón el diseño de los alimentadores en media tensión debe ser tal, que permita absorber el aumento de carga cuando uno de ellos falla.

Un dispositivo desconectador llamado protector es instalado en el lado secundario de cada transformador de distribución, y tiene como finalidad evitar un retorno de energía de los alimentadores de baja tensión al punto de falla en media tensión ya que cuando un alimentador primario falla, el protector inmediatamente desconecta el transformador de distribución de la configuración de baja tensión.

El lado carga del protector es conectado a la estructura secundaria. Las cargas estarán conectadas a los alimentadores secundarios que van por las calles directamente enterrados o bien a las terminales del protector o a las barras de distribución (buses) de baja tensión instalados en las bóvedas o subestaciones de edificios.

Cuando ocurre una falla en la estructura de baja tensión, el corto circuito es alimentado por todos los transformadores de distribución provocándose una corriente de corto circuito suficiente para evaporar en ese lugar el material de cobre de los conductores, trozándose el cable en una reducida longitud y en un corto tiempo, quedando así aislada la falla sin provocar interrupciones, a menos que la falla sea directamente en la acometida de un servicio.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**MANTENIMIENTO EN REDES SUBTERRÁNEAS DE
DISTRIBUCIÓN**

**ING. CARLOS A. GARCÍA GAMA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

FACULTAD DE INGENIERIA DIFA

UNAM

**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
PALACIO DE MINERIA**

“SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA”

**COORDINADOR
M. EN I. ING. ROBERTO ESPINOSA Y LARA**

**PONENTE
ING. CARLOS ARMANDO GARCIA GAMA.**

México, D. F., 11 de Agosto de 1999

INDICE

1. INTRODUCCION.

**2. VENTAJAS Y CONSIDERACIONES TECNICO
ECONOMICAS.**

3. INSTALACIONES Y EQUIPO.

4. ACCIONES DE MANTENIMIENTO.

5. FACTORES DE FALLA.

6. CONCLUSIONES.

1. INTRODUCCION.

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: 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.

Las instalaciones subterráneas son utilizadas en sistemas de subtransmisión, y en sistemas de distribución.

En la ciudad de México, algunos enlaces entre Subestaciones de potencia se han hecho a través de Cable Subterráneo como se indica en la siguiente tabla:

CABLES SUBTERRANEOS DE MUY ALTA POTENCIA DE LA CIUDAD DE MEXICO

No.	NOMBRE	TIPO	VOLTAJE (KV)	LONGITUD (km)
1	CINTURA	GAS	85	6.74
2	MORAZAN	GAS	85	3.94
3	TACUDES	GAS	85	3.4
4	CONVARTE	GAS	85	4.98
5	NARQUEÑA I	GAS	85	5.29
6	NARQUEÑA II	GAS	85	5.33
7	MORAVER I	ACEITE	85	3.7
8	MORAVER II	ACEITE	85	3.7
9	VERINDIA	ACEITE	85	3.32
10	JAMILLA	ACEITE	85	2.79
11	METRO I	ACEITE	85	3.54
12	METRO II	ACEITE	85	33.2
13	HUASTECA I	ACEITE	85	2.96
14	HUASTECA II	ACEITE	85	0.943
15	HUASTECA EPR.	SECO	85	SIN
16	PENSADOR	ACEITE	230	2.43
17	MERCED I	ACEITE	230	3.92
18	MERCED II	ACEITE	230	2.28
19	VALLEJO I	ACEITE	230	4.2
20	VALLEJO II	ACEITE	230	4.19
21	COYOACAN I	ACEITE	230	4.02
22	COYOACAN II	ACEITE	230	4.01
23	AZCA I	ACEITE	230	5.06
24	AZCA II	ACEITE	230	5.06
25	PERA	ACEITE	230	3.71
26	VERTIZ I	ACEITE	230	2.78
27	VERTIZ II	ACEITE	230	2.78
28	PEMEX I	ACEITE	85	0.1347
29	PEMEX II	ACEITE	85	0.983
30	COLGATE	SECO	85	0.34
31	ESME I	ACEITE	230	5.2
32	ESME II	ACEITE	230	5.2
33	CUAUHTEMOC I	ACEITE	230	2.23
34	CUAUHTEMOC II	ACEITE	230	2.23
35	IDMA I	SECO	85	2.6
36	IDMA II	SECO	85	2.6
37	ESTRELLA I	SECO	230	5.8
38	ESTRELLA II	SECO	230	4.3
39	TECAMACHALCO I	SECO	230	SIN
40	TECAMACHALCO II	SECO	230	SIN
41	LA QUEBRADA	SECO	85	SIN

Los sistemas de distribución en la ciudad de México han tenido un gran desarrollo principalmente en la zona centro donde se cuenta con varias redes (sistemas interconectados por alta o baja tensión) y en muchos fraccionamientos donde se tienen sistemas en anillo.

Se presentan a continuación una relación de las redes que se tienen actualmente:

No.	RED	VOLTAJE (KV)	TIPO	AREA (KM ²)	CAP.INST. (MVA)
1	CENTRAL	23	AUTOMATICA	1.13	12.17
2	MERCED	23	RADIAL	1.5	12.3
3	JAMAICA	6	AUTOMATICA	0.61	11.1
4	RADIAL	6	RADIAL	1.29	24.4
5	C. DE ABASTOS	23	RADIAL	1.1	28.55
6	C. DE MARISCOS	23	RADIAL	0.35	63.5
7	FRACCIONAMIENTOS	23	ANILLO	95 FRACC.	24.1

No.	RED	VOLTAJE (KV)	TIPO	CANTIDAD
8	ALIMENTADORES	23	RADIAL	81
9	ALIMENTADORES	6	RADIAL	45
10	METRO	23	RADIAL	28

2. VENTAJAS Y CONSIDERACIONES TECNICO ECONOMICAS.

Ante el gran crecimiento de los sistemas subterráneos y a la importancia de las zonas que atiende, es necesario analizar las ventajas de éste sistema ante un sistema de distribución aérea.

El costo de construcción de un sistema subterráneo es más alto en comparación con un sistema aéreo equivalente. El alto costo del sistema subterráneo se debe a que puede transportar una menor cantidad de energía por unidad de sección de conductor debido a las limitantes térmicas impuestas por el aislamiento y a las condiciones del terreno, además de tener que construir pozos de visita, líneas de ductos, pozos tipo Ral para interruptores y cajas en mediana tensión y bóvedas para los transformadores, así como la utilización de equipo adecuado para trabajar en interiores de edificios, a la intemperie o completamente sumergidos en agua.

El aspecto económico no solo se enfoca al costo total de construcción, sino que en muchos casos, la salida de la carga puede ocasionar pérdidas de consideración. Es aquí donde los sistemas subterráneos aventajan a los aéreos ya que éstos últimos no representan una alta confiabilidad de servicio debido a que son muy vulnerables a contingencias físicas (choques de vehículos y cuerpos extraños) y a los agentes atmosféricos (rayos, lluvia, polvos, sales y otros contaminantes), lo que hace necesario dotarlos de elementos de protección automática que en caso de falla aislen la parte fallada, restaurando el servicio en las partes no dañadas, lo cual implica un costo adicional alto.

Los sistemas subterráneos por la forma en que están construidos, presentan una exposición muy reducida a las fallas antes mencionadas ofreciendo en forma normal un servicio de alta confiabilidad con un alto grado de continuidad, presentando de este modo un índice de fallas bajo en comparación con el que se tiene en instalaciones aéreas.

Otros factores que se toman en cuenta para utilizar sistemas subterráneos son por orden de importancia los siguientes:

- Seguridad a las personas.
- Densidad de carga.
- Importancia de la carga por alimentar.
- Presencia de obstáculos físicos.
- Estética.

3. INSTALACIONES Y EQUIPO.

Las instalaciones y el equipo que se utiliza en sistemas subterráneos deben tener características adecuadas a ese fin. A continuación se mencionan de manera muy simple con sus características principales las instalaciones y el equipo más utilizado.

3.1. INSTALACIONES.

3.1.1. 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 portland, arena de cuarzo triturada y fibra de asbesto. Se unen entre si con coples hasta obtener la longitud deseada y se instalan a 85 cm. del nivel de piso para alojar cables de M.T. y a 30 cm. para alojar a cables de B.T.

3.1.2. 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.

3.1.3. Pozos tipo RAL.

Son construcciones subterráneas destinadas para alojar equipo en M.T. como interruptores y cajas. Tienen el espacio suficiente para el acomodo de cables, elaboración de empalmes, operación del equipo, etc. Su forma es rectangular, su construcción es de concreto, cuenta con rejilla de ventilación y entrada y esta provista con una reposadera.

3.1.4. 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.

3.1.5. Subestaciones.

Existen varios tipos que se utilizan y son las siguientes:

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

3.2.EQUIPO.

3.2.1. Cable.

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

Prácticamente el uso del cable en aceite se esta restringiendo a las redes automáticas.

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

No	TIPO	CALIBRE (mm ²)	TENSION (VOLTS)	I nominal (A)	Temp. (°C)	USO	APLICACION
1	TRIFASICO BPT	35	220	145	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS EN RED AUTOMATICA
2	TRIFASICO BPT	70	220	185	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	RAMALES EN RED AUTOMATICA
3	TRIFASICO BPT	150	220	225	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES EN RED AUTOMATICA
4	MONOFASICO BTC	15	220	110	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS EN RED RADIAL
5	MONOFASICO BTC	35	220	170	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	RAMALES EN RED RADIAL
6	MONOFASICO BTC	70	220	270	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	RAMALES EN RED RADIAL
7	MONOFASICO BTC	150	220	420	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES EN RED AUTOMATICA
8	MONOFASICO BTC	250	220	450	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	INTERCONEXION DE EQUIPOS EN S.E.
9	MONOFASICO BTC	400	220	500	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	INTERCONEXION DE EQUIPOS EN S.E.
10	MONOFASICO 23TC	50	23000	220	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS Y RAMALES
11	MONOFASICO 23TC	70	23000	250	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS Y RAMALES
12	MONOFASICO 23TC	150	23000	385	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES
13	MONOFASICO 23TC	240	23000	525	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES
14	MONOFASICO 23PT	35	23000	140	65	DUCTOS	ACOMETIDAS
15	MONOFASICO 23PT	70	23000	160	65	DUCTOS	ACOMETIDAS
16	MONOFASICO 23PT	150	23000	345	65	DUCTOS	TRONCALES
17	MONOFASICO 23PT	240	23000	390	65	DUCTOS	TRONCALES

3.2.2. 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 compuesto 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.

4.1. Transformadores.

Todos los transformadores que se utilizan en los sistemas subterráneos 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:

- a) **Tipo Sumergible:** Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza en redes automáticas y servicios radiales.
- b) **Tipo DRS Pedestal:** Existe en capacidades de 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza para distribución residencial.
- c) **Tipo DRS Pozo:** Existe en capacidades de 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza para distribución residencial.
- d) **Tipo DCS Pozo:** Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza para redes radiales y distribución comercial.
- e) **Tipo interior:** Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza en redes automáticas y servicios radiales.
- f) **Tipo Poste:** Existe en capacidades de 45, 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza en subestaciones interiores o tipo Frac.

3.2.4. Medios de Seccionamiento en M.T.

- a) **Interruptor RAC de 3 y 4 vías:** Su cuerpo es de placa de fierro 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 si. 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 vía independientemente por circuito trifásico.
- b) **Interruptor CSF:** Su cuerpo es de placa de fierro de ¼” 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.
- c) **Interruptor CSV:** Es muy similar al interruptor CSF, la única diferencia es que utiliza interruptores en vacío en vez de fusibles.
- d) **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.

- e) **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: trifasicos, 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.

En baja tensión se utiliza el siguiente equipo:

- a) **Buses abiertos:** Son placas de solera de cobre con ocho o dieciseis 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 fierro y permiten conectar cables a través de fusibles de baja tensión de cartucho renovable (CR) que los protegen contra sobrecorrientes y corto circuitos. Las características de los fusibles se anotan en la siguiente tabla:

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.

- b) **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.

- c) **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.
- d) **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.
- e) **Fusibles limitadores**: 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.

4. ACCIONES DE MANTENIMIENTO.

Los sistemas subterráneos como se mencionó anteriormente, son muy confiables, sin embargo no están exentos de fallar. Para mantener el número de fallas en el nivel mínimo, es necesario tomar acciones de mantenimiento preventivo que conserven los equipos e instalaciones en el mejor estado posible. Las acciones de mantenimiento consisten básicamente en una inspección detallada, el mantenimiento propiamente dicho corrigiendo las anomalías encontradas y las reparaciones que se tengan que atender con el equipo desenergizado.

El mantenimiento se enfoca en tres aspectos principalmente:

4.1. Mantenimiento a instalaciones.

El mantenimiento a las instalaciones consiste en la revisión y reparación de los puntos que a continuación se mencionan:

4.1.3. Subestaciones tipo interior y caseta:

- a) **Puerta de acceso:** Debe estar en buen estado la pintura, las bisagras, la chapa o candado, letrero de identificación.
- b) **Limpieza:** Barrer la basura acumulada, sacar objetos extraños que pudieran encontrarse en el interior, desinfectar.
- c) **Instalación eléctrica:** Verificar que enciendan todos los focos y el buen estado del apagador y los cables.
- d) **Techo de la Subestación:** Detectar goteras e impermeabilizar de ser necesario.
- e) **Deshierbar:** Recortar el pasto muy crecido y las ramas de los árboles que obstruyan la apertura de las puertas.

4.2. En pozos tipo Ral y Bóvedas:

- a) **Rejilla de acceso:** No debe estar rota, doblada o incompleta, debe estar pintada.
- b) **Limpieza:** Se debe desaguar verificando si se tienen filtraciones y si son de agua potable o de aguas negras. Cuando las filtraciones son pequeñas se tapan con integral que es un cemento de fraguado rápido y si son muy grandes se deben notificar al D. D. F. para que ellos reparen sus fugas. Cuando ya no haya filtraciones es necesario asear sacando toda la basura y objetos extraños desinfectando de ser necesario.
- c) **Escalera:** Debe estar bien sujeta al muro y pintada.
- d) **Ductos:** deben estar taponados (sellados) para evitar que a través de ellos entre agua.

4.1.3. En pozos de visita:

- a) **Tapa:** Verificar que no este rota, que el arillo este nivelado y al nivel de banqueta. Tapas de concreto en la banqueta y de fierro en arroyo.
- b) **Limpieza:** Desaguar verificando filtraciones, asear y desinfectar de ser necesario.
- c) **Ductos:** verificar que estén taponados. .

4.2. MANTENIMIENTO AL EQUIPO.

El mantenimiento al equipo consiste en los siguientes puntos:

4.2.1 En Subestaciones tipo interior o caseta:

- a) **Gabinete:** Debe estar bien pintado, con los vidrios enteros, nomenclatura visible, debe haber una tarima de madera con hule en la superficie donde pararse para hacer operaciones, tener a la mano la palanca de operación, casco y percha. A través de las ventanas tratar de detectar tanto visual como auditivamente algún brincamiento. Cuando el gabinete se tenga sin potencial es necesario checar la operación correcta de las quebradoras y el ruptofusible, limpiar las barras y los aisladores con turco (similar a la gasolina pero no es flamable), checar la capacidad adecuada de los fusibles y la operación correcta con el percutor. Lijar las zapatas de las terminales para que hagan buen contacto y verificar que no tengan escurrimiento. Medir con megger los aisladores para verificar su estado. Apretar la tornillería de las tierras verificando que estén completas y medir el valor óhmico de las varillas cooperweld cuyo valor debe ser menor de 10 ohms.
- b) **Bus Abierto:** Lijar zapatas para tener buen contacto, apretar la tornillería reponiendo la faltante, abrir los fusibles CR y apretar los tornillos del eslabón fusible. Tomar cargas para verificar que circula la corriente adecuada de acuerdo a la ampacidad del cable. Tocar cables y fusibles para detectar un calentamiento anormal, verificar que tengas placas de nomenclatura. Medir voltajes y verificar que no tengan variaciones.

- c) **Transformador:** Limpiarlo de polvo, verificar que la pintura esté en buen estado, checar nivel de aceite y temperatura en los indicadores correspondiente, verificar que tengan placas de datos, apretar la tornillería de las tierras, verificar que tenga escurrimiento de aceite por algún empaque dañado y que las terminales no tengan escurrimiento. El aceite que se usa en los transformadores debe tener propiedades aislantes pero como es un material higroscópico que absorbe fácilmente la humedad del medio ambiente baja su resistencia dieléctrica por lo que es necesario realizar periódicamente muestreos del mismo para determinar su valor de rigidez dieléctrica. Si las pruebas indican que el aceite tiene una rigidez menor a 20 KV, se recomienda cambiarlo por aceite con rigidez mayor a 30 KV. La muestra para la prueba es de 100ml. aproximadamente y se saca por la válvula inferior depositándolo en una botella limpia y libre de humedad. Es conveniente hacer notar que el Rtemp (compuesto con propiedades dieléctricas y elaborado a partir de hidrocarburos) no pierde sus propiedades por lo que no es necesario hacerle pruebas de rigidez. Si el transformador no tiene potencial es necesario hacerle pruebas de T.T.R. para verificar la relación de transformación y la prueba de megger para checar continuidad de los fusibles, de los devanados y el estado del aislamiento.

4.2.2. En Bóvedas.

- a) **Transformador:** Verificar que la pintura esté en buen estado y su nomenclatura legible, verificar nivel de aceite y temperatura, verificar que tenga placa de datos, apretar tornillería del sistema de tierras, verificar que no tenga fuga de aceite por los empaques y que las terminales no tengan escurrimiento. Efectuar muestreo de aceite para la prueba de rigidez. Si se encuentra sin potencial hacerle pruebas de T.T.R. y de megger. A los equipos sumergibles se les hace prueba de hermeticidad que tiene la finalidad de detectar puntos donde los empaques estén en mal estado y se le pueda meter agua al equipo. La prueba consiste en inyectar nitrógeno a una presión de 5 libras por pulgada cuadrada durante 5 minutos. Si la presión no disminuye quiere decir que no hay fuga y el equipo se encuentra en buenas condiciones.
- b) **Bus Cubierto:** Lijar las zapatas para que hagan buen contacto, apretar tornillería y reponer la faltante, abrir fusibles CR y apretar los tornillos del eslabón fusible. Tomar cargas para verificar que circula la corriente adecuada. Verificar que las fundas estén completas, que no estén picadas o rotas, que tengan completas las abrazaderas y que estén bien colocadas.

- c) **Tierras:** Checar que el sistema de tierras esté completo y medir el valor óhmico de la varilla cooperweld.

4.2.3. En Pozos tipo Ral:

- a) **Interruptores y Cajas:** Se debe revisar que tenga pintura en buen estado y nomenclatura visible, que tengan la tornillería completa, que los tanques estén aterrizados, que las terminales no tengan escurrimiento y estén bien aterrizadas. Se les hace muestreo de aceite para la prueba de rigidez y prueba de hermeticidad. Se checa que el nivel de aceite esté correcto, que los mecanismos estén en buen estado.

4.3. MANTENIMIENTO A CABLES.

Los cables en las instalaciones subterráneas son los puntos más frágiles del sistema debido a que no siempre su manejo es el adecuado y tiene muchos puntos de transición (empalmes y terminales) que generan esfuerzos eléctricos y probables puntos de falla. El mantenimiento a los cables consiste en los siguientes puntos:

4.3.1. Instalación: La instalación de un cable de M.T. debe hacerse usando las técnicas recomendadas por el fabricante cuidando de no dañar el aislamiento, no aplicar demasiada tensión de jalado y no someterlo a dobleces menores a los recomendados (12 veces el diámetro exterior del cable). Los ductos deben estar libres de obstrucciones, completamente limpios y perfectamente emboquillados. Los ductos deben terminar en pozos de visita con distancias máximas de 100 metros en tramos rectos y de menor distancia para los cambios de direcciones.

4.3.2. Revisión: Se efectúan recorridos verificando que los cables estén bien acomodados, que no tengan curvaturas excesivas, que no tengan piquetes, que los empalmes estén bien soportados y no tengan escurrimiento, que las terminales no tengan escurrimiento y estén bien aterrizadas.

4.3.3. Pruebas: Antes de hacer las pruebas, el cable deberá desconectarse de todo el equipo al que esté conectado, abriendo interruptores, retirando fusibles, etc. Se debe conectar a tierra todo el equipo que no se va a probar así como las partes metálicas que no estén conectadas a tierra.

a) **Prueba de la Resistencia de Aislamiento:** La resistencia de aislamiento es la resistencia que ofrece su aislamiento al flujo de la corriente resultante de un voltaje de corriente directa aplicado. La resistencia de aislamiento de cualquier cable es afectada por la temperatura, humedad, suciedad y en general por las áreas débiles debido a deterioro por envejecimiento o por daño mecánico. El valor de resistencia medida a un voltaje y tiempo específicos, representará la influencia de todos esos factores en el aislamiento. Los valores de las mediciones deberán guardarse para comparaciones futuras. Antes de efectuar la prueba se recomienda calcular analíticamente la resistencia de aislamiento del cable utilizando la siguiente fórmula:

$$R_i = K \log_{10} \left(\frac{D}{d} \right)$$

Donde:

R_i es la resistencia de aislamiento en megohms por Km.

K es la constante de la resistencia de aislamiento.

log₁₀ es el logaritmo base diez.

D es el diámetro exterior del aislamiento.

d es el diámetro interior del aislamiento.

Los valores de la constante de resistencia de aislamiento se dan a continuación:

CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

AISLAMIENTO	K (M x Km)	TEMPERATURA
Papel Impregnado	3000	20°C.
Polietileno	6100	15.6°C.

Ejemplo de cálculo:

Calcular el valor de la resistencia de aislamiento de un alimentador de 486 metros de cable seco cal. 150 mm². Con aislamiento de polietileno de cadena cruzada, instalado en ductos a una temperatura promedio de 25°C.

De la fórmula:

$$R_i = K \log_{10} \left(\frac{D}{d} \right)$$

Tenemos que:

$$K = 6100 \text{ a } 15.6 \text{ °C}$$

$$D = 16.075$$

$$d = 7.975$$

Sustituyendo en la fórmula:

$$R_i = 6100 \log_{10} \left(\frac{16.075}{7.975} \right)$$

$$R_i = 6100 (0.3044)$$

$$R_i = 1856.96 \text{ megohms}$$

Luego entonces la corrección por temperatura es:

$$R_{it} = 1856.96 \times 1.66 = 3082.55$$

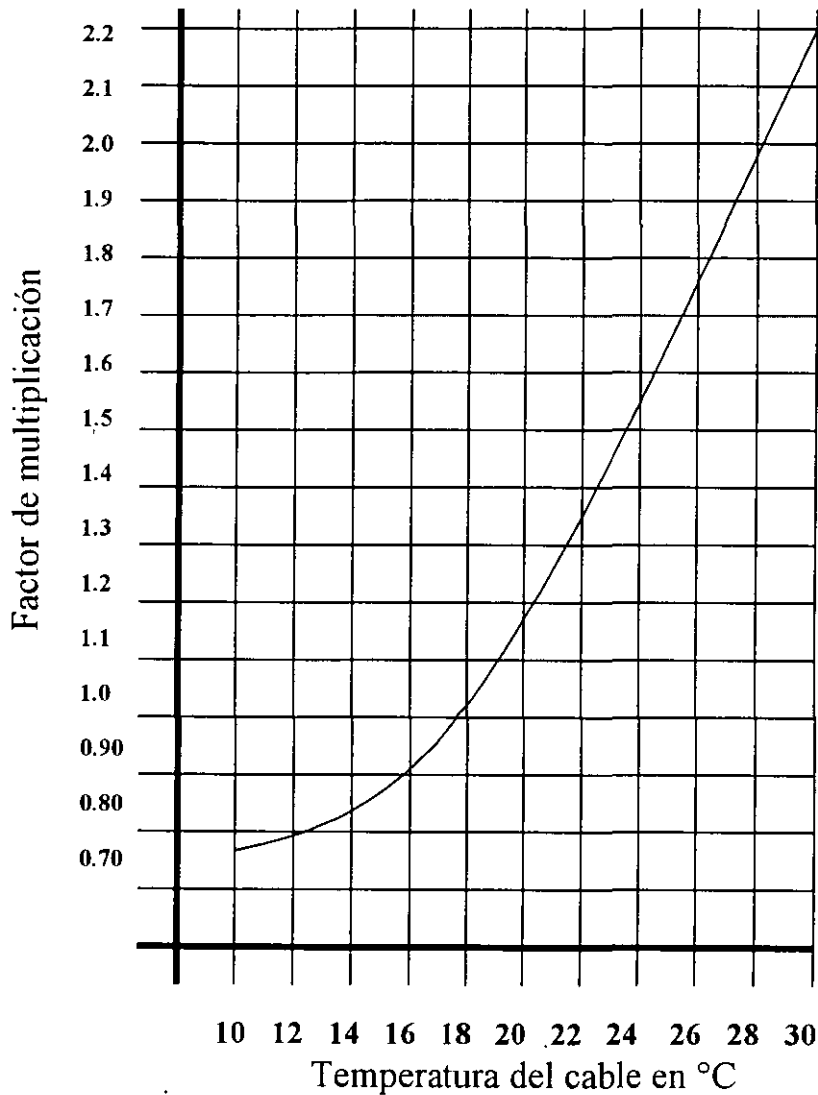
$$R_{il} = 3082.55 \times \frac{1000}{486} = 6342.71 \text{ megohms}$$

TABLA DE DIÁMETROS DE AISLAMIENTO DE CABLES SECOS Y DE ACEITE PARA EL CALCULO DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

CABLE	D	d	D/d
23 TC 1 X 50	12.365	4.265	2.8991
23 TC 1 X 70	12.875	4.775	2.6963
23 TC 1 X 150	16.075	7.095	2.2656
23 TC 1 X 240	17.445	9.345	1.8667
23 PT 1 X 35	10.305	3.825	2.6491
23 PT 1 X 70	11.515	5.415	2.1263
23 PT-1 X 150	14.05	7.95	1.7672
23 PT 1 X 240	16.16	10.06	1.6063

FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA CABLE SECO.

TEMPERATURA (°C)	COEFICIENTE POR 0.55 °C	TEMPERATURA (°C)	COEFICIENTE POR 0.55 °C	TEMPERATURA (°C)	COEFICIENTE POR 0.55 °C
10.0	0.75	17.8	1.13	25.6	1.71
10.6	0.77	18.3	1.16	26.1	1.76
11.1	0.79	18.9	1.20	26.7	1.81
11.7	0.82	19.4	1.23	27.2	1.87
12.2	0.84	20.0	1.27	27.8	1.92
12.8	0.87	20.6	1.31	28.3	1.98
13.3	0.89	21.1	1.35	28.9	2.04
13.9	0.92	21.7	1.39	29.4	2.10
14.4	0.94	22.2	1.43		
15.0	0.97	22.8	1.47		
15.6	1.00	23.3	1.52		
16.1	1.03	23.9	1.56		
16.7	1.06	24.4	1.61		
17.2	1.09	25.0	1.66		



Ya que se tiene el valor calculado se hace la prueba físicamente con un megger (manual o electrónico). El borne positivo se conecta al conductor y el negativo a la pantalla o cubierta metálica del cable que también deberán estar conectados a tierra. Dado a que el cable se comporta como un capacitor, deberemos energizar durante cierto tiempo dependiendo de la longitud del cable (entre uno a tres minutos normalmente). Al terminar la prueba se registra también el valor de la temperatura a la que se encuentra el cable para poder efectuar la corrección correspondiente.

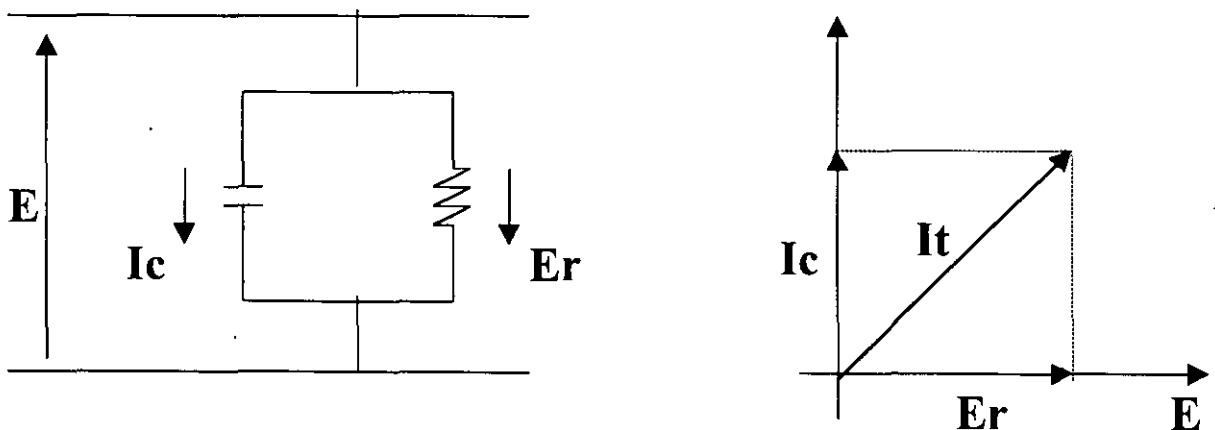
Al hacer la corrección por longitud debe recordarse que la resistencia de aislamiento varia inversamente con la longitud.

- a) Las pruebas en cable nuevo dan valores de resistencia de aislamiento más altos que los calculados y dependiendo de las condiciones en que trabajen se determina su vida útil que es de 30 años en condiciones normales.
- b) Prueba en alta tensión: el objeto de esta prueba es verificar que el aislamiento se encuentra en condiciones de operar satisfactoriamente ante los esfuerzos eléctricos típicos de los sistemas de potencia.

En México la prueba de alta tensión se realiza con corriente directa aunque es posible realizarla con corriente alterna a frecuencia industrial (60 Hz.) o a muy bajas frecuencias (0.1 Hz.).

Cuando se efectúa la prueba de alta tensión además de que el cable pueda soportar el voltaje de prueba durante el tiempo especificado, se realiza un análisis de la variación de la corriente de fuga con el tiempo.

El diagrama eléctrico simplificado de un cable de energía se presenta a continuación junto con el diagrama vectorial.

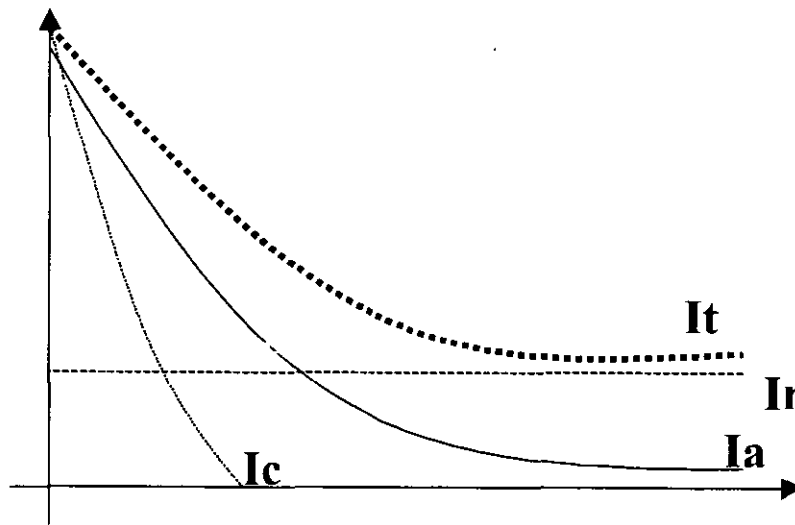


Se observa que cuando se aplica un voltaje a través de un dieléctrico fluyen tres tipos de corrientes que son:

- a) La corriente de carga (I_c) que corresponde a la capacitancia del cable.
- b) La corriente de conducción (I_r) presente en todo dieléctrico.
- c) La corriente de absorción o polarización (I_a) que es de magnitud despreciable comparada con la corriente de conducción.

En el equipo de alta tensión se tiene un microampermetro que mide la suma de las tres corrientes arriba mencionadas (I_t).

La variación de estas corrientes con el tiempo se ilustra en la siguiente figura, lo que indica que la lectura del microampermetro debe hacerse cuando se estabiliza la (I_t) para evitar el efecto de la (I_c)

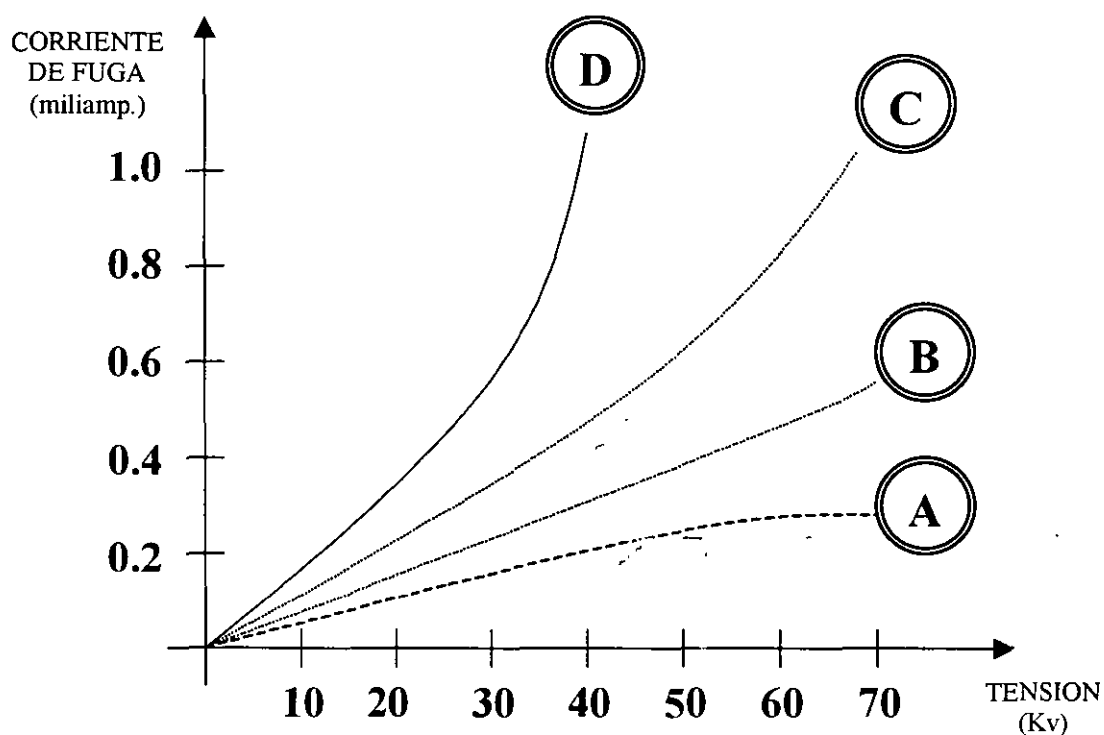


La corriente remanente es (I_t) cuyo camino es a través del aislamiento o sobre una superficie de fuga tal como las terminales del cable bajo prueba.

Conocido el voltaje de prueba y la resistencia de aislamiento del cable la corriente de fuga se puede determinar analíticamente por la ley de ohm.

$$I_t = \frac{E(kv)}{R_i(M\Omega)}$$

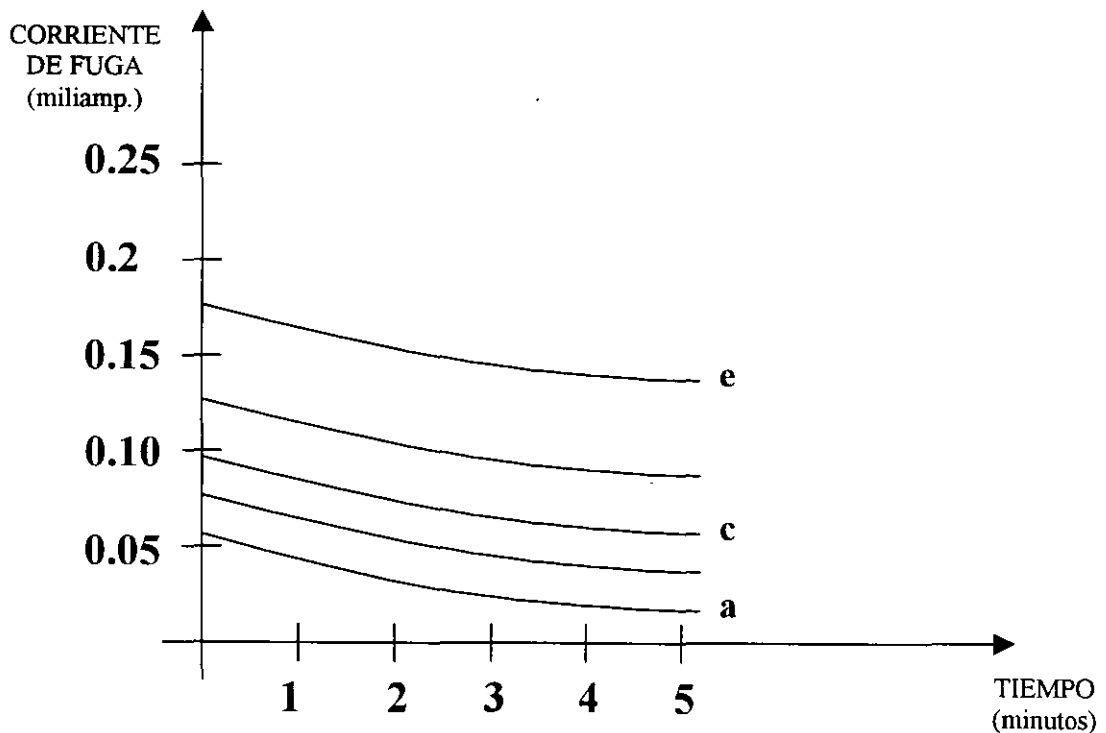
La prueba consiste en aplicar voltajes de corriente directa con rangos de 0 a 75 Kv para cable de aceite y de 0 a 60 para cables secos, aumentando a partir de cero de diez en diez Kv. y dejando que se estabilice durante cinco minutos hasta llegar al rango mencionado. Con los valores que se obtienen se elabora una gráfica como se muestra a continuación.



- Curva típica de buen aislamiento.
- B** Curva de buen aislamiento con humedad.
- Curva de buen aislamiento con mucha humedad capaz de ocasionar una falla.
- Curva de un aislamiento con burbujas de aire o impurezas. El voltaje inicia la ionización del aire en la burbuja lo que produce alta energía calorífica que causa la destrucción del aislamiento, ocasionando la falla.

Estas curvas nos indican si el aislamiento esta bueno o propuesto a fallar.

Si se gráfica año con año la curva de la corriente de fuga con respecto al tiempo nos muestra como el aislamiento aunque este en buen estado envejece y permite cada vez una mayor corriente de fuga.



Gráficas periódicas que indican el envejecimiento que sufre el aislamiento de un cable a medida de que pasa el tiempo.

- a) Cable recién instalado.
- b) Cable tres años después.
- c) Cable cinco años después.
- d) Cable siete años después.
- e) Cable quince años después.

4.4. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.

Elaborar un programa de mantenimiento preventivo debe tomar en cuenta diferentes factores como: la cantidad de instalaciones existentes, la cantidad de personal disponible y capacitado, la cantidad de recursos y el tiempo que se tarda el personal en realizar la acciones de mantenimiento.

Lo mas recomendable es dar mantenimiento con la periodicidad que se indica a continuación en base a la experiencia que se tiene en este campo; y dadas las condiciones friáticas y de acumulación de basura que se tiene en la ciudad de México.

- a) Mantenimiento a instalaciones tres veces al año.
- b) Mantenimiento al equipo tres veces al año.
- c) Mantenimiento a cables dos veces al año.
- d) Pruebas a cables una vez al año.

5. FACTORES DE FALLA.

Independientemente del mantenimiento preventivo realizado para mantener las instalaciones en buen estado hay otros factores que ocasionan las fallas y se mencionan a continuación.

5.1. Fallas en terminales y empalmes: se ocasionan por falta de mano de obra calificada y exceso de humedad.

5.2. Fallas en cable: ocasionadas por malos manejos en cable durante la instalación dañando el aislamiento y las pantallas por tensiones de jalado excesivas, materiales extraños y rebabas en los ductos y daños mecánicos por terceros.

5.3. Temperaturas excesivas ocasionadas por trabajar los cables por encima del valor máximo de corriente permitido y por el cruce del cable con fuentes térmicas.

En la siguiente tabla se indican los rangos de temperatura que soportan los aislamientos.

TIPO DE CABLE	TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)	TEMPERATURA DE CORTO CIRCUITO (°C)
ACEITE	65	160
SECO	90	250

5.4. Efecto corona: Es una descarga eléctrica en el aire (brincamiento), creado por un esfuerzo eléctrico que resulta en rotura o ionización del aire que puede causar falla en el cable. Se origina por una mala elaboración del cono de alivio o por distancias inadecuadas entre partes vivas y tierra.

5.5. Sobrevoltajes: No es conveniente que circulen voltajes muy altos en los cables ya que ocasionan arcos en las terminales arborescencias dentro del aislamiento. Los sobrevoltajes se generan como resultado de descargas atmosféricas u operación de interruptores y posibles condiciones de resonancia del circuito (ferro resonancia). De aquí que es conveniente el uso adecuado de apartarrayos; el menor número de operaciones posibles en el sistema y utilizar equipos de apertura tripolar.

ESTADISTICAS DE FALLAS EN 23 KV DE 1998

FALLA EN TERMINALES Y EMPALMES:	46.23 %
FALLA EN CABLE:	22.58 %
FALLA POR TERCEROS:	5.37 %
ESCURRIMIENTOS:	19.35 %
OTROS:	6.47 %
TOTAL:	100 %

CONCLUSIONES

- Se utilizan sistemas de distribución subterránea cuando se requiere alta confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, pasando por alto el costo.
- El tener personal altamente capacitado implica que se elaboren trabajos de buena calidad y como resultado generalmente se efectuará un buen mantenimiento preventivo en equipos e instalaciones.
- El equipo de termografía ha ayudado mucho al mantenimiento preventivo para detectar puntos calientes que indican una falla próxima.
- La elaboración y uso de formatos permite tener un control administrativo en el programa que se lleva a cabo para efectuar los trabajos de mantenimiento; por lo que el éxito depende de un buen control organizacional desde el escritorio en donde se concentra el mando del mantenimiento de los sistemas en función.
- Un punto primordial para que los trabajos se lleven a cabo con buenos resultados es necesario estar pendiente de que los trabajos se efectúen con seguridad por parte del personal operativo; esto implica que el personal cuente con equipo de seguridad y buenas herramientas para el desarrollo de sus labores.
- Otro punto medular de este ámbito es la buena calidad de los equipos y materiales que se estén usando para los requerimientos de los sistemas en función.
- Las tecnologías juegan el segundo punto importante para el poder dar solución pronta a los contratiempos y diligencias operativas que en su momento se presentan.
- Los disturbios serán atacados y solucionados dependiendo de una buena dirección, de una buena capacitación para el personal operativo, y el ser provistos de equipos, herramientas y materiales en buen tiempo; todo esto por parte de la dirección de la empresa inmiscuida.

REFERENCIAS

- Normas técnicas de Montajes y Materiales, “Luz y Fuerza del Centro”.
- Generalidades sobre Sistemas Subterráneos de Distribución, “Tesis Profesional, Ing. Carlos Armando García Gama”.
- Distribution Systems, Electric Utility Engineering Reference Book; “Westinghouse Electric Corporation”.
- Apuntes sobre Cables Subterráneos de Energía; “Ing. Antulio Betancourt rtíz, Condumex S. A.”.
- Cables de Energía para Distribución Subterránea I; “Ing. Julio Luna Castillo, C. I. M. E.”.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE POR MEDIO DE
FUSIBLES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

**ING. FERNANDO GÓMEZ VARGAS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES POR MEDIO DE FUSIBLES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

ING. ALFREDO JUAREZ TORRES ING. FERNANDO GOMEZ V.

INTRODUCCION

Un sistema de distribución debe estar diseñado para entregar energía a los puntos en que se va a utilizar, sin interrupciones ni restricciones y a un costo razonable. Para lograrlo, no se deben perder de vista las necesidades operacionales normales, y además se debe tomar una cantidad razonable de provisiones para proteger al sistema y al suministro contra fallas y condiciones anormales.

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

Esta liberación incontrolada de energía puede ser destructiva, causando fuego y daños estructurales no sólo en el lugar original de la falla, sino también en otros puntos del sistema por los que circule energía hacia la falla. Sin embargo, el aislamiento de la falla por los equipos desconectores más cercanos a ella, limitará 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 desconector primario.

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

1 TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS

Las fallas en 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 cinco minutos) se presentan en un rango de 75 a 95 % y están relacionadas de algún modo con las condiciones climatológicas existentes, pudiendo ser en algunos casos autoeliminadas o ser eliminadas mediante dispositivos de interrupción instantánea (interruptor, equipo de recierre automático, etc.) generalmente en 1, 2 ó 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 de árboles, objetos colgantes, aves que disminuyan la distancia de aislamiento, etc.)
- Flameo de aisladores
- Falsos contactos
- Arqueos por contaminación ambiental
- Sobrecorrientes instantáneas

Se ha demostrado de acuerdo a estadísticas, que en el primer recierre se elimina hasta el 88 % de las fallas, en el segundo hasta un 5 % y en el último un 2 % adicional. A su vez las fallas permanentes se presentan en un 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 3fases, 2fases, 1fase)
- Vandalismo (daño al equipo)
- Sobrecargas permanentes
- Degradación de aislamiento
- Falla de equipo
- Fraude
- Conexiones erróneas
- Mano de obra deficiente

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 del aislamiento, debido a sobrecargas o cortos circuitos
- Esfuerzos eléctricos por sobretensiones, debido a voltajes transitorios
- Pérdida de aislamiento debida a la humedad, arborescencias, reducción por roedores, piquete mecánico en cables, mal manejo de equipo
- Mano de obra deficiente
- Falla de equipo

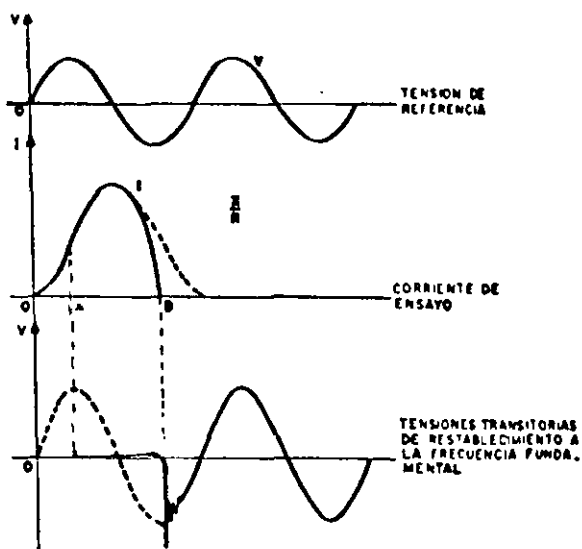
2 DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS FUSIBLES EN MEDIA TENSION

2.1 Fusible

Es un elemento eléctrico de protección o seguridad, de operación térmica diseñado para interrumpir un circuito eléctrico, cuando por él circula una sobrecorriente que pueda dañar a los conductores y dispositivos conectados al mismo.

Por su operación, existen en general dos tipos de fusibles de media tensión, conocidos como fusible de expulsión (F.E.) y fusible limitador de corriente (F.L.C.).

a) Fusible de expulsión.- Está formado por un pequeño eslabón fusible, casi siempre de sección transversal constante (a excepción de los fusibles de doble elemento o en ocasiones de los llamados fusibles fraccionarios de muy baja corriente nominal), y de longitud muy corta. El material de este elemento puede ser de plata, cobre, plomo, estaño o aleaciones de plata, cobre, níquel-cromo, plomo-estaño, el cual al fundirse por elevación de temperatura como consecuencia de una sobrecorriente, provoca un arqueo, generándose gases des-ionizantes del material vecino (ácido bórico, melanina, resinas fenólicas, fibra vulcanizada, resinas termoplásticas, tetracloruro de carbono, hexafloruro de azufre y otras), provocando gran turbulencia alrededor del arco, de manera que cuando la corriente pasa por un valor natural cero, el canal del arco se reduce al mínimo, quedando interrumpido el flujo de corriente, pudiéndose expulsar los gases hacia el exterior del fusible. Ver-fig.1 y fig. 2.



ANGULO DE CIERRE: θ°
 ANGULO DE ARQUEO: θ_A (TIEMPO DE FUSION)
 TIEMPO DE ARQUEO: t_A
 TIEMPO DE INTERRUPCION TOTAL: t_{OB}

Fig. 1
 INTERRUPCION DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE
 ASIMETRICA POR UN FUSIBLE DE EXPULSION

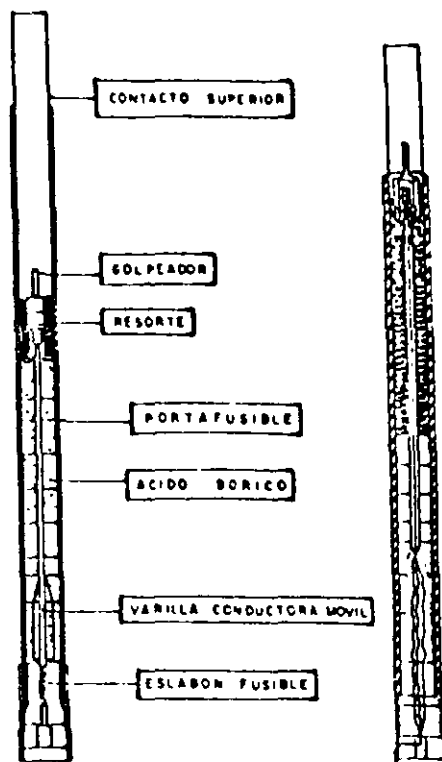


Fig. 2 PARTES CONSTITUTIVAS DEL FUSIBLE
 DE EXPULSION Y PRINCIPIO DE OPERACION.

Por su capacidad interruptiva los fusibles de expulsion se pueden clasificar en fusibles de potencia (alta capacidad interruptiva) y fusibles tipo listón para cortacircuito fusible (baja capacidad interruptiva), aunque en la actualidad estos últimos los han desarrollado para alta capacidad interruptiva, conocidos como fusibles de listón tipo ablativo.

Las características de respuesta de un fusible estan definidas por la curva corriente-tiempo mínimo de fusión (minimum melting time current) y curva corriente-tiempo de interrupción total (total clearing time), que pueden ser modificadas por efectos del medio ambiente, efecto de la variación transitoria de la onda de corriente, y factores inherentes al diseño. Ver fig. 3.

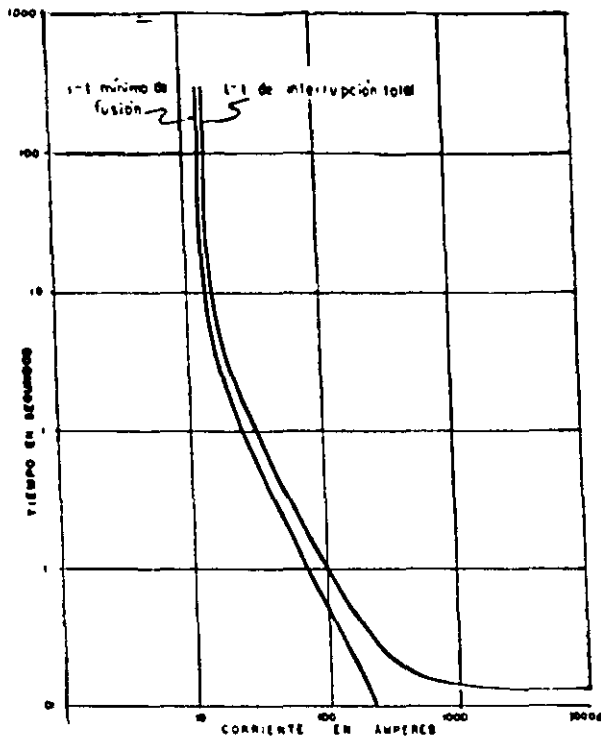


Fig 3 Curvas características Corriente — Tiempo de operación de un fusible tipo expulsión.

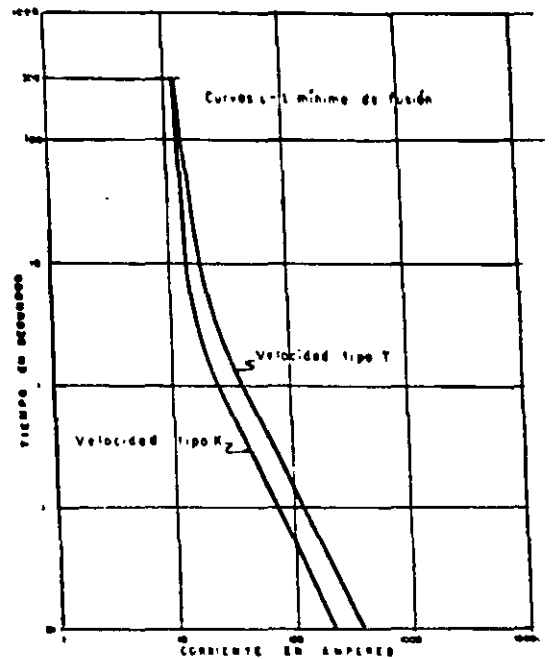


Fig 5 Fusibles tipo eslabón de una misma - corriente nominal y diferente velocidad de respuesta

En general los fusibles de eslabón más utilizados son los de respuesta rápida (velocidad tipo K) y repuesta lenta (velocidad tipo T), que se diferencian por sus curvas corriente-tiempo, las cuales, para una misma capacidad son idénticas en los puntos de 300 y 600 segundos, y para altas corrientes el fusible tipo T opera en mayor tiempo. Ver fig.4 y fig.5.

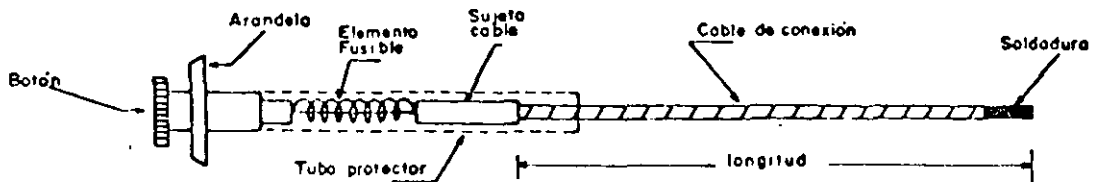


FIG. 4 Fusible de eslabón, tipo universal

b) Fusible limitador de corriente.- Se designa al elemento que interrumpe una sobrecorriente, limitando la corriente de falla a valores inferiores que el valor pico que circularía por el circuito si el fusible no se instalara, en un tiempo menor a la duración del primer semiciclo de la onda de corriente de falla. El valor pico depende de la relación X/R del circuito y a medida que se reduce dicha relación de energía específica I^2t , que debe contemplar el fusible, también se reduce. Ver fig.6 y fig.7.

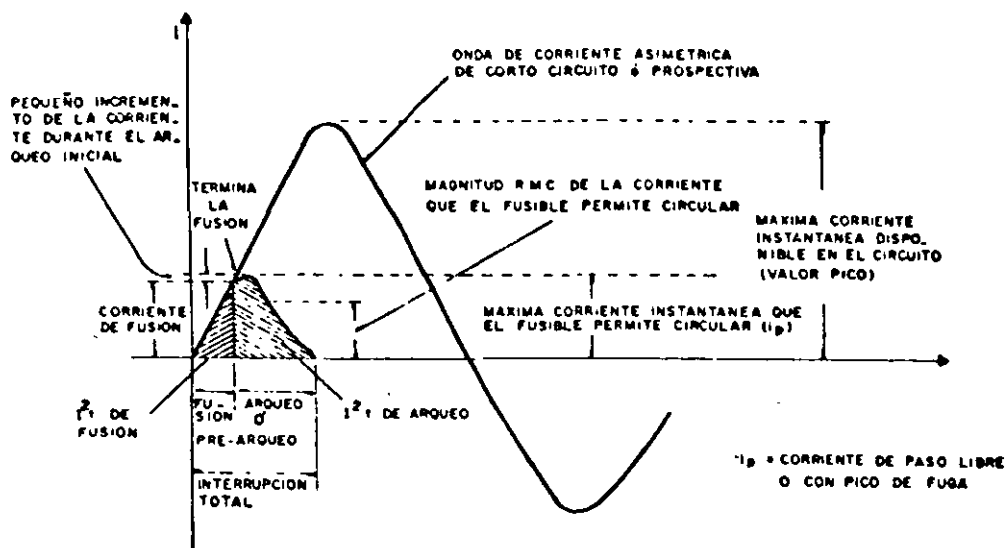


Fig.6
REPRESENTACION GRAFICA DEL CONCEPTO DE LIMITACION DE CORRIENTE

El fusible está integrado por uno o más alambres de sección transversal circular constante o cintas metálicas (plata, cobre o aleaciones) perforadas o con determinada configuración, conectadas en paralelo entre sí, arrolladas en forma helicoidal sobre un núcleo de cerámica de alta pureza.

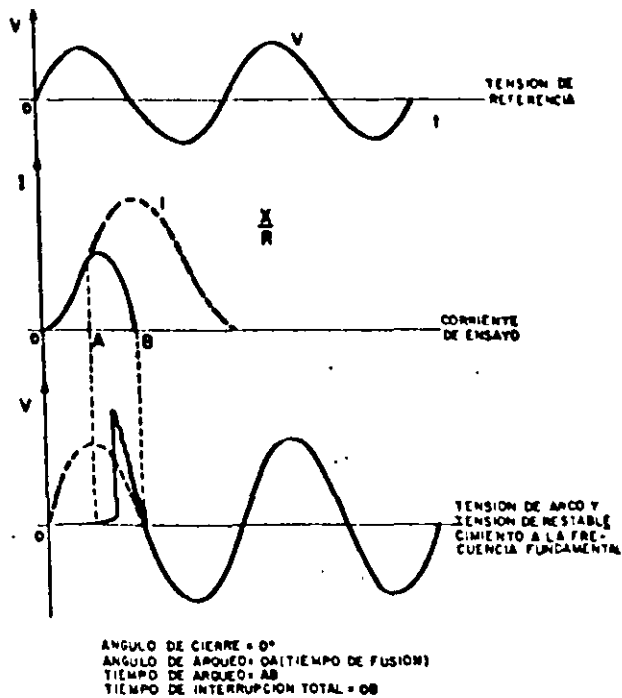


Fig. 7. INTERRUPCION DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMETRICA POR UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE.

En fusibles modernos se usan núcleos de mica, y en desarrollos mas recientes ya no se utilizan los núcleos interiores, con objeto de absorber mas fácilmente la energía disipada. Todos estos van dentro de un tubo de cerámica de alta pureza o de fibra de vidrio, que contiene en su interior material de relleno formada por arena de cuarzo, cuya finalidad es la de extinguir el arco eléctrico interno, absorbiendo la mayor parte de la energía I^2t generada, formándose las fulguritas. Ver fig. 8 y fig. 9.

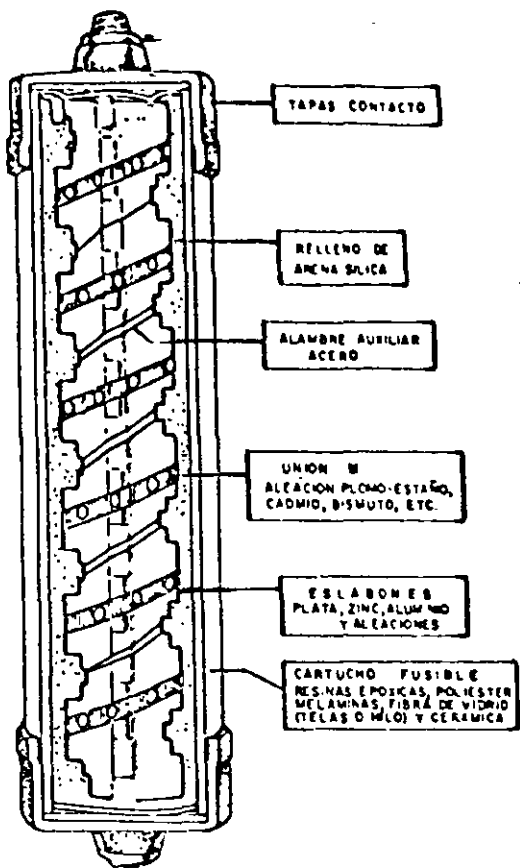


FIG 8 PARTES CONSTITUTIVAS DE UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE.

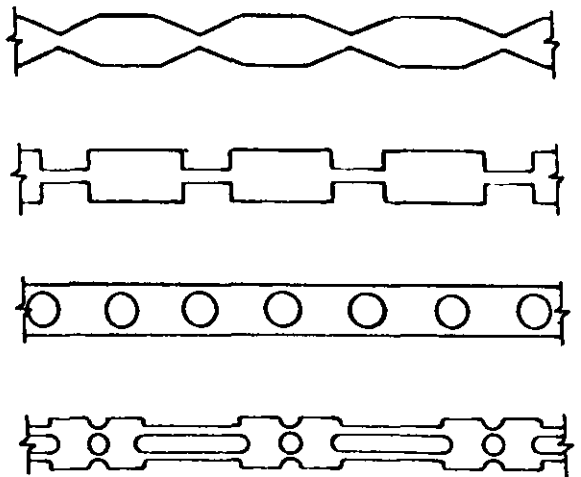


Fig.9
Diferentes tipos de configuraciones de cintas fusibles

Existen básicamente tres tipos de fusibles limitadores de corriente en función del tipo de diseño:

-Fusible de respaldo o rango parcial (back-up)

Este fusible se conoce como de primera generación y es aquel que puede interrumpir cualquier corriente desde su valor máximo hasta su corriente mínima de ruptura (diseñado para tiempos cortos). Por tal motivo para obtener una protección completa, se tiene que combinar con una protección en serie que proteja contra sobrecorrientes de pequeña magnitud como sobrecargas. Ver fig. 10.

-Fusible de aplicación general (general purpose)

De acuerdo a la norma ANSI C37.40, este fusible puede interrumpir satisfactoriamente cualquier corriente, desde su máxima nominal, hasta una corriente que funda el elemento en una hora (3600 segundos). Ver fig.10.

-Fusible de rango completo (full range)

Este tipo de fusible, no está considerado en ninguna norma actualmente, pero se ha definido como aquel fusible capaz de interrumpir satisfactoriamente bajo condiciones específicas de uso y comportamiento todas las corrientes que causan la fusión del elemento sensible a la corriente. Los tiempos máximos de fusión que se tienen para este fusible son hasta de ocho horas. Ver fig.10.

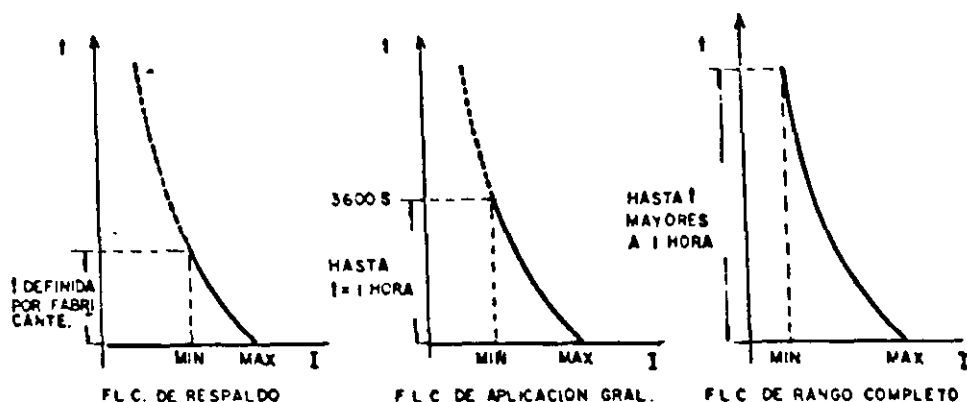


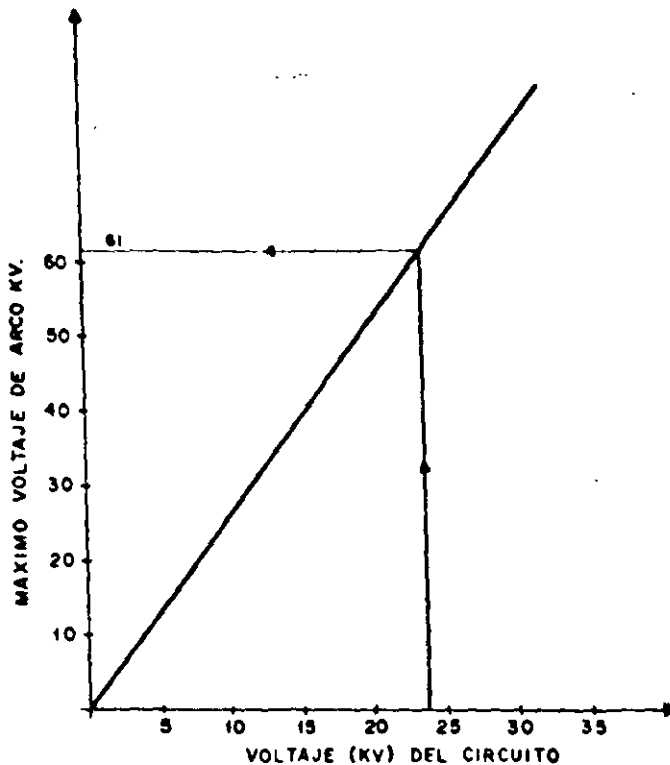
Fig.10 TIPOS DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

Consideraciones de sobretensión.- Cuando un fusible limitador de corriente opera, siempre genera una tensión de arqueo. Esta sobretensión depende tanto del tiempo o instante de iniciación de la falla sobre la onda de tensión del sistema, como del tipo de diseño del fusible. Cuando se instala un fusible limitador de corriente, debe tomarse siempre en consideración esta sobretensión, pues existe el peligro de que sean dañados los apartarrayos con su operación.

Dado el diseño especial que tienen los fusibles limitadores de corriente la sobretensión que se genera con su operación depende principalmente de la tensión del sistema.

En la mayoría de los casos la coordinación se cumple, sin embargo, es necesario comprobar siempre esta condición. Para tal efecto se realiza lo siguiente:

FIG. 11 MAXIMO VOLTAJE DE ARCO PARA FLC NX-CAMPANION 12



- 1- EL MAXIMO VOLTAJE DE ARCO PRODUCIDO POR EL FLC NX DE 23 KV SERA 61 KV.
 - 2- LA MINIMA TENSION DE CHISPEO DE UN APARTARRAYOS (SIEMENS) ES DE 46 KV. (RMC) A 60 HZ.
- $V_{max} \text{ ARCO FLC} < V \text{ CHISPEO APARTARRAYOS}$
 $61 \text{ KV} < \sqrt{2} \cdot 46 \text{ KV}$
 $61 \text{ KV} < 65.02 \text{ KV}$

De la fig. 11 se escoge sobre el eje de las abscisas la tensión del sistema (fase-neutro en sistemas Y aterrizados, fase-fase en otros sistemas). Se extiende una línea vertical con el valor anterior hasta intersectar la recta diagonal, continuando la línea en forma horizontal hacia la izquierda hasta encontrar el eje de las ordenadas, obteniéndose el valor de voltaje de arco máximo o sobretensión máxima que tendrá que soportar el sistema. Se compara el valor de voltaje obtenido con los niveles de chispeo de los apartarrayos escogidos para la protección contra sobretensiones del transformador, de tal forma que para existir una buena coordinación fusible-apartarrayos, la tensión de arco máxima producida por el fusible limitador de corriente siempre debe ser menor que la mínima tensión de chispeo del apartarrayos.

Las características eléctricas que definen a un fusible son:

- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Capacidad interruptiva (simétrica y asimétrica)
- Nivel básico de impulso
- Respuesta de operación (curva I-t)
- Velocidad de respuesta (en el tipo expulsión)
- Frecuencia
- Servicio (interior o intemperie)

Asimismo, los factores que definen la aplicación de un fusible, además de las características anteriores son:

- Corriente de corto circuito en el punto de instalación
- Relación X/R en la impedancia equivalente (Z_e)
- Curva de daño de los elementos a proteger (conductores, transformadores, etc.)
- Curva de energización del transformador (inrush y carga fría)
- Costo

Con la relación X/R se determina el valor de asimetría correspondiente. Ver fig.12

Entrando a la curva con el valor X/R de la falla correspondiente, se determina la constante de asimetría que al multiplicar por el valor de corriente simétrica, se obtiene el valor eficaz de la corriente asimétrica.

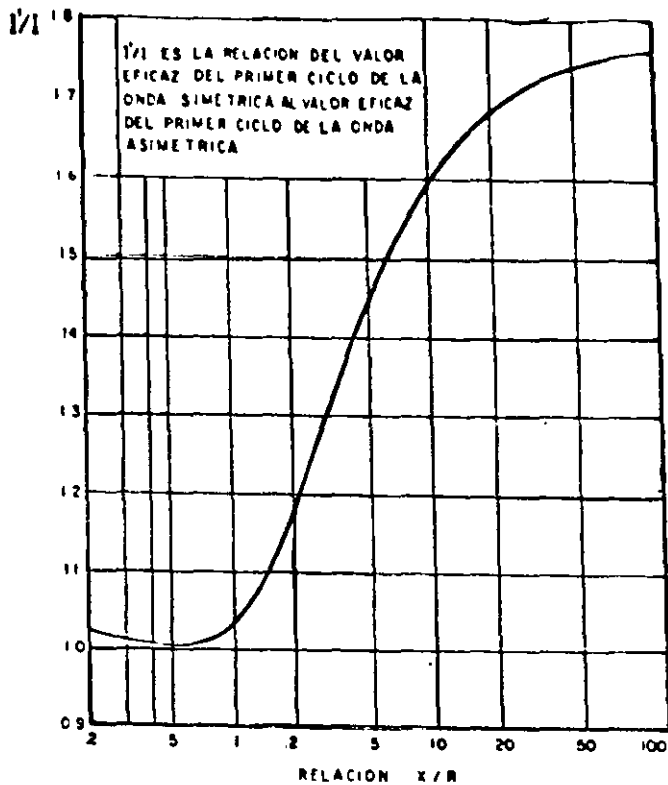


Fig.12 RELACION X/R VS RELACION I'/I

3 Arreglos de los alimentadores de distribución

En el sistema de distribución la energía es suministrada desde la subestación de potencia hasta el usuario 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 ampliación y en general funciones de operación que incrementen la continuidad del servicio.

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

- a) Trifásico de tres hilos
- b) Trifásico de cuatro hilos
- c) Monofásico de tres hilos
- d) Monofásico de dos hilos
- e) Monofásico de un hilo

Las redes primarias trifásicas se utilizan en zonas urbanas, donde el sistema de tres hilos requiere una menor inversión inicial del alimentador con respecto a la de cuatro hilos; sin embargo, debido a que el primero tiene un coeficiente de aterrizamiento de 1.0 que es mayor que el especificado para cuatro hilos (0.75), se obliga a que los equipos instalados en estos sistemas sean de niveles de aislamiento mayores, con un costo más alto.

Una característica adicional de este sistema, es que los transformadores de distribución conectados a estas líneas son de neutro flotante en el lado primario; siendo la detección de fallas de fase a tierra más difícil que el sistema de cuatro hilos, ya que al ser mayor la impedancia de secuencia cero de las líneas, las corrientes de falla son menores.

El sistema de cuatro hilos se caracteriza por la conexión de transformadores trifásicos con neutro aterrizado en el devanado primario y conexión de transformadores monofásicos cuya tensión primaria es la de fase a neutro.

Las redes primarias monofásicas se utilizan en zonas rurales o de baja densidad de carga, debido a su bajo costo.

La red primaria monofásica de dos hilos se origina en una red trifásica, de hecho son derivaciones de líneas trifásicas de tres hilos, donde los transformadores monofásicos son conectados entre fases en el lado primario.

La red monofásica de un hilo o retorno por tierra (sistema Swer) ha probado ser una solución adecuada para electrificación de pequeñas cargas o poblados alejados de los alimentadores trifásicos.

Los alimentadores de media tensión tipo aéreo, subterráneo o mixto, por lo general operan en forma radial cuya configuración se muestra a continuación:

a) Alimentador tipo aéreo o mixto.- El esquema de protección mas común de un alimentador tipo aéreo, está formado por un interruptor automático con elemento de recierre, localizado en la subestación de potencia, el cual está coordinado con otros elementos de protección en cascada como restauradores y fusibles. Asimismo se intercalan medios de seccionamiento como seccionalizadores y cuchillas para abrir con o sin carga, donde las características y uso particular de cada elemento depende del número de consumidores, tipo e importancia de las cargas, continuidad del servicio y costo. Ver fig.13.

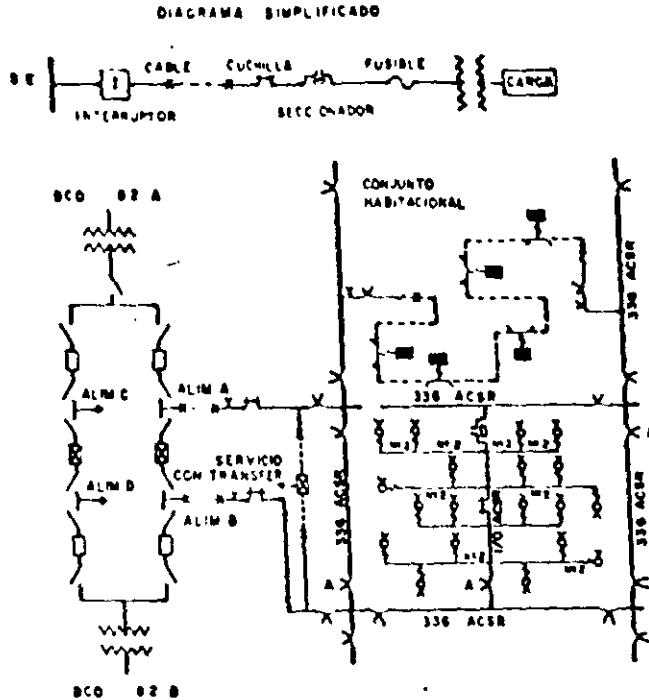


Fig 13 ESQUEMA DE PROTECCION DE UN ALIMENTADOR
TIPO AEREO DE 23 KV

La sensibilidad de las interrupciones de servicio dependerá de los elementos de protección instalados, ya que a través de los elementos de recierre nos permiten discriminar las fallas instantáneas de las permanentes, ajustándolas de acuerdo a las necesidades. Dichos intervalos de tiempo entre apertura y cierre son de la magnitud suficiente para que una falla instantánea se autoextinga, permaneciendo el alimentador en servicio después de uno a tres operaciones de recierre; la cuarta apertura es definitiva por tratarse de una falla permanente, donde necesariamente se requiere la intervención del personal de mantenimiento para la restitución del servicio.

b) Alimentador tipo subterráneo.- El alimentador subterráneo más sencillo es el 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 cables 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 fig.14.

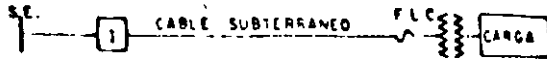


DIAGRAMA SIMPLIFICADO

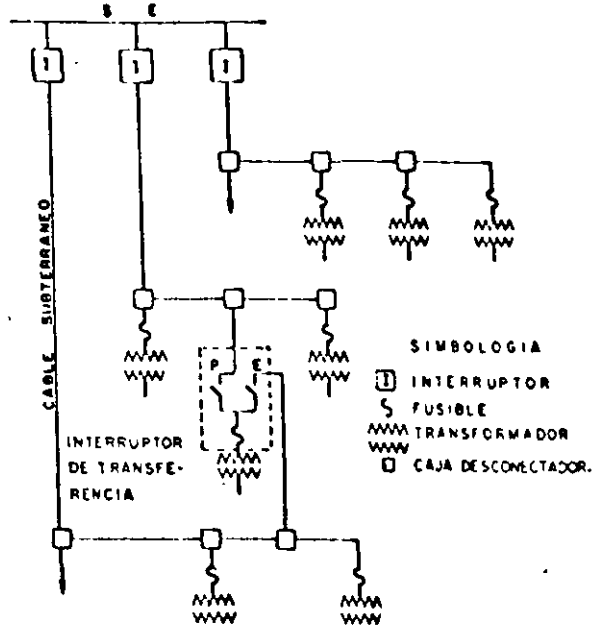


Fig 14 ESQUEMA DE PROTECCION DE UN ALIMENTADOR SUBTERRANEO

4 ESQUEMAS DE PROTECCION

4.1 Filosofía de la protección

Debido a la diversidad de las causas de falla que afectan a un sistema de distribución, no se pueden prescindir de una adecuada protección. De donde la aplicación y la coordinación selectiva de equipos de protección, requiere conocer la magnitud de la sobrecorriente en los puntos donde se aplican, dependiendo del tipo de falla que se presente y naturaleza de la carga. Por tal motivo la protección contra sobrecorriente se considera un "arte" que presenta aspectos de: seguridad, sensibilidad y selectividad.

Seguridad.— Esta se logra cuando el equipo de protección no efectúe operaciones falsas que abran el circuito por corrientes de energización (inrush y 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 para detectar las fallas, dependiendo de su ubicación en el sistema.

Selectividad.- Se obtiene cuando el equipo está coordinado adecuadamente, con el objeto de que sólo 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 número de fallas permanentes
- Incrementar la continuidad del circuito
- Reducir el tiempo para localizar las fallas
- Prevenir daños al equipo
- Reducir la probabilidad de falla disruptiva
- Reducir al máximo las situaciones peligrosas para el público en general

4.2 Selección

Para una adecuada selección del equipo, es necesario tomar en cuenta varios factores característicos del sistema a proteger, que son los siguientes:

- Tensión del sistema
- Corriente nominal de la 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
- Distancia y calibres de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger
- Curvas características de operación corriente-tiempo y secuencia seleccionada en los equipos de protección
- Capacidad de los equipos de protección
- Márgenes de crecimiento de capacidad de las instalaciones en el futuro

-Costo

4.3 Coordinación de protecciones

En la medida que crecen y se desarrollan los sistemas de distribución, aumenta la importancia de proveer de una buena protección eléctrica al equipo para dar seguridad a las personas que los operan, así como al usuario.

Una apropiada coordinación, implica una secuencia de operación adecuada de los dispositivos de protección instalados en cascada, ya que de lo contrario puede ocurrir una operación simultánea innecesaria.

Para la instalación correcta del equipo de protección, deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones:

Primero.- El dispositivo de protección más cercano a la falla (dispositivo protector), debe eliminarla antes de que el dispositivo de protección inmediato anterior de respaldo (dispositivo protegido) opere y abra el circuito. Ver fig.15.

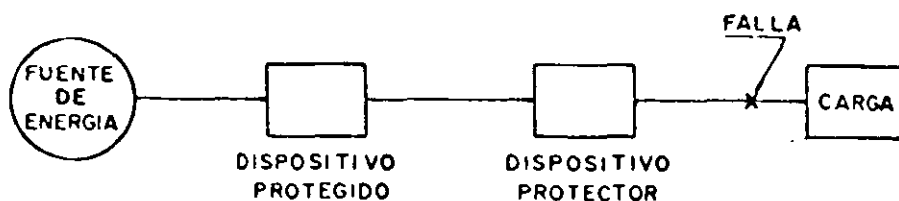


Fig.15 COORDINACION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION

Segundo.- Las fallas deben ser restringidas y aisladas de tal forma que afecten en el menor grado al resto del circuito.

Existen diferentes esquemas de protección, que se aplican en función de la importancia del suministro de energía, siendo los mas comunes los siguientes:

a) Coordinación Interruptor-Fusible

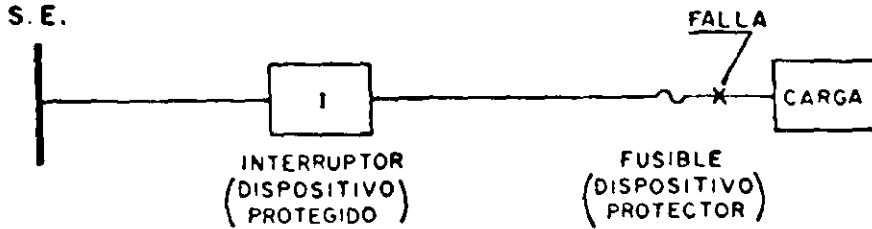


Fig.16 COORDINACION INTERRUPTOR - FUSIBLE

Para esta coordinación, el fusible tiene la función de operar para una falla que se presente en el lado de la carga, impidiendo que opere el interruptor (relevador de tiempo), a menos que este último cuente con un relevador instantáneo que operará de inmediato y en caso de persistir la falla operará el fusible después de realizarse el recierre, quedando como respaldo nuevamente el interruptor, recomendándose un tiempo mínimo de 0.3 segundos entre la curva I-t de interrupción total del fusible y la curva de I-t del relevador de tiempo del interruptor. Ver fig.17.

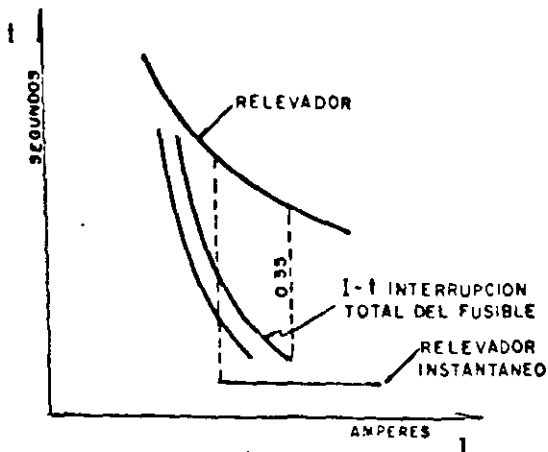


Fig.17 COORDINACION INTERRUPTOR-FUSIBLE

b) Coordinación Restaurador-Fusible

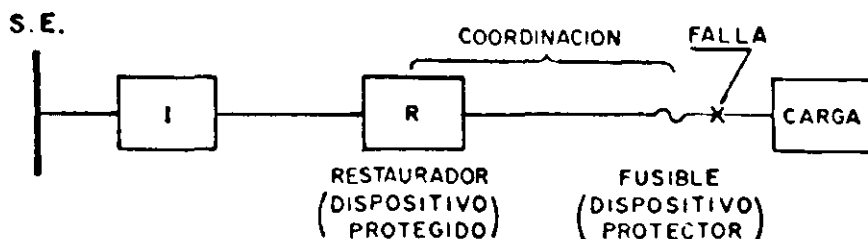


Fig.18 COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE

En esta coordinación se busca que las operaciones rápidas del restaurador no provoquen daño a los fusibles, incluyendo el efecto acumulativo de las operaciones rápidas considerando los intervalos de recierre. Asimismo las operaciones lentas del restaurador se deben retardar lo suficiente para asegurar la operación del fusible antes de la apertura definitiva del restaurador. Ver fig.18

La curva de interrupción total del fusible se utiliza para establecer el límite inferior de la coordinación de la curva de retraso de tiempo del restaurador (punto a). Ver fig.19.

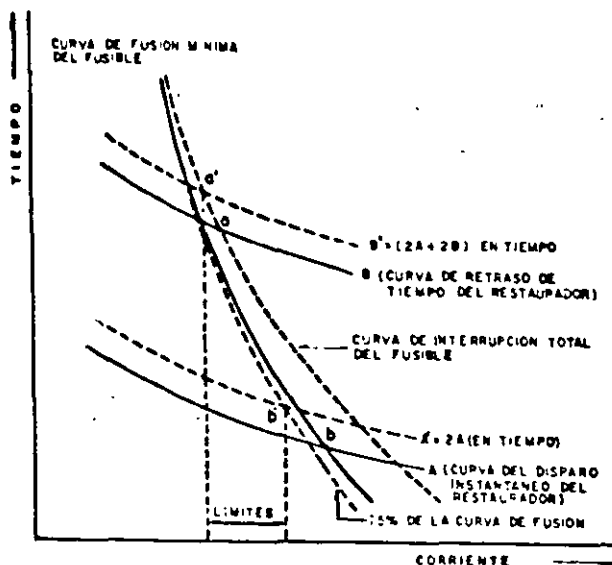


Fig 19 COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE

La curva mínima de fusión se utiliza para establecer el límite superior de la coordinación con la curva de disparo instantáneo del restaurador (punto b).

Sin embargo es necesario modificar las curvas del restaurador y fusible, para considerar los efectos de los ciclos de calentamiento-enfriamiento por la secuencia de operación del restaurador.

Por lo anterior la curva A' es la suma de las dos aperturas instantáneas A, la cual se compara con la curva de fusión del fusible, que previamente se ha desplazado al 75 % en función del tiempo de fusión, encontrándose el nuevo límite superior de coordinación (punto b').

La curva B' es la suma de las dos aperturas instantáneas y las dos de retraso de tiempo, que representan la cantidad total de calor aplicado al fusible, que al compararse con la curva de interrupción total del fusible se obtiene el límite inferior de coordinación (punto a').

c) Coordinación Fusible-Fusible

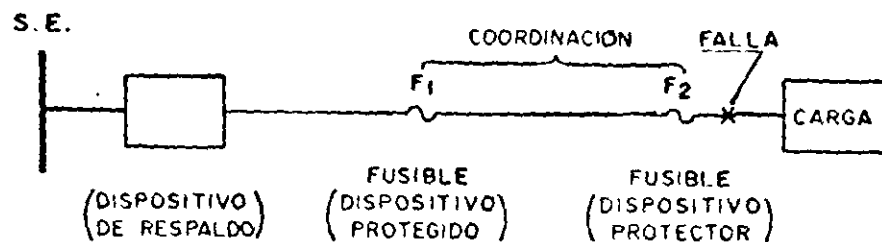


Fig.20 COORDINACION FUSIBLE-FUSIBLE

Para lograr una coordinación entre fusibles, se utilizan generalmente las curvas corriente-tiempo mínimo de fusión y las curvas corriente-tiempo de interrupción total de cada fusible empleado (F1 y F2), de tal forma que para una falla en el lado de la carga debe operar el fusible (F2), antes que se presente algún daño en el fusible protegido (F1), el cual debe operar únicamente como respaldo para la misma falla o para alguna otra que se presente entre los dos fusibles en serie. Ver fig.20.

Debido a que en general se tienen dos tipos de fusibles en media tensión, se pueden hacer las combinaciones de coordinación siguientes: F.E.-F.E., F.L.C.-F.L.C., F.E.-F.L.C. y F.L.C.-F.E..

c.1) Fusible de expulsión (F2) que protege a un fusible de expulsión (F1).- La coordinación de los fusibles de expulsión se logra comparando la curva I-t de interrupción total del fusible protector (F2), con la curva I-t mínima de fusión del fusible protegido (F1), la cual previamente debe haberse reducido un 75 % en valores de tiempo, para asegurar la no operación o daño por efectos de precalentamiento debido a la carga y a la temperatura ambiente.

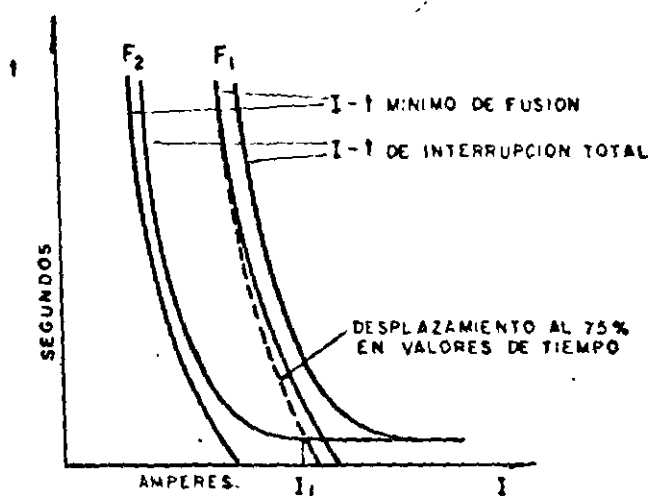


Fig.21 COORDINACION ENTRE F.E. Y F.E.

De la fig.21 se observa que I_1 es el valor máximo de corriente con el cual el fusible F2 protege al fusible F1, ya que en ese punto se cruzan las curvas.

c.2) Fusible limitador de corriente (F2) que protege a un fusible limitador de corriente (F1).- Para este tipo de coordinación además de cumplir con el requisito del caso anterior se requiere verificar, comparando que la energía I^2t de interrupción F2, sea menor que la energía I^2t mínima de fusión del fusible protegido F1; de esta forma se mantiene una coordinación apropiada para todas las corrientes de fallas. Ver fig.22 y fig.23.

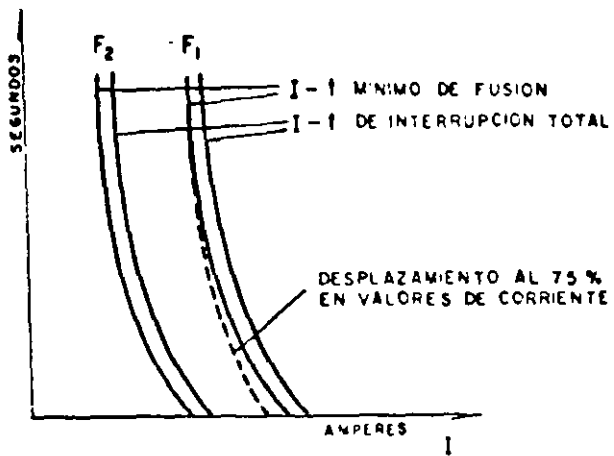
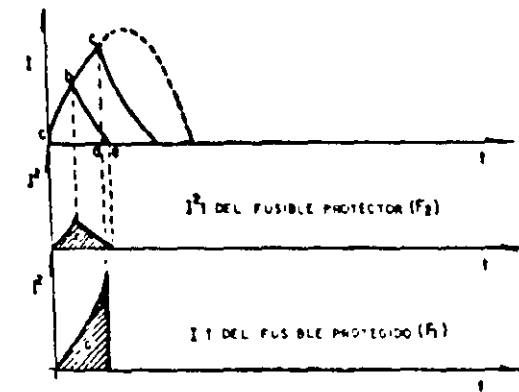
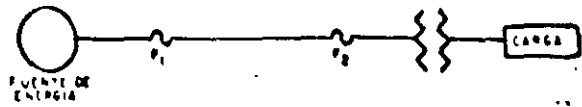


Fig 22 COORDINACION ENTRE F.L.C Y F.L.C.



AREA DE F < AREA DE G -> COORDINACION ADECUADA

Fig 23 COORDINACION ENTRE FUSIBLES LIMITADOS

c.3) Fusible de expulsión (F2) que protege a un fusible limitador de corriente (F1).- Un fusible de expulsión no puede interrumpir totalmente la corriente antes de 0.8 ciclos, de donde su coordinación sólo es posible para tiempos mayores que 0.0133 segundos, estando limitada como consecuencia a bajas corrientes de falla, hasta el punto I1. Ver fig.24.

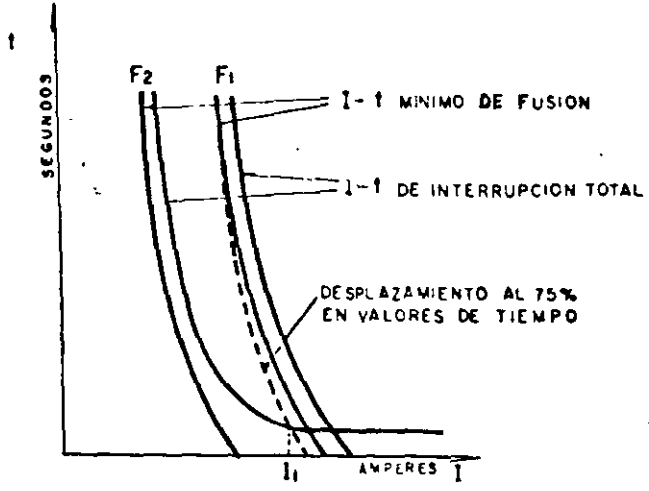


Fig.24 COORDINACION ENTRE F.E Y F.L.C.

ENERGIZACION	TIEMPO EN SEGUNDOS	CORRIENTE DE ENERGIZACION
INRUSH	0.01	25 In = 47.00 A
	0.10	12 In = 22.56 A
CARGA FRIA	1.00	6 In = 11.28 A
	10.00	3 In = 5.64 A

Tabla 4 Valores I-t para definir la curva de energización de un transformador de 75kVA

A continuación se grafican en una hoja de papel log-log los valores de corriente anteriores, escogiendo de la familia de curvas I-t (mínima de fusión y de interrupción total) proporcionada por el fabricante, la capacidad del fusible de A.T., así como la capacidad del interruptor termomagnético en función de la corriente del lado secundario y de acuerdo al criterio establecido en el inciso 4.3, subinciso d), cuidando además que las curvas de daño de los conductores se localicen del lado derecho de las curvas I-t mencionadas. Posteriormente se procede a definir la coordinación entre el fusible instalado en el lado primario del transformador y el interruptor de potencia, conociendo las curvas características de los relevadores proporcionadas por el fabricante y aplicando el criterio establecido en el inciso 4.3, subinciso b). Ver fig.30.

d) Fusible de A.T.-Interruptor termomagnético de B.T.- Este esquema se utiliza para la protección integral de transformadores, instalando en el primario fusibles tipo expulsión, limitadores de corriente o una combinación de éstos y en el secundario un interruptor termomagnético de baja tensión (o fusibles renovables como sustituto). Ver fig.26.

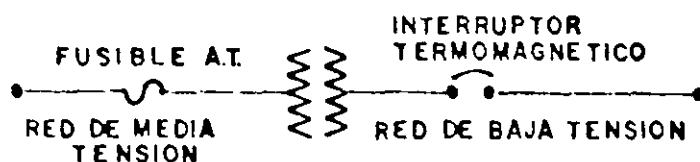


Fig. 26 COORDINACION FUSIBLE A.T.
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

Dicho esquema aunque representa una mayor inversión, se obtienen mejores condiciones de protección en la red de baja tensión, ya que fácilmente se pueden detectar fallas secundarias (trifásicas, bifásicas, monofásicas) y sobrecargas reales.

Para obtener una adecuada coordinación, es necesario conocer las características del transformador a proteger como son: potencia, tensión, e intensidad de corriente en el primario y secundario, % de impedancia, tipo de conexión, número de fases así como otras consideraciones importantes como son las curvas de daño de conductores y transformadores, curva de corriente transitoria de energización (inrush y carga fría).

Las curvas de daño de los equipos y materiales son proporcionadas generalmente por los fabricantes; sin embargo, para el caso del transformador se puede aplicar el criterio establecido en la "Guía de duración de corrientes de transformadores" (F784/D4 de la norma ANSI C57.12.00 para transformadores autoenfriados en aceite de 1 a 500 kVA), que es la siguiente tabla 1.

TIPO DE DAÑO	Nº DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
TERMICO	2	2000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12.5
	15	5.8
	20	3.3
	25	2.0
MECANICO	30	1.5
	40	0.8
	50	0.5

Tabla 4 Valores I-t para definir la curva de daño en transformadores hasta 500 kVA

Con referencia a la curva de corriente transitoria de energización inrush, se origina debido a la energización del transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente, cuya magnitud depende del flujo residual en el núcleo del transformador / el punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización. Asimismo la corriente transitoria de carga fría se produce debido a la energización súbita del transformador con cierto tipo de carga, el cual experimentó previamente una interrupción.

El criterio que se utiliza en general es el indicado en la tabla 2.

CORRIENTE TRANSITORIA	Nº DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
INRUSH	25	0,01
	12	0,10
CARGA FRIA	.6	1,00
	3	10,00

Tabla 2 Valores I-t para definir la curva de energización

Graficando los valores de las dos tablas anteriores se obtiene la fig.27.

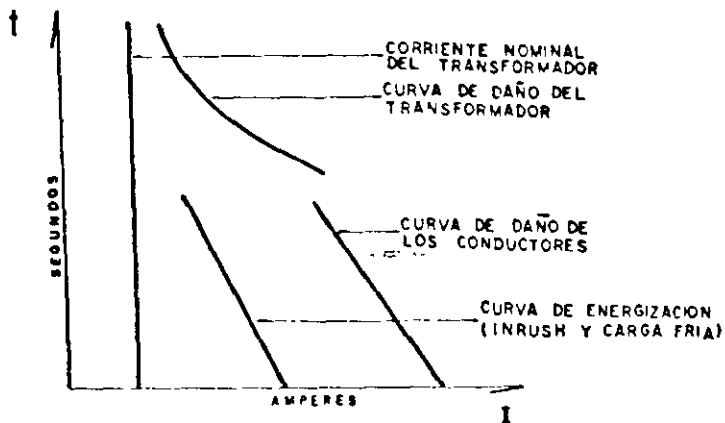


Fig.27 VALORES DE I-t CARACTERISTICOS DE UN TRANSFORMADOR

Para seleccionar la capacidad del fusible del lado primario del transformador se debe tener cuidado de escoger las curvas I-t tales que se localicen entre la curva de energización y la curva de daño del transformador. Asimismo, el interruptor termomagnético se debe seleccionar de acuerdo con la capacidad de corriente en el lado secundario del transformador y criterio de sobrecarga establecido, de tal forma que para lograr la coordinación deben referirse todos los valores de corriente al lado primario, vigilando que sean cubiertos todos los puntos de la curva de daño del transformador. Ver fig.28.

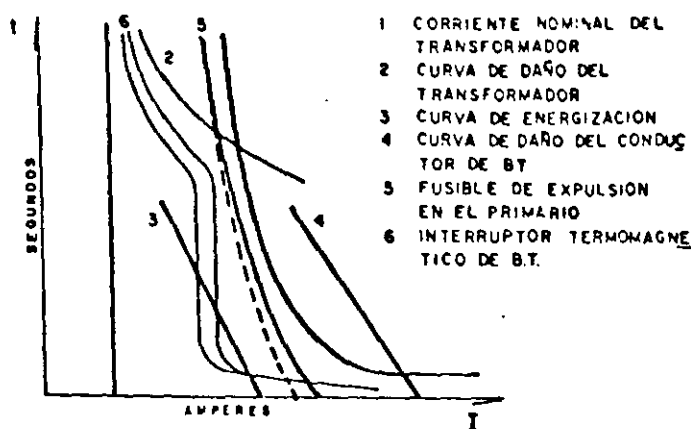


Fig.28 COORDINACION DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION.

En la actualidad este esquema de protección se está experimentando en la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (en liquidación) a través de un Programa Piloto, con objeto de disminuir el índice de fallas en transformadores de la red aérea, originados por sobrecargas y fallas en la red de baja tensión.

Aunque en este momento el restablecimiento del interruptor es de tipo manual, se espera que en un futuro inmediato a través del Instituto de Investigaciones Eléctricas se incorpore al esquema un dispositivo de recierre automático (Frosec), a efecto de discriminar las fallas instantáneas de baja tensión y en caso de persistir la falla, quede abierto en forma permanente.

Ejemplo de aplicación. - Debido a que en México actualmente la energía eléctrica se distribuye en mayor grado a través de redes de tipo aéreo, se presenta un ejemplo de coordinación para este caso.

El alimentador considerado es de tipo aéreo, radial, de 12 MVA, 23 kV, desarrollándose la troncal con conductor 336 ACSR, subtroncal de 1/0 ACSR y ramal No. 2 ACSR, que alimenta varios transformadores de diferentes capacidades conectados en forma radial; sin embargo se analiza la coordinación para un sólo transformador de 75 kVA, el cual está protegido contra sobrecorrientes en el lado primario por medio de un juego de fusibles de potencia, tipo expulsión (dispositivo protector), de capacidad interruptiva superior a la disponible en el punto de instalación y como respaldo se tiene un interruptor de potencia (dispositivo protegido), localizado en el interior de la subestación. Asimismo, se protege el lado secundario del transformador por medio de un interruptor termomagnético, como se indica en la fig.29.

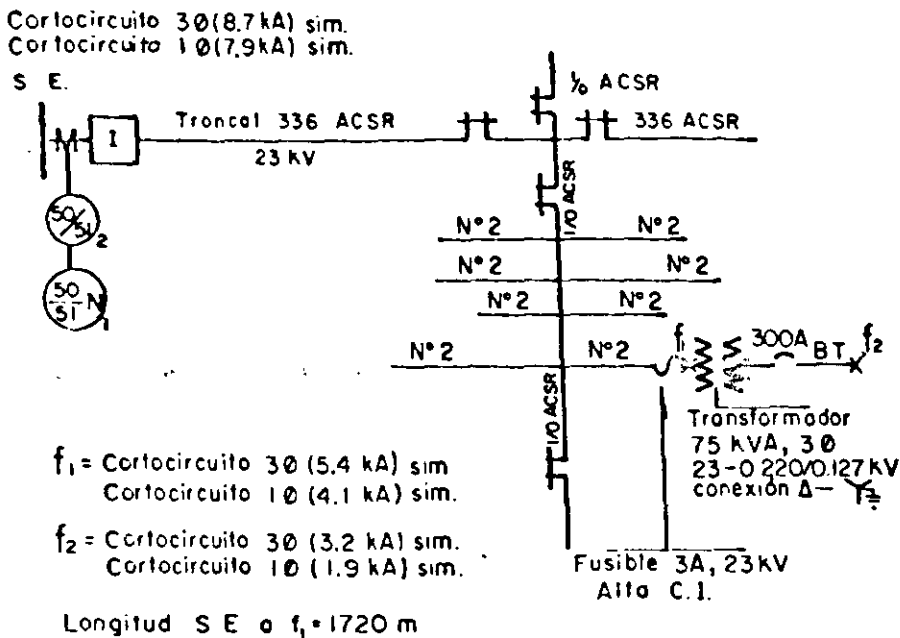


Fig.29 Diagrama unifilar de alimentación de un transformador tipo aéreo.

Características nominales del equipo y material eléctrico

- a) Interruptor de potencia
Relevador de tiempo inverso
Modelo 12IAC52B805 (fase)
Unidad de tiempo 2-16 A
Unidad instantánea 20-160 A
Modelo 12IAC52B806 (tierra)
Unidad de tiempo 0.5-4 A
Unidad instantánea 10-80 A
- b) Transformador
- | | |
|------------|------------------------------|
| Capacidad | 75 kVA |
| Fases | 3 |
| Conexión | Delta-Estrella
aterrizada |
| Tensión | 23-0.220/0.127 kV |
| Corriente | 1.88-196.8 A |
| Impedancia | 2.3 % |
- c) Fusibles de potencia
- | | |
|---------------------------|--|
| Tipo | Expulsión |
| Tensión | 23 kV |
| Corriente | (de acuerdo al
criterio de
sobrecarga) |
| Capacidad
interruptiva | 20 kA asim.
12.5 kA sim. |
| Velocidad | K (rápida) |
| Servicio | Intemperie |
- d) Interruptor termomagnético
- | | |
|---------------------------|--|
| Capacidad | (de acuerdo al
criterio de
sobrecarga) |
| Tensión | 600 V |
| No. de polos | 3 |
| Capacidad
interruptiva | 42 kA simétricos |
| Marco tipo | LB |
- e) Conductores ACSR
- | | |
|-----------------------|--------------|
| Calibre | 336 MCM |
| Capacidad | 470 A |
| Resistencia
a 65°C | 0.198 ohm/km |
| Calibre | 1/0 AWG |
| Capacidad | 220 A |
| Resistencia
a 65°C | 0.696 ohm/km |

Calibre 2 AWG
 Capacidad 160 A
 Resistencia 1.07 ohm/km
 a 65°C

De acuerdo al criterio definido en la tabla 1 se determina los valores de la curva de daño del transformador de 75 kVA, como se indica a continuación:

TIPO DE DAÑO	TIEMPO EN SEGUNDOS	VALOR LIMITE DE CORRIENTE DE DAÑO
TERMICO	2000	2 In = 3.76 A
	300	3 In = 5.64 A
	100	4 In = 7.52 A
	50	5 In = 9.40 A
	35	6 In = 11.29 A
	25	7 In = 13.16 A
	20	8 In = 15.04 A
	15	9 In = 16.92 A
	12.5	10 In = 18.80 A
	5.5	15 In = 28.20 A
	3.3	20 In = 37.60 A
2	25 In = 47.00 A	
MECANICO	1.5	30 In = 54.60 A
	0.8	40 In = 75.20 A
	0.5	50 In = 94.00 A

Tabla 3 Valores I-t para definir la curva de daño de un transformador de 75 kVA

Asimismo, utilizando el criterio establecido en la tabla 2, se determina la curva transitoria de energización siguiente:

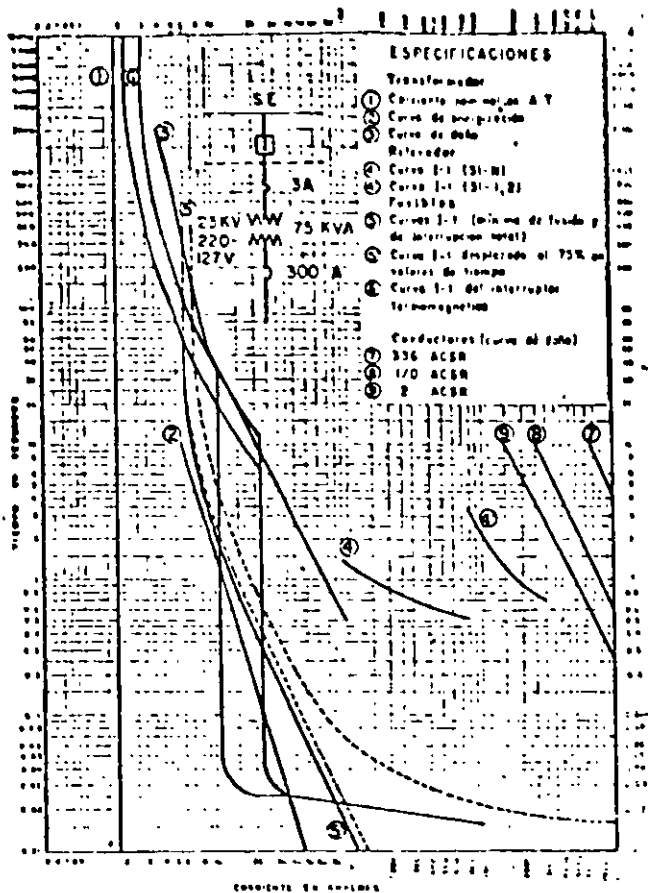


Fig. 30 Coordinación de protección del transformador de distribución de 75 kVA, 23-0.220/0.127 kV, - tipo aéreo.

Coordinación de protecciones asistida por computadora digital.- La naturaleza repetitiva de los estudios de coordinación de protecciones las hace marcadamente adaptables para implementarse en computadora. Además, la programación que soporta a los nuevos sistemas de cómputo facilita su implementación, por ejemplo, sistemas gráficos, manipuladores de base de datos y compiladores de programación avanzada entre otros.

Las ventajas que ofrece un programa de cómputo digital que sustituya el procedimiento manual son evidentes: rapidez, precisión, posibilidad de análisis de diversas alternativas y la disponibilidad inmediata de la información de la red y del equipo de protección instalado así como del resto existente en el mercado.

La fig. 31 es una muestra del resultado gráfico del estudio por computadora de un típico circuito de distribución radial. En ella se muestra la curva de un relevador, dos restauradores y un fusible.

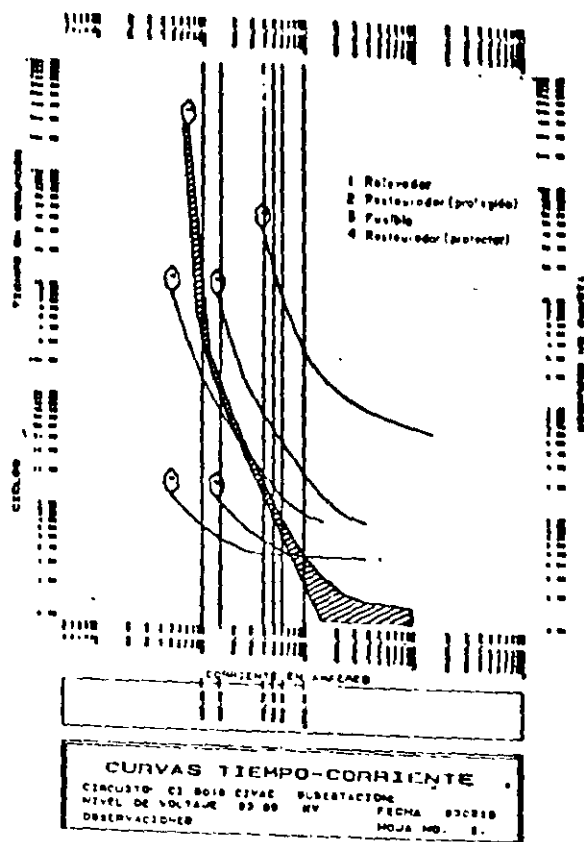


Fig 31 Coordinación de protecciones por computadora

REFERENCIAS

- [1] IEEE Tutorial Course, "Application and coordination of Reclosers, Sectionalizers and Fuses". 80 EHO157-8-FWR, U.S.A., 1980.
- [2] Takach, D.S. "Distribution Transformer Primary Fuse Coordination" 1982 IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.7, July 1982. pp 2278-2285.
- [3] Mc Graw-Edison Power Systems Division, "Distribution Systems Protection Manual", U.S.A.
- [4] Cia. de Luz y Fza del Centro, "Manual de diseño de subestaciones, tomo I, México, D.F.
- [5] Avila, R.A.; Juárez, T.A.; Espinosa, L.R.; "Aplicación de interruptores termomagnéticos en la protección del lado de baja tensión en transformadores de distribución tipo poste". México, Guadalajara Jal., México, Octubre, 1986.

[6] Juárez, T.A.; Gómez, V.F.; "Estudio de coordinación de protección contra sobrecorrientes en transformadores de distribución aérea". C.L.F.C., Estudios de redes, Gerencia de Distribución y Transmisión, México, D.F., Mayo 1986.

[7] C.F.E., Subdirección de Operación, Gerencia de Distribución ; "Procedimiento para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución". Libro 42 de ediciones de C.F.E. México, D.F. 1984.

[8] Vázquez, H.; "Generalidades de la protección contra sobrecorrientes en sistemas de distribución". C.L.F.C., Estudios y Mecanización, Gerencia de Distribución y Transmisión, México, D.F., Septiembre, 1986.

[9] Compañía de Luz y Fuerza del Centro (en liquidación), Superintendencia de Estudios y Normalización; "Cálculo de cortocircuito". Parte 3., México, D.F. 1984

[10] Avila, R.A.; "Protección de circuitos eléctricos de baja tensión". Mercury Electric Products, S.A., México, D.F., 1977.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA**

**ING. FELIPE MÉNDEZ LUNAR
ING. ERNESTO A. NIÑO SOLÍS
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

*AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS
DE DISTRIBUCION ELECTRICA*

*ING. FELIPE MENDEZ LUNAR
ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS*

AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1.- INTRODUCCIÓN

BENEFICIOS DEL USO RACIONAL DE ENERGÍA

- ++ ELEVAR PRODUCTIVIDAD Y COMPETITIVIDAD
- ++ REDUCCIÓN DE COSTOS
- ++ IMPACTO AMBIENTAL
- ++ AUMENTAR DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- ++ CREAR UNA CULTURA ENERGÉTICA

T A R I F A S

USO GENERAL

2
* 3
* O-M
* H-M
H-S
HS-L
H-T
HT-L

USO ESPECÍFICO

1
1A, ... , 1D
5
6
9

TARIFAS ACTUALES

EN TERMINOS GENERALES, LAS TARIFAS SE APLICAN DEPENDIENDO DE LAS CARACTERISTICAS PARTICULARES DEL SERVICIO QUE SE CONSIDERA.

TARIFA	DESCRIPCION	TIPO	APLICACION
1	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	SE APLICA A TODOS LOS SERVICIOS QUE DESTINEN LA ENERGIA ELECTRICA PARA USO EXCLUSIVAMENTE DOMESTICO, CUAL QUIERA QUE SEA LA CARGA CONECTADA INDIVIDUALMENTE A CADA VIVIENDA. SOLO SE SUMINISTRARA EN BAJA TENSION Y NO DEBE APLICARSELES NINGUNA OTRA TARIFA.
1-A	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	EN LOCALIDADES CUYA TEMPERATURA MEDIA MENSUAL EN VERANO SEA DE 25° C. COMO MINIMO DURANTE DOS MESES CONSECUTIVOS O MAS. CUANDO ALCANCE EL LIMITE INDICADO DURANTE TRES O MAS AÑOS DE LOS ULTIMOS CINCO DE QUE SE DISPONGA INFORMACION POR LA SECRETARIA DEL MEDIO AMBIENTE, RECURSOS NATURALES Y PESCA.
1 - B	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 28° C.
1 - C	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 30° C.
1 - D	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 31° C.
1 - E	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 32° C.
2	SERV. GRAL. HASTA 25 kW	GENERAL	SERVICIO GRAL. EN BAJA TENSION HASTA 25 kW DE DEMANDA
3	SERV. GRAL. MAS DE 25 kW	GENERAL	SERVICIO GRAL. EN BAJA TENSION MAS DE 25 kW DE DEMANDA
5	SERV. ALUMBRADO PUBLICO	ESPECIFICA	SE APLICARA AL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN BAJA Y MEDIA TENSION EN LAS ZONAS CONURBADAS DEL DISTRITO FEDERAL, MONTERREY Y GUADALAJARA.
5 - A	SERV. ALUMBRADO PUBLICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS PERO, PARA EL RESTO DEL PAIS
6	BOMBEO AGUAS POTABLES	ESPECIFICA	SERV. PUBLICO DE BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS
7	SERVICIO TEMPORAL	GENERAL	SERV. TEMPORAL EN BAJA TENSION PARA CUALQUIER USO
9	RIEGO AGRICOLA	ESPECIFICA	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN BAJA TENSION
9 - M	RIEGO AGRICOLA M. T.	ESPECIFICA	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN MEDIA TENSION
O - M	ORDINARIA MEDIA TENSION	GENERAL	SERV. GRAL. MEDIA TENSION, DEMANDA MENOR A 100 kW
H - M	HORARIA MEDIA TENSION	GENERAL	HORARIA EN MEDIA TENSION, DEMANDA DE 100 kW O MAS
H - S	HORARIA ALTA T. SUBTRANS.	GENERAL	HORARIA ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANSMISION 35 A 230 kV
H - T	HORARIA A. TENSION TRANS.	GENERAL	HORARIA ALTA TENSION, NIVEL TRANSMISION 230 kV O MAS

GERENCIA DE COMERCIALIZACION

SUBGERENCIA DE PRECIOS ECONOMICOS

TARIFAS GENERALES AUTORIZADAS AGOSTO 1999

TAR	CARGO FIJO O DEM	CARGO POR CONSUMO				MINIMOS	DEPOSITOS DE GARANTIA			
01*		1 - 75 0 378		76 - 200 0 440	ADICIONALES 1 297	9 46	UN HILO 76	DOS HILOS 227	TRES HILOS 265	
02	CARGO FIJO 22 963	1 - 50 0 89529		51 - 100 1 08444	ADICIONALES 1 19573	22 963	224 111	627 311	717 355	
03	CARGO X DEM MAX 104 377	UN SOLO ESCALON (por kWh) 0 65975				835 01	MULTIPLICAR POR KW CONTRATADOS 208 75			
05*		MEDIA TENSION UN ESCALON 1 07662 X kWh		BAJA TENSION UN ESCALON 1 28254 X kWh		4 hrs / día 100 % DEM	MT	523 67	BT	623 83
05A*		MEDIA TENSION UN ESCALON 0 88820 X kWh		BAJA TENSION UN ESCALON 1 05810 X kWh		4 hrs / día 100 % DEM	MT	432 02	BT	514 66
06*	CARGO FIJO 121 543	UN SOLO ESCALON 0 67291 X kWh				121 543	CUALQUIER CARGA 487			
07	CARGO POR DEM 65 549	UN SOLO ESCALON 1 77965 X kWh				4 hrs / día 100 % DEM	EL DOBLE DE LA CANTIDAD QUE RESULTE DE APLICAR LOS CARGOS A LA DEMANDA Y CONSUMO ESTIMADO UNICAMENTE CUANDO HAY MEDICION			
09*	BAJA TENSION	1 - 5,000 0 20834	5,001 - 15,000 0 24911	15,001 - 35,000 0 27493	ADICIONALES 0 30528	EXENTA	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 9 64			
9M*	MEDIA TENSION	1 - 5,000 0 21036	5,001 - 15,000 0 25153	15,001 - 35,000 0 27753	ADICIONALES 0 30806	EXENTA	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 9 73			
0M	CARGO X DEM MAX MED R CTRO. 54 529 R SUR 54 529	UN SOLO ESCALON 0 40764 X kWh 0 39221 X kWh				545 29 545 29	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 109 06 109 06			
TARIFAS HORARIAS			D.F. (+)	kWh / PUNTA	kWh / INTER	kWh / BASE	El importe que resulte de aplicar el cargo por kW de demanda facturable al 10% de la demanda contratada Los Depósitos de Garantía de las Tarifas Horarias será igual a 2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable (+) a la demanda contratada. Cálculo de la Demanda Facturable (II - M) $DF = DP + 0.3 \times \max(DI - DP, 0) + 0.15 \times \max(DB - DPI, 0)$ DF = Demanda Facturable DP = es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Punta DI = es la Demanda Máxima Medida en el Periodo Intermedio DPI = es la Demanda Máxima Medida en los Periodos de Punta e Intermedio max = significa máximo, si la dif entre dem es neg valdra cero Cualquier fracción de kW de D Fact se tomara como kW completo			
H-M	TENSION DE SERVICIO 0.6 kV A 35 kV	R CENTRO R SUR	56 510 56 510	1 06735 1 04533	0 34152 0 32656	0 28520 0 27126				
H-S	TENSION DE SERVICIO 35.1 kV A 230 kV	R CENTRO R SUR	34 639 34 639	1 13345 1 10743	0 30686 0 28826	0 26836 0 25096				
II-T	TENSION DE SERVICIO MAS DE 230 kV	R CENTRO R SUR	30.193 30.193	1 10938 1 08320	0 28240 0 26359	0 26147 0 24382				
LARGA DURACION										
II-SL	TENSION DE SERVICIO 35.1 kV A 230 kV	R CENTRO R SUR	51.958 51.958	0 80568 0 77963	0 29430 0 27570	0 26836 0 25096				
II-TL	TENSION DE SERVICIO MAS DE 230 kV	R CENTRO R SUR	45 286 45 286	0 78803 0 76182	0 27689 0 25807	0 26147 0 24382				
II-IL	TENSION DE SERVICIO 400 kV	R CENTRO R SUR	43 564 43 564	0 76832 0 74279	0 27522 0 25652	0 26018 0 24260				
TARIFAS ADICIONALES		TARIFA	BONIF	POR CADA KW DE DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE			DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE SI RA LA MINIMA ENTRE LA DEMANDA INTERRUPTIBLE CONTRATADA Y EL RESULTADO DE RESTAR A LA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA LA DEMANDA FIRME CONTRATADA			
1-30	PARA SERVICIOS INTERRUPTIBLES	II-S Y II-SL II-T Y II-TL	11.572 11 022							
1-15	(A SOLICITUD DEL USUARIO)	II-S Y II-SL II-T Y II-TL	23 144 22 045							

VALORES EN \$

* = APLICAR UN FACTOR DE INCREMENTO MENSUAL ACUMULATIVO DE 1.0102 (VER CUOTAS EN TABLAS ANEXAS)

DIARIO OFICIAL DEL 31 DE DICIEMBRE DE 1998

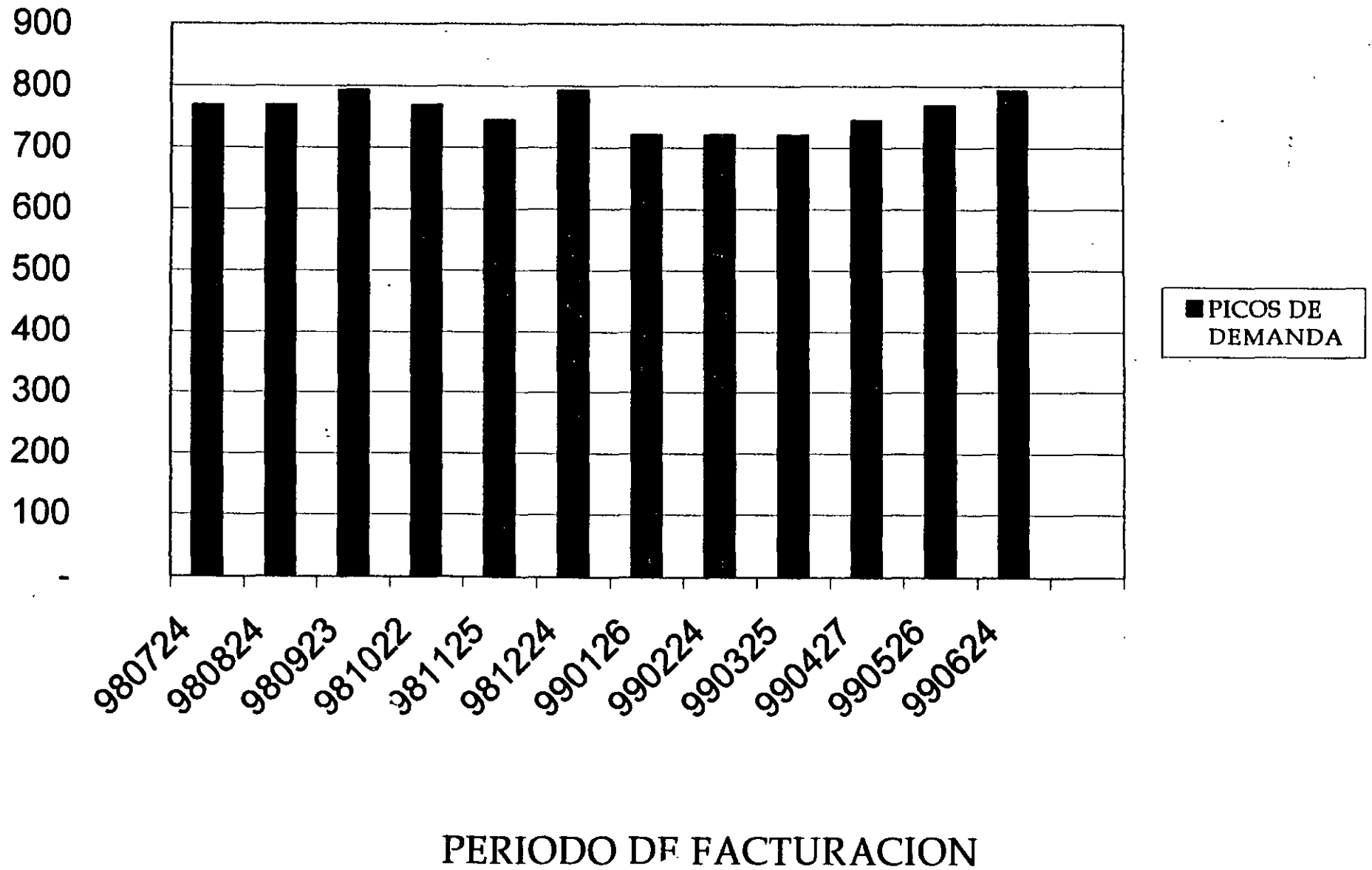
FACTURACIÓN

- 1.- CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL (kW-h)
- 2.- DEMANDA MÁXIMA MEDIDA (kW)
- 3.- FACTOR DE POTENCIA
- 4.- MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN

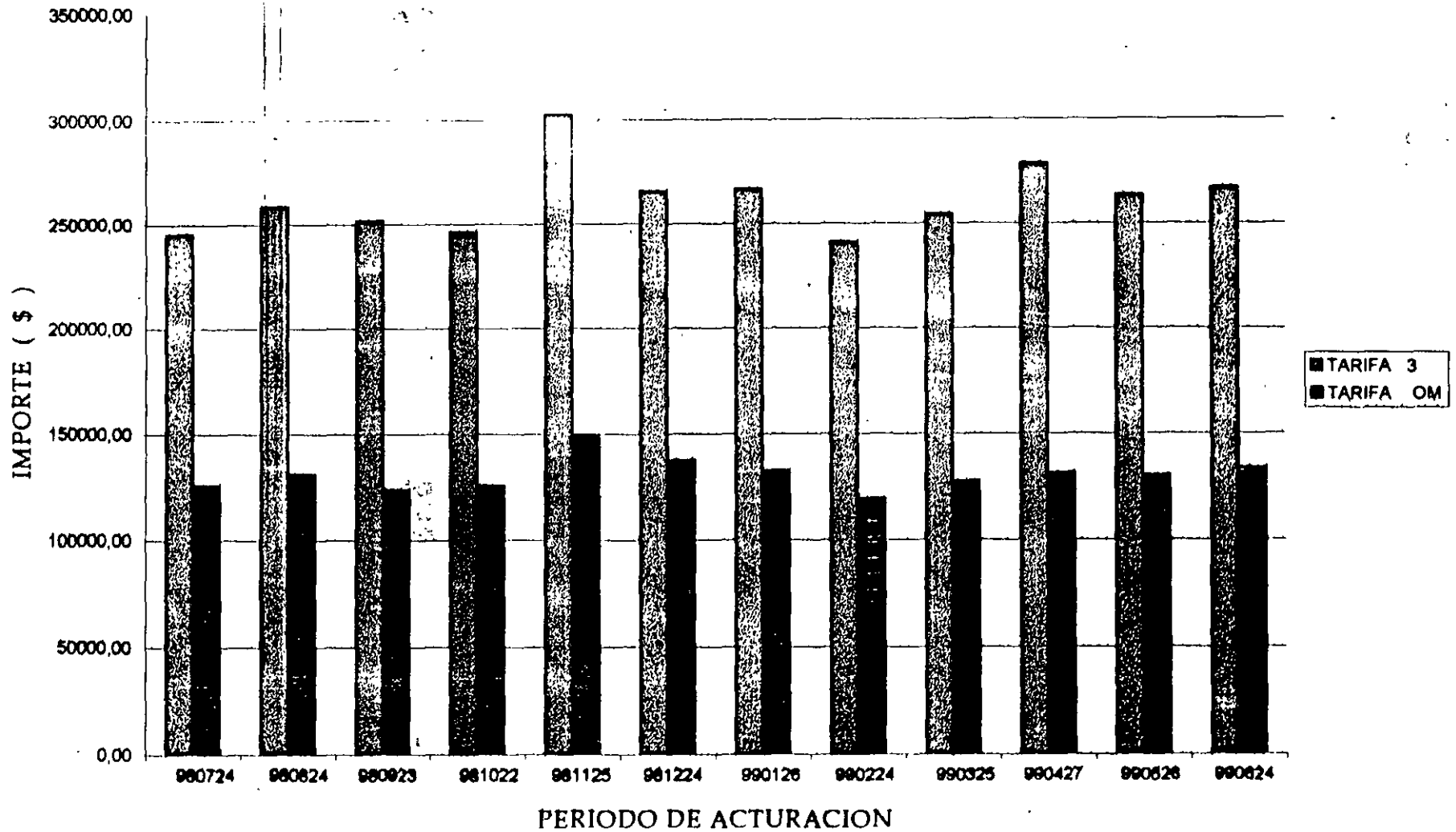
LIVERPOOL MEXICO, S.A. DE C.V.
 VENUSTIANO CARRANZA No. 92

PERIODO	TARIFA 3 \$	DEM. kW.	CONSUMO kWh	TARIFA OM \$	DIFERENCIA T 3 - OM \$
980724	245.458,45	768	259.200,00	125.319,68	120.138,77
980824	258.675,30	768	268.800,00	130.733,27	127.942,03
980923	251.648,55	792	254.400,00	123.490,41	128.158,14
981022	246.116,35	768	252.000,00	125.486,56	120.629,79
981125	302.459,00	744	300.000,00	148.649,79	153.809,21
981224	265.421,55	792	249.600,00	137.340,88	128.080,67
990126	266.494,70	720	244.800,00	132.395,97	134.098,73
990224	240.912,60	720	213.600,00	119.137,33	121.775,27
990325	254.266,75	720	235.200,00	127.378,96	126.887,79
990427	278.481,20	744	242.400,00	130.980,85	147.500,35
990526	263.309,75	768	237.600,00	130.056,48	133.253,27
990624	266.639,85	792	237.600,00	133.517,43	133.122,42
RECUPERACION TOTAL=					1.575.396,44

" PERFIL DE DEMANDA "
LIVERPOOL MEXICO, S.A. DE C.V.



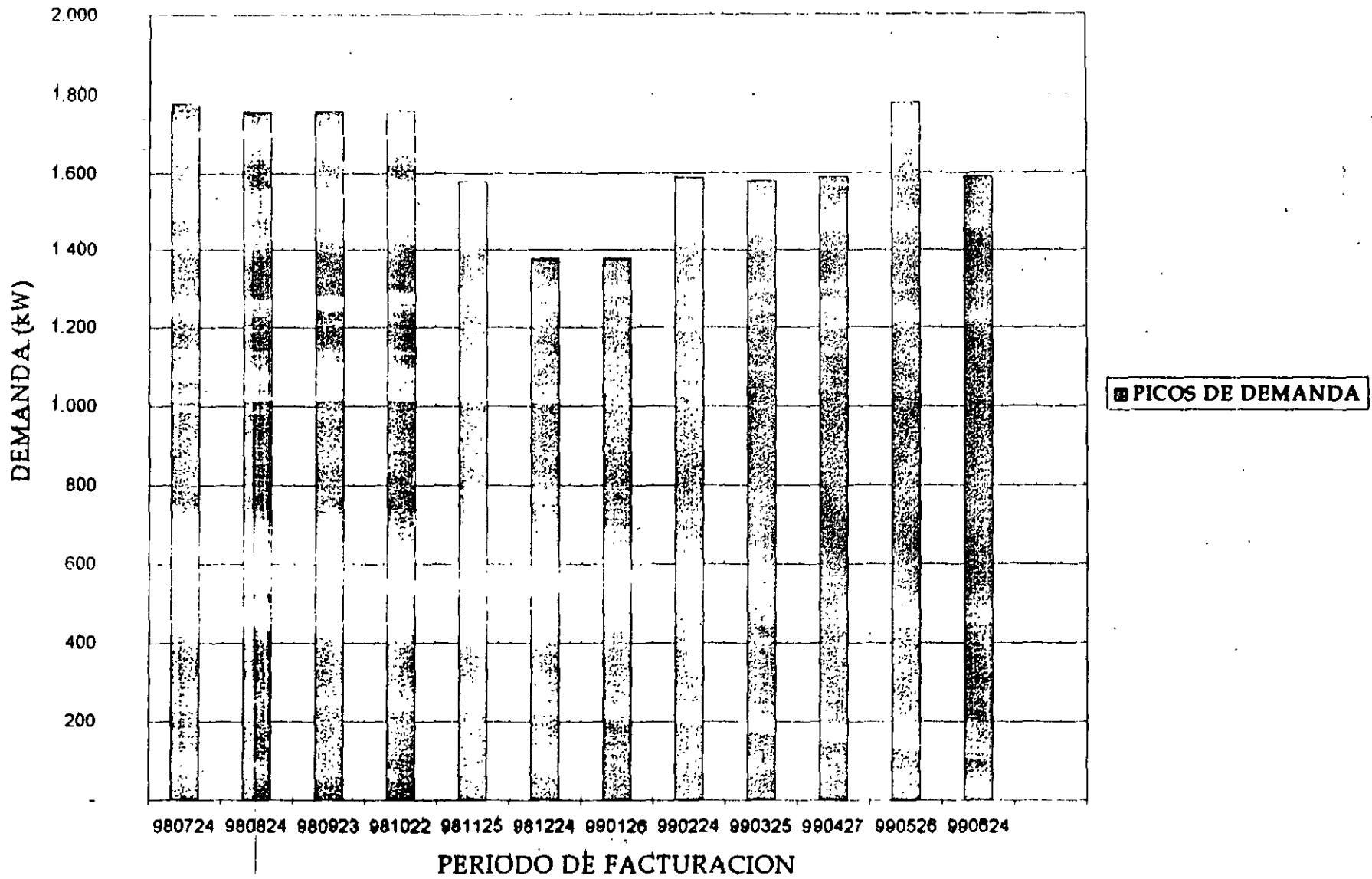
" IMPORTE FACTURADO "
LIVERPOOL MEXICO S.A. DE C.V.



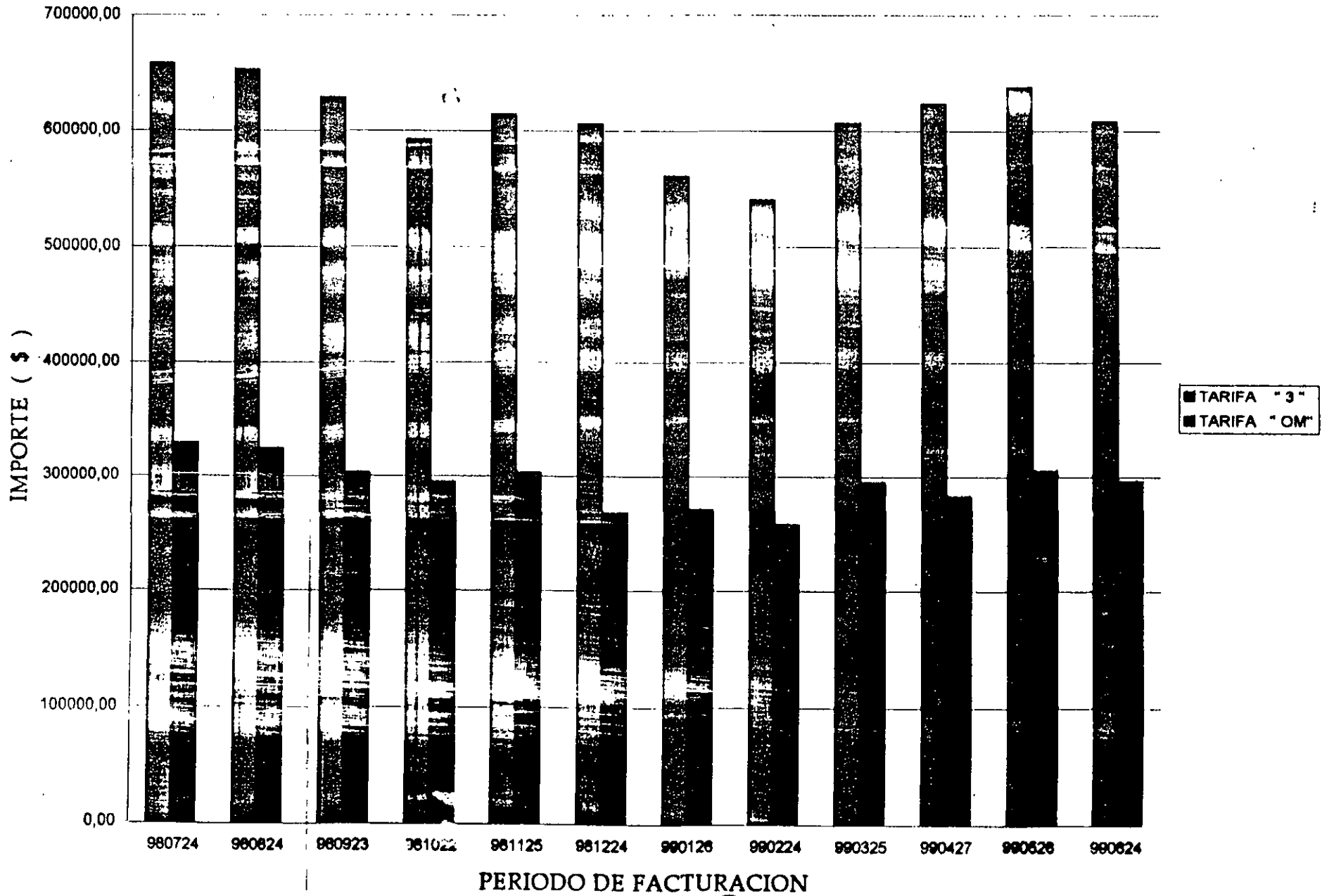
BANCOMER, S.N.C.
BOLIVAR No. 38

PERIODO	TARIFA 3 \$	DEM. kW.	CONSUMO kWh	TARIFA OM \$	DIFERENCIA T 3 - OM \$
980724	657.557,05	1.780	712.000	328.975,11	328.581,94
980824	652.024,45	1.760	684.000	323.524,77	328.499,68
980923	628.288,15	1.760	646.000	302.330,97	325.957,18
981022	592.158,40	1.760	596.000	294.137,12	298.021,28
981125	614.009,65	1.580	602.000	302.622,59	311.387,06
981224	605.548,25	1.380	480.000	267.575,16	337.973,09
990126	560.589,50	1.380	512.000	270.370,93	290.218,57
990224	539.947,70	1.590	458.000	257.828,40	282.119,30
990325	606.489,55	1.580	556.000	294.844,31	311.645,24
990427	623.216,75	1.590	524.000	282.204,85	341.011,90
990526	637.475,45	1.780	558.000	304.227,48	333.247,97
990624	607.709,05	1.590	548.000	295.640,56	312.068,49
RECUPERACION TOTAL=					3.800.731,70

" PERFIL DE DEMANDA "
BANCOMER, S.N.C.



" I M P O R T E F A C T U R A D O "
B A N C O M E R , S . N . C .



FACTOR DE POTENCIA

FÓRMULA DE RECARGO

$$\% \text{ DE REC.} = 3/5 \times ((90 / FP) - 1) \times 100; \quad FP < 90 \%$$

FÓRMULA DE BONIFICACIÓN

$$\% \text{ DE BONIF.} = 1/4 \times (1 - (90 / FP)) \times 100; \quad FP > \delta = 90\%$$

FACTOR DE CARGA

$$FC = \frac{D_m}{DM}$$

$$D_m = \frac{kW-h}{h}$$

$$\% FC = \frac{kW-h}{h \times DM}$$

FC = FACTOR DE CARGA

D_m = DEMANDA MEDIA

DM = DEMANDA MÁXIMA

kW-h = ENERGÍA CONSUMIDA EN EL PERÍODO

h = NÚMERO DE HORAS EN EL PERÍODO

3.- AUDITORIA HISTORICA

3.1.- Índices

4.- AUDITORÍA DE RECORRIDO

- + Revisión de planos
- + Levantamiento del censo de cargas eléctricas
- + Consumos estimados por equipos y/o áreas
- + Determinar la distribución porcentual de carga
- + Detección de oportunidades de ahorro

4.1.- Censo de Carga

- + m o t o r e s
- + i l u m i n a c i ó n

5. – OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

Alumbrado

Administración de la demanda

Corrección de bajo factor de potencia

Aire acondicionado

Programa para Admón. de la energía

ALUMBRADO

+ ILUMINACIÓN GENERAL

+ ALUMBRADO DE ÁREA DE LABOR

+ ILUMINACIÓN DECORATIVA

REDUCCIÓN DE POTENCIA DE ALUMBRADO

- + LÁMPARAS EFICIENTES
- + REFLECTORES ÓPTICOS
- + CONTROLADORES DE ALUMBRADO
- + USO DE ALUMBRADO NATURAL
- + ALUMBRADO DE SEGURIDAD
- + USO DECORATIVO

TABLA 5.1
CUADRO COMPARATIVO DE LAS CARACTERISTICAS
FISICAS Y TECNICAS DE LAMPARAS

WATTS	ACABADO	ARRANQUE	VIDA APROX. HORAS	LUMENES APROX.
39	LUZ DE DIA	INSTANTANEO	9.000	2.500
39	BLANCO FRIO	INSTANTANEO	9.000	3.000
32	BLANCO LIGERO *	INSTANTANEO	12.000	2.700
40	LUZ DE DIA	RAPIDO	12.000	2.650
40	BLANCO FRIO	RAPIDO	12.000	3.150
34	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	20.000	2.925
75	LUZ DE DIA	INSTANTANEO	12.000	5.450
75	BLANCO FRIO	INSTANTANEO	12.000	6.300
75	BLANCO LIGERO *	INSTANTANEO	12.000	6.000
110 H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	12.000	9.200
95 H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	12.000	9.100
215 V.H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	10.000	15.000
195 V.H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	10.000	14.900

* LAMPARAS SUPER SAVER II

ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA

Factor de carga:

a). – DISMINUCIÓN DE LA DEMANDA

+ Auditoría Histórica

+ Perfil de la demanda

+ Procesos de fabricación

+ Censo de carga

+ Equipos automáticos de control de demanda

ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA

b). – INCREMENTO DEL TIEMPO LABORAL
DE LA EMPRESA

+ Evaluación económica

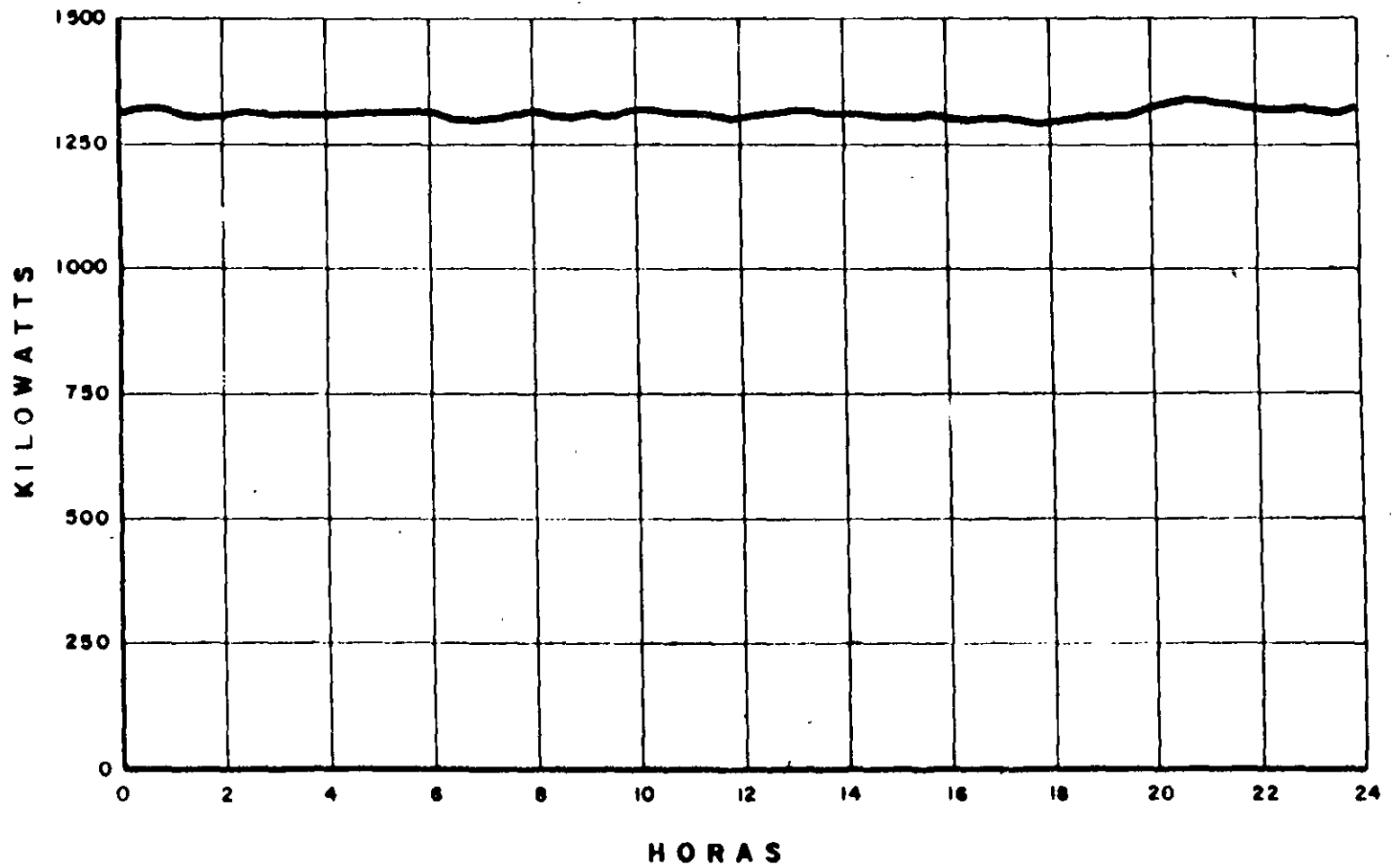


FIGURA 5.1 PERFIL DE DEMANDA (TRES TURNOS DE OPERACION)

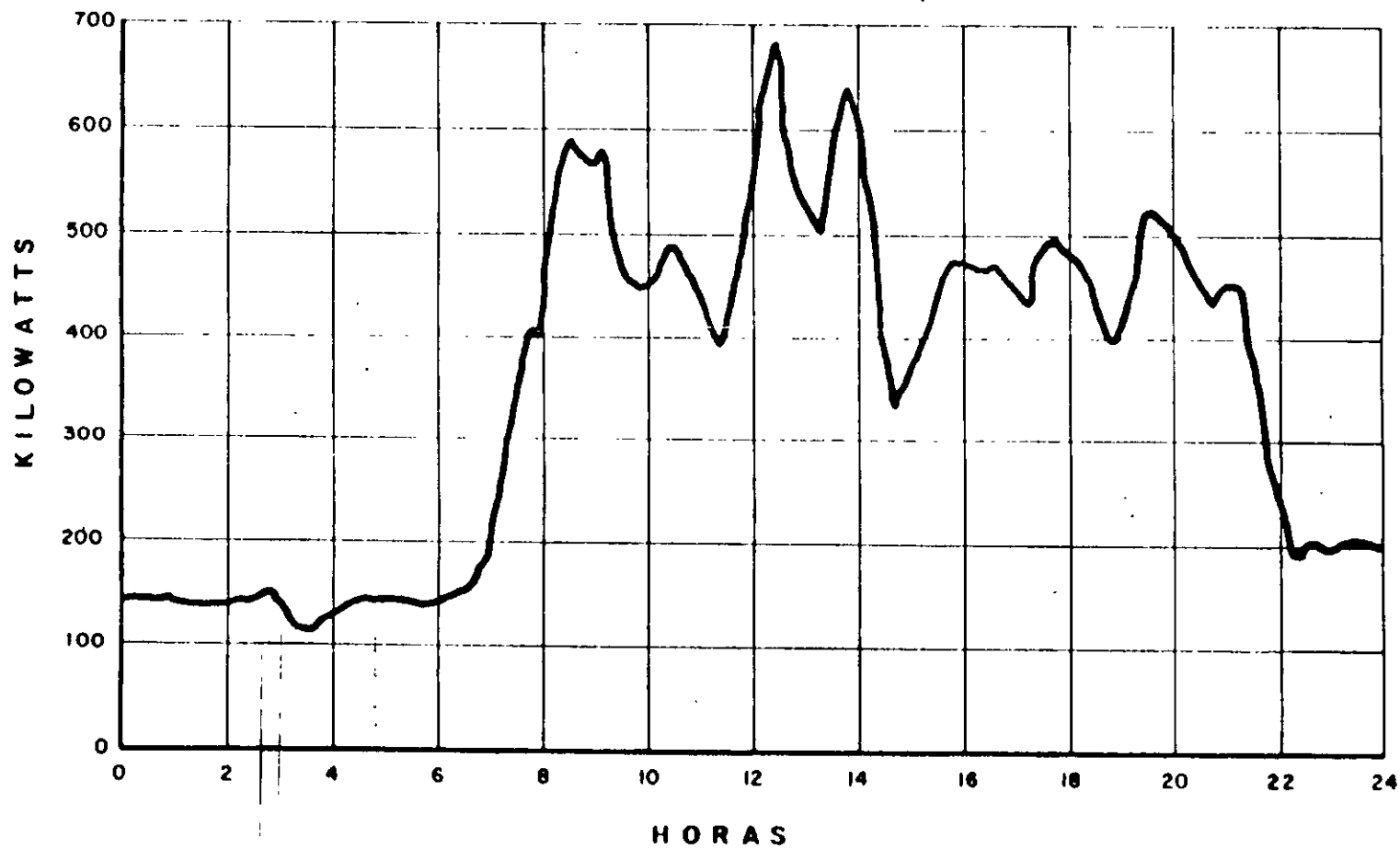


FIGURA 3.2 PERFIL DE DEMANDA (DOS TURNOS DE OPERACION)

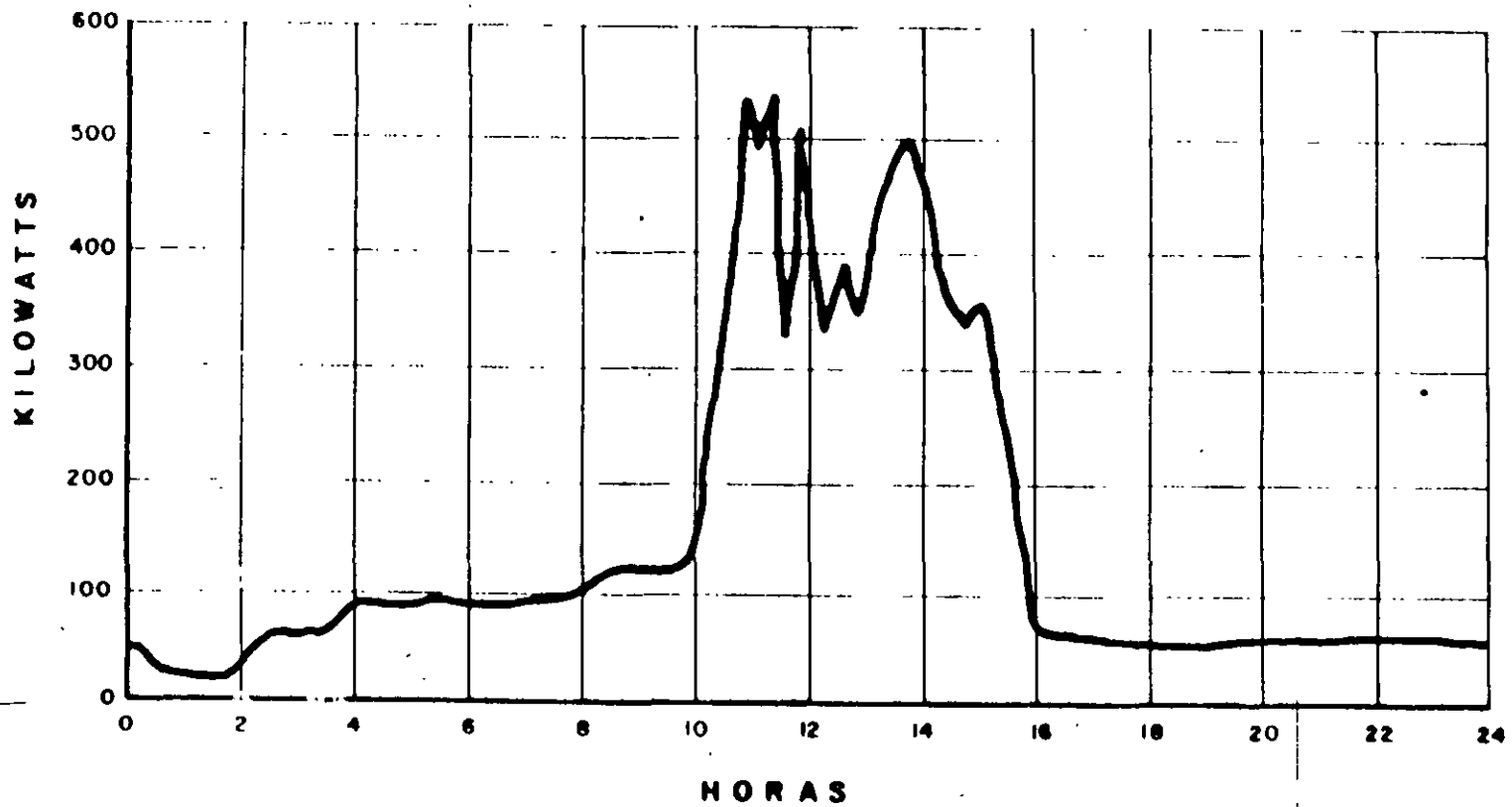


FIGURA 5.3 PERFIL DE DEMANDA (UN TURNO DE OPERACION)

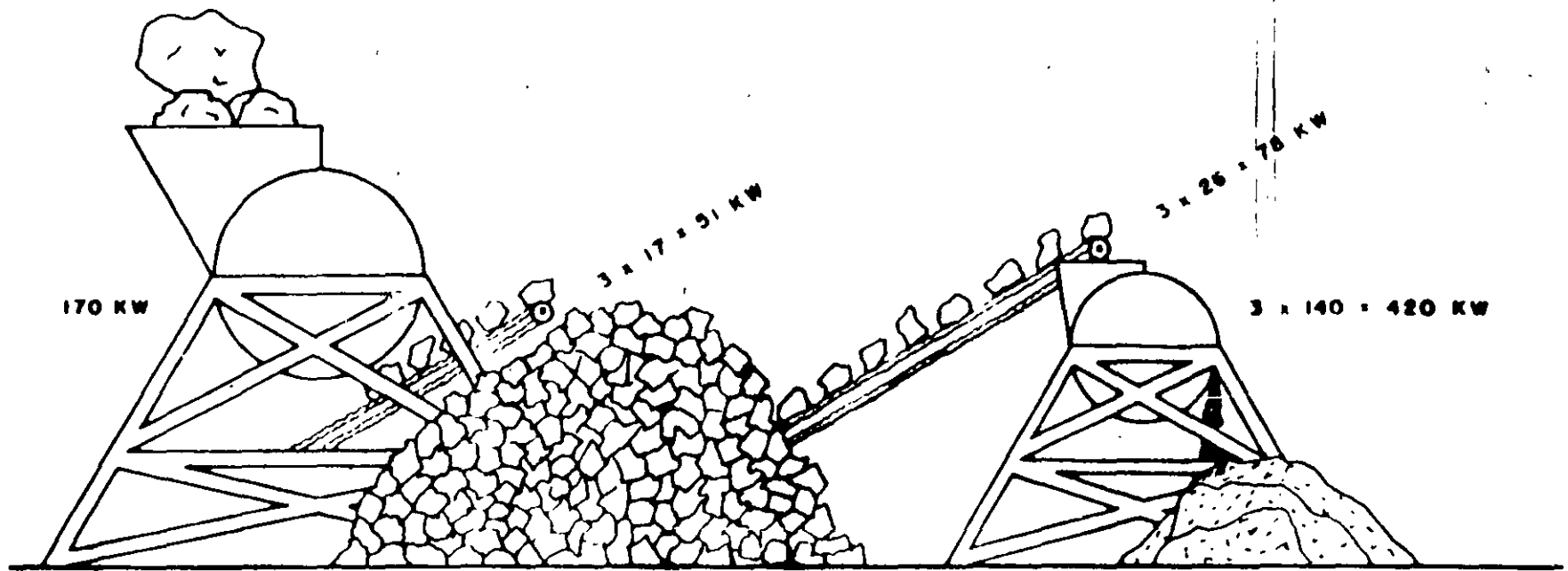


FIGURA 5.4 .- PROCESO DE UNA EMPRESA TRITURADORA DE PIEDRA

EVALUACIÓN ECONÓMICA

TERCER TURNO

226 kW x 8 horas x 26 días al mes 47 088 kWh

PRIMER TURNO

498 kW x 8 horas x 26 días al mes 103 584 kWh

SEGUNDO TURNO

498 kW x 8 horas x 26 días al mes 103 584 kWh

T O T A L254 176 kWh

PRIMERA OPCION

$$202 \times 53,266 = \$ 10\,759,73$$

SEGUNDA OPCION

$$142 \times 53,266 = \$ 7\,563,77$$

CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

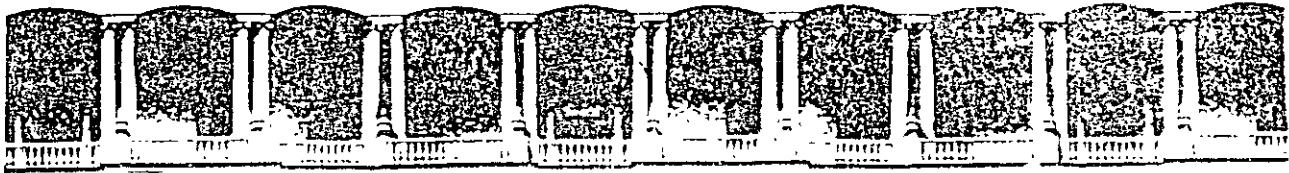
AIRE ACONDICIONADO

PROGRAMA PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LA ENERGÍA

- + Elegir una política administrativa
- + Conducir una auditoría detallada
- + Formular un plan de acción
- + Evaluar y mantener el programa de administración

RESUMEN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO

- + Mención de la oportunidad de ahorro
- + Inversión estimada
- + Ahorro mensual estimado
- + Período de recuperación de la inversión
- + Observaciones para nuevos programas de ahorro



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

**ARQ. ALBERTO MONDRAGÓN CASTILLO
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

INTRODUCCION

- I. NORMATIVIDAD**
- II. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRA CIVIL
 L.yF.C.**
- III. PROPUESTA DE ELEMENTOS PREFABRICADOS
 PARA ABARATAR COSTO Y TIEMPO**

ING. ARQ. ALBERTO MONDRAGÓN CASTILLO

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO.

INTRODUCCIÓN

Dentro del sector eléctrico se requiere de un buen funcionamiento para el suministro de energía, y para ello periódicamente se actualizan las normas que rigen las instalaciones de los cables subterráneos de distribución cuyo equipo y cableado son alojados en los diferentes elementos constructivos usados en la obra civil para dicho fin, procurando su optimización así como de abaratar costos asociados en beneficio de los usuarios.

En México se experimenta un constante crecimiento en la distribución de energía, paralelo al avance tecnológico y su optimización económica, buscando alternativas para mejorar la calidad del suministro del fluido eléctrico en lo que concierne a cables subterráneos de distribución; para ello se requiere actualizar periódicamente los materiales, equipos y la adecuación de las normas en LyFC para resolver la problemática actual buscando elementos acordes con necesidades actuales.

Estudiando los nuevos avances tecnológicos y lineamientos que han surgido recientemente aunado a experiencias de empresas involucradas en este tipo de instalaciones subterráneas; se han obtenido mejores soluciones en los elementos constructivos reduciendo área, costo y tiempo en la realización de estas obras.

Los elementos prefabricados constituyen una alternativa para complementar o sustituir la tradicional estructura de concreto y/o acero, cuya infraestructura tiene la capacidad de moldear y adecuarse al entorno de acuerdo a las necesidades del hombre, siendo un elemento pre-elaborado y/o pre-moldeado construido en serie con tecnología de punta, y fabricado de acuerdo a formas y dimensiones normalizadas, logrando optimizar tiempo y costo, así como una mano de obra especializada.

I. NORMATIVIDAD

REQUERIMIENTOS SEGÚN NORMA (NOM-001 SEMP-94)

ARTICULO 2302 OBRAS CIVILES PARA INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS

2302-1 DEFINICION: "Obra civil para instalaciones subterráneas", es la combinación de ductos, banco de ductos, registros, pozos, bóveda y cimentaciones de SE's que lo forman.

2302-2 TRAYECTORIA:

a) Disposiciones Generales:

1.- Las instalaciones subterráneas deben hacerse en ductos, a excepción de cables submarinos.

2.- En la obra civil para la instalación de ductos de seguir en lo posible, una trayectoria recta; y cuando sea necesaria, una deflexión. Esta debe ser lo suficientemente grande para evitar el daño de los cables durante su instalación.

Recomendación: El cambio máximo de dirección en un tramo recto de un banco de ductos, no debe ser mayor a cinco grados.

4.- Se recomienda en cada entidad la formación de un comité que reglamente la ubicación de las instalaciones subterráneas en vía pública, atendiendo lo indicado por estas normas.

2302-3 PROFUNDIDAD: La siguiente tabla, indica la profundidad mínima a la que deben instalarse los ductos, o banco de ductos, los cuales serán diseñados de acuerdo a la carga exterior a que estén sometidos, la cuál se considera respecto a la parte superior de los ductos o su recubrimiento.

<i>LOCALIZACIÓN</i>	<i>PROFUNDIDAD MÍNIMA (m.).</i>
EN LUGARES NO TRANSITADOS POR VEHÍCULOS.	0.3
EN LUGARES TRANSITADOS POR VEHÍCULOS.	0.5
BAJO CARRETERAS	1.0

NOTA: Cuando se instalen cables para diferentes tensiones en una misma trinchera, los cables de mayor tensión deberán estar a mayor profundidad.

2302-4 SEPARACIÓN DE OTRAS INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS

b) La separación mínima entre ductos, o banco de ductos, y entre ellos u otras estructuras se indica en la tabla sig.

SEPARACIÓN ENTRE DUCTOS

<i>MEDIO SEPARADOR</i>	<i>SEPARACIÓN MÍNIMA (m)</i>
TIERRA COMPACTADA	0.3
TABIQUE	1.0
CONCRETO	0.05

3202-5 EXCAVACIÓN Y MATERIAL DE RELLENO

a) Trincheras. El fondo de las trincheras debe estar limpio, relativamente plano y compactado al 90 % para banquetas y al 95 % para calles. Cuando la excavación se haga en terreno rocoso, el ducto o banco de ductos debe colocarse sobre una capa protectora de material de relleno limpio y compactado.

b) Material de relleno: El relleno debe estar libre de materiales que puedan dañar a los ductos o banco de ductos y compactado al 90 %.

2302-6 DUCTOS

a) General.

a.1) El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado.

a.2) El material y la construcción de los ductos debe seleccionarse y diseñarse en tal forma que la falla de un cable en un ducto, no se extienda a los cables de ductos adyacentes.

a.5) La sección transversal de los ductos debe ser tal que de acuerdo con su longitud y curvatura, permita instalar los cables sin causarles daño.

El área de la sección transversal de los cables no debe ser mayor a 55% del área de la sección transversal del ducto.

b) Instalación.

b.1) En media tensión debe usarse un ducto por cable y en baja tensión un ducto por circuito.

b.2) Los ductos incluyendo sus extremos y curvas, deben quedar fijos por el material de relleno envolvente de concreto, anclas u otros medios, en tal forma que se mantengan en su posición original, bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación de los cables u otras condiciones.

b.8) El extremo de los ductos dentro de los registros, pozos, bóvedas u otros recintos, deben tener los bordes redondeados y listos para evitar daño a los cables (emboquillados).

b.9) Se recomienda que los ductos se instalen con una pendiente de 0.5% como mínimo para facilitar el drenado.

2302-10 REGISTROS POZOS DE VISITA Y BÓVEDA

a) Localización. La localización de los registros, pozos y bóvedas debe ser tal que su acceso desde el exterior, quede libre y sin interferir con otras instalaciones.

b) Desagüe.- En los registros, pozos y bóvedas, cuando sea necesario se debe instalar un medio adecuado de desagüe. No debe existir comunicación con el sistema de drenaje.

2302-11 RESISTENCIA MECÁNICA: Los registros, pozos y bóvedas deben estar diseñadas y construidas para soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que puedan actuar sobre su estructura.

d) Cuando en los registros, pozos y bóvedas se coloquen anclas para el jalado de los cables, éstas deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas con un factor de seguridad mínimo de 2.

2302-12 DIMENSIONES: Las paredes interiores de los registros deben dejar un espacio libre cuando menos igual al que deja su tapa de acceso y su altura debe ser tal que permita trabajar desde el exterior o parcialmente introducida en ellos.

En los pozos y bóvedas, además del espacio ocupado por cables y equipos, debe dejarse espacio libre suficiente para trabajar. La dimensión horizontal debe ser cuando menos 1m. La vertical de 1.8m.

2302-13 ACCESO A POZOS Y BÓVEDAS

a) El acceso a los pozos debe tener un espacio libre mínimo de 56 x 65 cm. (rectangular), o de 84 cm de diámetro si es circular.

2302-14 TAPAS

Las tapas de los registros, pozos y bóvedas deben ser de peso y diseño adecuados para que asienten y cubran los accesos, así como para evitar que puedan ser fácilmente removidas sin herramientas.

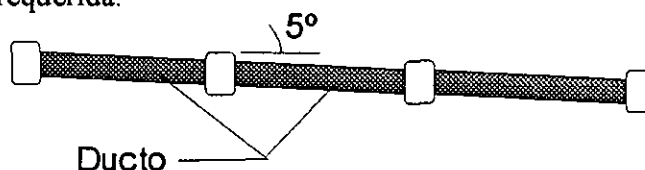
Cuando las tapas de bóvedas y pozos para acceso personal sean ligeras, deben estar provistas de aditamentos para la colocación de candados.

Las tapas deben ser antiderrapantes y tener una identificación visible desde el exterior que indique el tipo de instalación o la empresa a la que pertenecen.

II. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRAS CIVILES

La obra civil para instalación subterránea es la conformación de ductos, banco de ductos, registros, pozos, bóvedas, cimentación y/o cuartos para subestaciones que lo conforman, estos contienen las instalaciones eléctricas, que deberán ser proyectadas atendiendo los requerimientos y flujos de información, así como consulta con los diferentes departamentos de la empresa suministradora LyFC involucrados como son líneas aéreas, cables subterráneos, obras civiles, conexiones, medidores y proyectos, contemplando conceptos y necesidades en sus diferentes normas que en ellas intervienen. Se elabora el proyecto eléctrico de acuerdo a las situaciones encontradas en el terreno y se coordina con los diferentes departamentos tomando en cuenta la localización, urbanización, vías de acceso, uso de banqueta, áreas para SE's, y tipo de suelo de acuerdo a los sig. elementos constructivos con que se cuenta:

- Ducto: Es un conducto que permite alojar en su interior uno o más conductores para protegerlos contra daños mecánicos y/o agentes químicos.
- Banco de Ductos: Es una estructura formada por 2 ó más ductos fijados con material de relleno u envolvente de concreto, con anclas u otros medios manteniéndolos con la separación mínima requerida.



El ducto de PVC tiene poca posibilidad de curvatura o deflexión (máx. 5° de deflexión). La colocación de los ductos en el banco de 4 vías en BT y MT irán en una sola cama horizontal con separadores de madera con su debido anclaje. Los ductos en BT son de 2 y 4 vías, y en MT de 4,8,12 y 16 vías (el número de vías a utilizar dependerá del número de circuitos que se requiere de acuerdo al proyecto eléctrico).

PVC	ØInterior	ØExterior	Pared	Separación entre ductos	f'c
M.T.	0.075m	0.08m	0.0018m	0.05m	150kg/m ²
B.T.	0.10m	0.10m	0.0015m	0.05m	cemento portland

El ducto PVC que se utiliza es de 80 y 100 mm de diámetro para M.T. y B.T. respectivamente; actualmente se están proyectando con un solo diámetro de 80 mm para ambos casos sin normas actualizadas Dic./98.

- REGISTROS: Existen registros de empalme, que resultan de la longitud calculada del tramo de cable, la localización de los registros de deflexión, resultan de la trayectoria en la línea (cambios de rumbo) y los registros de paso se localizan para maniobras en instalaciones y pendientes del terreno, por lo que en baja tensión se consideran 2 tipos de registro, el de paso o deflexión en banqueta de 0.80x0.80x0.85m por 0.60x0.60x0.60m. y en registro en crucero de arroyo de 1x1x1.05m. por 0.90x0.90x0.95m. éstas dimensiones son interiores, resultantes a la configuración de los

bancos de ductos así como el radio de curvatura del cable. En M.T. se tiene un registro único de 1.25x1.25x1.40m. para todos los casos.

CARACTERÍSTICAS DE REGISTROS

DIMENSIONES LxLxh	TENSIÓN	PISO	MUROS 0.14m	TAPA	F' C	VS. EN BANQ.	VS. EN ARROYO
0.60 x 0.40 x 0.60	Acomet. B.T.	Concr.	Tabique	Conc/arm.	250Kg/cm2	Malla 6x6	-
0.60 x 0.60 x 0.60	B.T.	Concr.	Tabique	Conc/arm.	250Kg/cm2	Malla 6x6	-
0.90 x 0.90 x 0.95	B.T.	Concr.	Concr.	Fierro Ø0.84m	250Kg/cm2	3/8"	½"
1.25 x 1.25 x 1.40	M.T.	Conc/arm.	Conc/arm.	Fierro Ø0.84m	250Kg/cm2	3/8"	½"

- Ver fig. 1 y 2 (anexos)

Las boquillas a emplear en los registros B.T. y M.T., van en función del número de circuitos del proyecto eléctrico.

- d) Los POZOS: Su localización resulta de la intersección de los bancos de ductos ya sea para cambio de dirección de estos o por el cambio de calibre o empalme de los cables en M.T. éstos van sobre ménsulas soportadas para las correderas que a su vez son fijadas a muros para su revisión periódica de cables o para simplificar las maniobras en caso de reemplazo y facilitar su movimiento por cambio de temperatura, las boquillas se adecuan a las modificaciones de los bancos de ductos.

Se manejan 3 tipos de pozos en las normas LyFC el 2.240C (paso de cables) y el 2.480C (derivación en T o en X.) Éstas llevan una tapa circular de fierro y el pozo 3.280C es exclusivo para equipos en 23kv. (interruptores, buses o cajas de derivación).

CARACTERÍSTICA DE POZOS

NOMBRE NORMA	DIMENSIONES LXLXH	TENSION	PISOS/CUB. MUROS	TAPA	F' C	CUBIERTA BANQ. ARROY.
2.280C	2.80 x 1.50 x 1.80	M.T.	Conc/arm.	F-84Ø0.84m	200kg/cm	3/8" ½"
4.280C	2.80 x 2.80 x 1.80	M.T.	Conc/arm.	F-84Ø0.84m	200kg/cm	3/8" ½"
3.280C	2.80 x 2.45 x 2.30	M.T.	Conc/arm.	2.0x1.7x1/4"	kg/cm2	3/8" ½"

- Ver fig. 3 (anexos)

Cada pozo lleva su respectiva varilla de tierra ahogada en concreto y ésta se localiza en el piso.

- e) CIMENTACIÓN: Para transformadores DRS, la localización y orientación es en base al proyecto eléctrico y área cedida por el interesado y libre de obstáculos y paso de vehículos debe estar protegido con un enrejado o elemento limitante. Se coloca sobre su plataforma un transformador trifásico de 75 a 225.5 kv, según el caso y con un peso máximo de 2300kg y anexo a este un registro subterráneo comunicado por una ventana de paso para cables y el número de boquillas.

CARACTERÍSTICAS DE CIMENTACIÓN DRS (TIPO PEDESTAL)

	DIMENSIONES L X L X H	TENSIÓN	PISOS/CUB. MUROS	TAPA FIERRO	F' C	MUROS MALLA	VS	RESISTENCIA TERR.
PLATAF.	1.6 x 1.70 x 0.10	-	CONC/ARM.	-	200KG/CM2	-	3/8"	3TON/M2
REG.	1.45 x 1.25 x 1.25	B.T. M.T.	CONC/ARM.	F-84Ø0.84m	@ 0.15m	66-68	-	3TON/M2
TOTAL CIM	1.70 X 3.35	-	CONC/ARM.	-	200KG/CM2	@0.15m	3/8"	3TON/M2

- Ver fig. 4 (anexos)

f) **BÓVEDAS Y SUBESTACIONES:** Los espacios requeridos para alojamiento de diferentes tipos de transformadores y equipo en las subestaciones, se clasifican de acuerdo a su ubicación y características en 3 tipos:

Bóveda: Es un recinto de dimensiones adecuadas para contener equipo de transformación así como para efectuar maniobras de instalación, operación y mantenimiento, accesible por lo general por la parte superior, van en función del área utilizable en banqueta o arroyo. Son común acuerdo con las demás instalaciones públicas.

Subestación: Es un local dentro de una edificación con dimensiones adecuadas para soportar y albergar en su interior uno o varios TR's y su equipo correspondiente, así como para efectuar maniobras de instalación, operación y mantenimiento

Bóveda: 480 x 220 (según Norma LyFC 4.0202)
310 x 200 (según Norma LyFC 4.0306)

Cuarto para S.E.'s : de dimensiones variables (Normas en LyFC en elaboración)
Cimentación para TR's: DRS tipo pedestal 3.35 x 1.70 m. (según plano LyFC dist. N-459)

NOTA: DRS: Distribución Residencial Subterránea
DCS: Distribución Comercial Subterránea.

CARACTERÍSTICAS, TIPO DE OBRA CIVIL PARA LAS BÓVEDAS

NOMBRE Y TIPO	ANCHO MUROS	Fy kg/cm2	f'c kg/cm2	CALIBRE VARILLAS	TAPAS DIMENS.	MAT.	ESCALA HIERRO EST.
BOVEDA 310 x 200	15	4,200	200	1/8" 1 1/2"	210 X 185	FIERRO ENREJADO	SEGUN PLANO DIST. 480 Y 481
BOVEDA 480 X 220	30	4,200	200	1/8" 1 1/2"	260 X 130 100 X 80	IRVING FIERRO ENREJADO	SEGUN PLANO 081-18925

- Ver fig. 5 y 6 (anexos).

CUARTOS PARA SUBESTACIÓN

Definición: Es un local ubicado dentro de una Edificación con dimensiones adecuadas para soportar y albergar en su interior uno o varios TR's y su equipo correspondiente, así como para efectuar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

REQUERIMIENTOS:

Para la construcción o adaptación de locales que alojan S.E.'s en el interior de edificios, para la alimentación de servicios en mediana o baja tensión que requieran un local para la instalación de equipo eléctrico propiedad de LyFC o particular. El solicitante deberá de entregar los siguientes requisitos:

1. Planos en planta y elevación (de la edificación), indicando el lugar de la S.E. (1:200).
2. Un detalle (1:200) indicando vías de acceso libres desde el exterior.
3. Planos de localización.
4. Tipo de servicio.

Entregarse a LyFC antes de iniciar o modificar la construcción del edificio, con objeto de seleccionar el lugar más conveniente para el local de acuerdo a las necesidades y tipo de demanda solicitada.

a) UBICACIÓN:

El local que alojará el equipo deberá estar situado en el primer sótano del edificio o en la planta baja, colindante a uno de los muros con el parámetro contiguo a la calle y con acceso libre desde el exterior hasta la puerta del local.

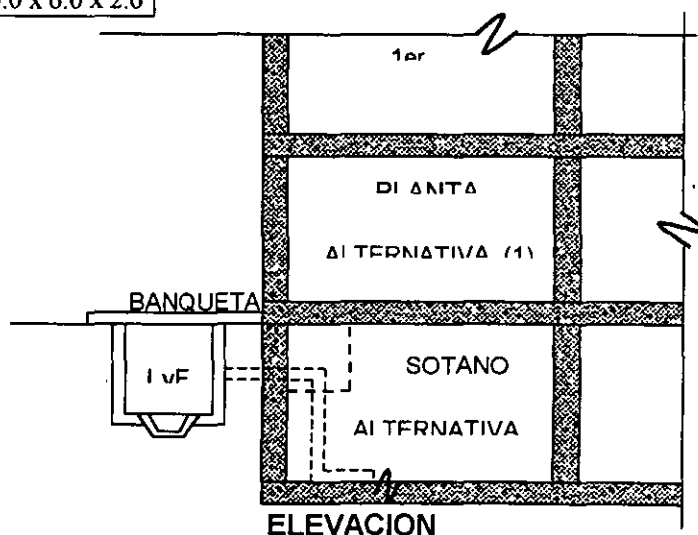
Dimensiones mínimas para los diferentes locales normalizados para alojar el equipo para servicios en M.T. o B.T. de acuerdo a los tipos de alimentación y zonas en que se localizan:

<i>SERVICIO EN M.T. (23 kv.)</i>	
<i>TIPO DE ALIMENTACIÓN</i>	<i>DIMENSIONES DEL LOCAL EN m.</i>
SIMPLE	4.0 x 3.5 x 2.6
SIMPLE (1 SECCIONADOR)	5.5 x 3.5 x 2.6
(2 SECCIONADORES)	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	5.5 x 4.0 x 2.6

SERVICIOS EN B.T. RADIAL		
TIPOS DE ALIMENTACIÓN	Nº TR's	DIMENS. DEL LOCAL EN m.
SIMPLE	1	4.1 x 3.5 x 2.6
SIMPLE (1 SECCIONADOR)	1	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE INTERRUPT. DE TRANSF.	2	6.0 x 4.0 x 2.6

SERVICIOS EN B.T. AUTOMÁTICA		
TIPOS DE ALIMENTACIÓN	Nº TR's	DIMENS. DEL LOCAL EN m.
SIMPLE	1	4.0 x 3.5 x 2.6
SIMPLE PROTECTOR ACOPLADO	1	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE	2	6.0 x 4.0 x 2.6
MÚLTIPLE	4	10.0 x 6.0 x 2.6

- Ver fig. 7 (anexos)



b) CONSTRUCCIÓN:

El local será construido con materiales incombustibles, exento de humedad y protegido contra filtraciones, con la ventilación adecuada, siendo necesario que sea construido a prueba de explosiones.

Material preferente a utilizar concreto armado, para soportar las instalaciones que se requieran no deben de existir otros tipos de instalaciones dentro del local S.E., espesor de los muros y techos deben ser mínimos de 0.15 m. y 0.10 m. respectivamente.

El piso deberá ser de concreto armado para soportar 6 Ton / m² donde se alojaran de 1 a 4 TR's de acuerdo a la demanda solicitada.

Número de ventanas en función del N° de TR's instalados:

<i>N° DE TR's</i>	<i>ÁREA DEL LOCAL m.</i>	<i>N° DE VENTANAS 1.0 x 0.60 m.</i>
1	4.0 x 3.5	2
2	6.0 x 4.0	4
3	10.0 x 6.0	6
4	10.0 x 6.0	8

c) VÍA DE TRÁNSITO PARA EQUIPO Y PERSONAL:

De 2.30 m. de altura por 3.00 m. de ancho, desde el exterior del edificio hasta la puerta de entrada del local, para el tránsito del equipo eléctrico y personal de Ly FC, vía expeditada las 24 hrs. y para trabajos de mantenimiento o emergencia de la S.E.

d) COSTO:

Serán por cuenta del propietario del inmueble en coordinación de los planos presentados por el interesado y las instrucciones en estos del LyFC.

e) PLANOS DE LAS OBRAS CIVILES NECESARIAS:

En base a los puntos anteriores para la construcción del local y las obras civiles complementarias que requiera LyFC para la instalación del equipo eléctrico, se entregarán al interesado los juegos de planos en los que se indique en planta y elevación las necesidades para cada caso en particular quedando bajo responsabilidad del interesado el cálculo estructural de la mencionada obra.

f) SUPERVISIÓN Y RECEPCIÓN:

Durante el proceso de construcción de la obra civil, personal de LyFC hará visitas periódicas al lugar para supervisar que planos y especificaciones se lleven a cabo, al término de la obra, se hará por parte del LyFC la recepción del local y obras civiles.

III. PROPUESTAS DE ELEMENTOS PREFABRICADOS PARA ABARATAR COSTO Y TIEMPO.

Para mejoras en los elementos constructivos utilizados para la obra civil, que contienen las instalaciones eléctricas en relación al abatimiento de área, costo y tiempo, debiendo atender los requerimientos y normalización, así como el flujo de información y consulta con todos los departamentos de la empresa suministradora LyFC e involucrados.

Analizaremos los siguientes puntos:

1.- Ductos rígidos y ductos flexibles.

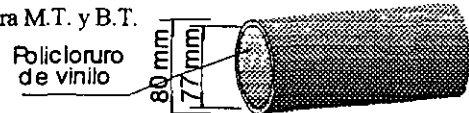
Banco de ductos: Es una estructura formada por dos o más ductos fijados con material de relleno, envoltorio de concreto, anclas u otros materiales manteniéndolos con la separación mínima requerida.

Existen dos tipos de ductos los rígidos de PVC y los flexibles. Actualmente en LyFC se utilizan los primeros teniendo pocas posibilidades de curvatura o deflexión. (Máxima 5° de deflexión).

El ducto PVC que se utiliza es de 80 y 100 mm de diámetro exterior para M.T. y B.T.

Ducto PVC 80 (para BT y MT) S/ norma LyF (2.0588)

Nota: El área transversal de los cables no debe ser mayor de el 55% del área de la sección transversal del ducto.



a) Ducto Flexible: Es un tubo con características flexibles fabricado con material de polietileno de alta densidad, permite hacer deflexiones con un radio de curvatura de hasta 1.00m. Logrando librar longitudes curvas más largas entre registros, pozos, y bóvedas, este material lo rige la norma ISO, bajo el concepto de calidad total y la NMX-E-18-1996.

CARACTERÍSTICAS

PROPIEDADES	MÉTODO DE PRUEBA	VALORES
Densidad natural	ASTM D-4883	0.944 g/cc
Esfuerzos a la tensión		
Punto crítico	D-638	22,8 Mpa
Punto de ruptura	D-638	31,0 Mpa
Dureza	D-2240	68
Resistencia a la fisura	D-1693	>2000 h
Punto de suavidad	D-1525	126° c

Empaque en rollo de 400m con un radio interior de 1.30m y exterior de 2.50m, para proteger su transportación, manejo y mantenimiento.

DUCTO FLEXIBLE PROPUESTO PARA EL CABLEADO EN B.T. Y M.T. Ø80mm.

Diámetro nominal	Diámetro Interior mm	Diámetro Exterior mm	Espesor pared mm	Tolerancia
Ducto flexible PE-75	77.9	88,9	5,2	+ 0.05 ó - 0.08

COSTOS Comparativos entre ducto PVC rígido y flexible

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	IMPORTE
Tubo PVC 80mm	m	1,0	9.50
Tubo flexibe PE-75	m	1,0	17.20

PROPUESTA DE BANCO DE DUCTOS:

Los cables de baja y mediana tensión irán alojados en ductos rígidos PVC 80 en tramos rectos y con ducto flexible 80 los tramos en que existan deflexiones mayores de 5°.

- Ver fig. 8 (anexos)

REGISTRO DE M.T.

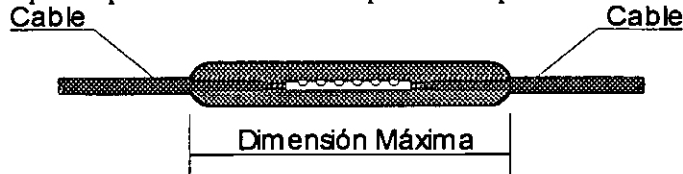
Partiremos del análisis de los espacios requeridos para los empalmes en M.T. de 23 kv, utilizados actualmente y la propuesta con empalme contractil.

Empalme: Este accesorio se utiliza para la unión de cable de acuerdo a norma NMX J-158. Se entiende por empalme, la conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de distribución aislado, protegido mecánicamente dentro de una misma cubierta o coraza. Existen varios tipos de empalmes, los encintados, premoldeados, moledados en campo y termocontráctiles.

Termocontráctiles: Son aquellos en que los componentes se aplican retráctiles por la acción del calor.

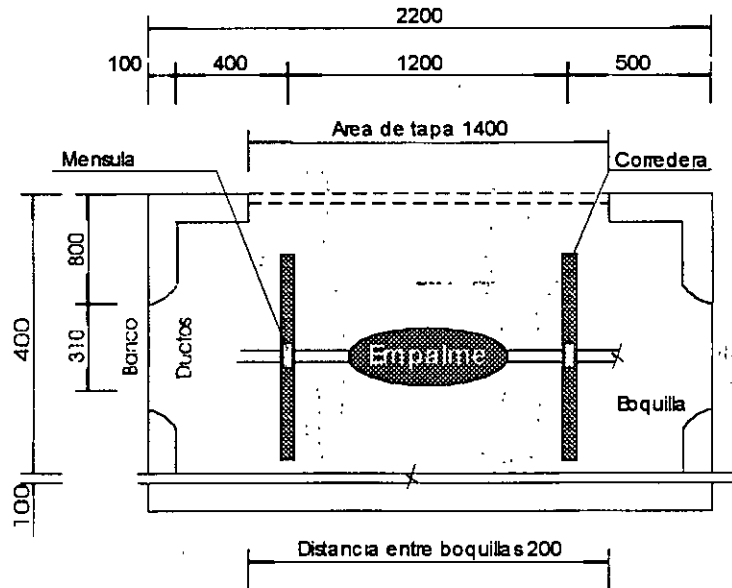
Los empalmes utilizados en LyF actualmente, son para cable R-23TC, para cable R-23PT, para cable R-23 PT.TC y RT-23TC. Según NMX-J-158 para 23kv.

Distancia que se requiere para los diferentes tipos de empalme usados en LyF:



PARA	TIPO DE CABLE	DIMENSIÓN MÁXIMA	CALIBRE MÁXIMO	S/NORMA MATERIAL LyF
UNIONES R	23 PT	740mm	1x240	2,0294
UNIONES R	23 TC	725mm	1x240	2,0197
UNIONES RT	23 PT,TC	725mm	1x240	2,0265

Se propone desarrollar en menor distancia longitudinal como son los termocontráctiles, cuyos fabricantes han logrado reducir dimensiones utilizando la manga abierta (como si fuera un forro con cierre) esto permite no tener que correr las mangas hacia ambos lados respectivamente como se viene realizando en LyFC. Ya que este tipo requiere de espacios mayores en los registros o pozos. Ahora al no tener que correr dicha manga sino exclusivamente el largo que se requiere para cubrir el empalme.



Se requiere un espacio libre para la tapa del registro de 1.40m de largo para que puedan maniobrar dos operarios estando parados para la realización del empalme.

REGISTRO 200x130x140 C
Propuesto Norma en Estudio

3.- Cuartos de S.E. (interiores su normalización).

CIMENTACIÓN TIPO PEDESTAL

Propondremos la base tipo TABLETA para TR's DRS. Tipo Pedestal.

Esta tableta puede ser diseñada para albergar en sus dimensiones y peso el tipo de TR's usados por LyFC. Tomaremos en cuenta el mayor que es de 1,4x1,6m. La tableta está diseñada con una combinación de Polietileno de alta densidad en el centro (alma) y Poliuretano de alta densidad en su concha (envolvente), esta aleación nos da como resultado un diseño capaz de soportar los esfuerzos a la tracción y la compresión reforzándose en el área donde el TR descansa, su superficie exterior, viene en color negro debido a su alto contenido de carbón del Poliuretano con protección UV. Dando como resultado una base con una vida probable de 35 años a la interperie.

Este tipo de tableta puede eliminar la tradicional plancha de concreto, reduciendo considerablemente los tiempos y costo aproximadamente en un 75% y 60% respectivamente.

Cuenta con cuatro orificios (saques) para el sistema de entrada del tenedor (ascensor) para su transportación y montaje del TR. Eliminando así la tradicional base de madera utilizada exclusivamente para transportarlo. Esta tableta se fija haciéndolo más manuable. Esta cuenta con un área en la parte inferior para la entrada y salida del cable (charola). Es un Polímero capaz de soportar la corrosión muy común en la CD. De México.

Beneficios:

1. Elimina la necesidad de construirlos de concreto armado.
2. Reduce el costo del manejo y la instalación del TR.
3. Tiene aproximadamente la misma vida que una plataforma de concreto, pero reduce considerablemente su tiempo de realización.

CARACTERÍSTICAS

NOMBRE	FORMADO POR	MATERIAL DE ALTA DENSIDAD	DISEÑADO	DIMENSIONES m	
				Exteriores M	Charola p/cable
Tableta	Alma	Polietileno	A presión 2800lbs	1,40 largo	0,50 largo
	Concha	Poliuretano	Carbón UV	1,60 ancho 0,15 peralte	0,30 ancho

Nota: (1) Esta base (tableta se complementa con el registro usado tradicionalmente en la cimentación tipo pedestal.

(2) Esta tableta irá sobre una plantilla del área de ésta y tendrá un espesor de 0,5m habiendo nivelado y compactado el área anteriormente.

TABLETA PARA TR's DRS PEDESTAL.

5.- Registros prefabricados (Arquetas).

ELEMENTOS PREFABRICADOS

Referente a los elementos constructivos usados en LyFC, se están utilizando los registros tradicionales de concreto armado, aunque en los años 80's; buscando otras alternativas, se hicieron pruebas de laboratorio con elementos precolados de hormigón armado, instalándose algunos de estos en el campo, exclusivamente en los registros, lo cual prosperó porque fueron hechos de una sola pieza, resultando:

- Demasiado pesados
- Poco manuales
- Difíciles de transportar
- Costo de material y mano de obra, casi el mismo que los colados en obra.

Causas por las que se desecharon y se optó por seguir utilizando los tradicionales, los cuales son usados hasta la fecha.

Es importante para esta empresa, el encontrar mejores soluciones, ya que es muy común que del costo total de un proyecto eléctrico subterráneo, la partida de obras civiles resulte más costosa que la de los cables subterráneos, por lo cual se han analizado nuevos componentes y materiales más ligeros y menos voluminosos valiéndose de los nuevos materiales que han salido al mercado.

NUEVAS TÉCNICAS Y MATERIALES

Se tiene actualmente un gran desarrollo en el uso de los distintos materiales, desde la madera, metal y los nuevos materiales compuestos, formados usualmente por núcleo y matriz, tales como el hormigón armado o el COMPOSITE, que es una composición de plástico reforzado con fibra de vidrio, a la que se denomina (PRFV) la cuál a superado en número y cantidades a los metales y sus aleaciones.

Los materiales compuestos, son formados por distintos elementos que al mezclarlos, modifican las propiedades de cada uno de ellos:

1) Hormigón armado.

NÚCLEO: Formado de distintos elementos que modifican sus propiedades: agua, tipo de ácidos, granulometría de los áridos, espesantes, hidrofugos, cemento (tipo y proporción), fibras y cenizas; las propiedades del hormigón dependen de su diseño.

MATRIZ: Es de acero y sus características mecánicas dependen del: tipo, cantidad y disposición en el núcleo de hormigón.

2) COMPOSITE (PRFV).

NÚCLEO: Formado por distintos elementos, cuya proporción y presencia dan al núcleo distintas características como elementos que modifican sus propiedades.

- Resinas de poliéster
- Colorantes
- Monómetros
- Agentes desmoldeo, separadores
- Catalizadores
- Aditivos especiales, protección de rayos UV
- Cargas minerales, alumina, barita, caolín, carbonato, etc.

MATRIZ: De fibra de vidrio, y sus características dependen del tipo de fibra usada (orgánica o inorgánica), cantidad de fibra (proporción en peso) y disposición de fibra en la pieza o núcleo.

APLICACIONES DE LOS (PRFV) EN EL MUNDO

Es difícil encontrar un producto que se asemeje a los (PRFV), por la diversidad y amplitud de sus aplicaciones, dirigidos al sector de la construcción, cuya intención es sustituir elementos pesados de manipular como el acero y el hormigón pretensado.

REGISTROS CONSTRUIDOS CON ENCOFRADO PERDIDO DE (PRFV)

Este producto es un sistema de construcción de registro, basado en un elemento superligero, construido de (PRFV), que facilita la ejecución de las obras con las siguientes cualidades:

- Versatilidad de usos
- Calidad y rapidez de ejecución
- Seguridad
- Durabilidad.

CONSERVACIÓN Y ENVEJECIMIENTO

- a). Los (PRFV) presentan una resistencia a las causas externas de envejecimiento, soportando las variaciones de temperatura y humedad, así como la influencia de agentes degradantes.
- b). La fibra de vidrio está casi exenta de fenómenos de fatiga o deformación manteniendo inalterable sus propiedades mecánicas a través del tiempo, aún al ser sometidos a esfuerzos considerables, permitiendo a la estructura resistir y conservar sin cambios mecánicos; su capacidad y características originales.
- c). Inmune a la corrosión eléctrica
- d). Economía.- si por su costo total se entiende la suma de los diferentes costos como el: inicia + transporte + instalación + mantenimiento, se tienen ventajas aún cuando el costo inicial sea similar o mayor a otros materiales.

COMPOSITE (COMPOSICIÓN QUÍMICA)

Resina de poliéster _____	25 al 30 %
Refuerzo de fibra de vidrio _____	23 al 27 %
Cargas minerales inorgánicas _____	41 al 46 %
Resto, catalizador, desmoldeante, colorantes, etc. _____	4 al 6 %

SU APLICACIÓN EN LOS REGISTROS

El registro prefabricado llamado en España arqueta prefabricada de composite (PRVF) es reforzada en su periferia externa con hormigón, dándole mayor resistencia al material; logrando:

- a) Que no penetren las raíces
- b) Estanqueidad
- c) Exactitud de sus dimensiones
- d) Calidad homogénea
- e) Poca ocupación de espacio para almacenar x
- f) Muy liviano para su transporte
- g) Rapidez de ejecución.

MEDIDAS UTILIZADAS EN LOS REGISTROS USADOS EN LyFC.

TIPO DE REGISTRO O ARQUETA	MEDIDAS INTERIORES			PESO kg	POSB. MAYOR PROF.	TENSIÓN	VALORES USADOS EN LOS PRFV	
	LARGO cm	ANCHO cm	ALTO cm				PARED	MARCO
60 x 40 x 60	60	40	60	7	25	BT	0.25	1.5
60 x 60 x 60	60	60	60	9	25	BT	0.25	1.5
90 x 90 x 95	90	90	95	30	33	BT	0.30	2.0
125 x 125 x 140	125	125	140	50	33	MT	0.30	2.0

CUADRO COMPARATIVO DE REGISTROS CONSTRUIDOS EN HORMIGÓN PREFABRICADO, TABIQUE O COMPOSITE

CONCEPTO	SISTEMA HORMIGÓN PREFABRICADO	SISTEMA LADRILLO	SISTEMA PRFV
Componentes	Registro, marco y tapa	Ladrillos, mortero, cemento, marco y tapa	Arqueta con tapa
Peso unitario (sin peso de tapa)	957 Kg.	690 Kg.	30 Kg.
Necesidades de medios de elevación	Si	Si	No
Tiempo de ejecución	Bajo	Alto	Muy bajo
Personal especializado	Si	Si	No
Volumen de ocupación	Muy alta	Medio	Muy bajo
Protección de raíces	No	No	Si
Oxidación marco/tapa	Si	Si	No
Calidad	Buena	Buena	Excelente
Calidad uniforme	No	No	Total.

NOTA: Se toma como ejemplo el registro 90 x 90x 95.

MONTAJE DE LAS ARQUETAS

1.- Excavación y Plantilla.

- a) Mecánica o manual,
- b) Nivelar para una plantilla de 10cm de espesor.
- c) Arqueta sobre la plantilla.

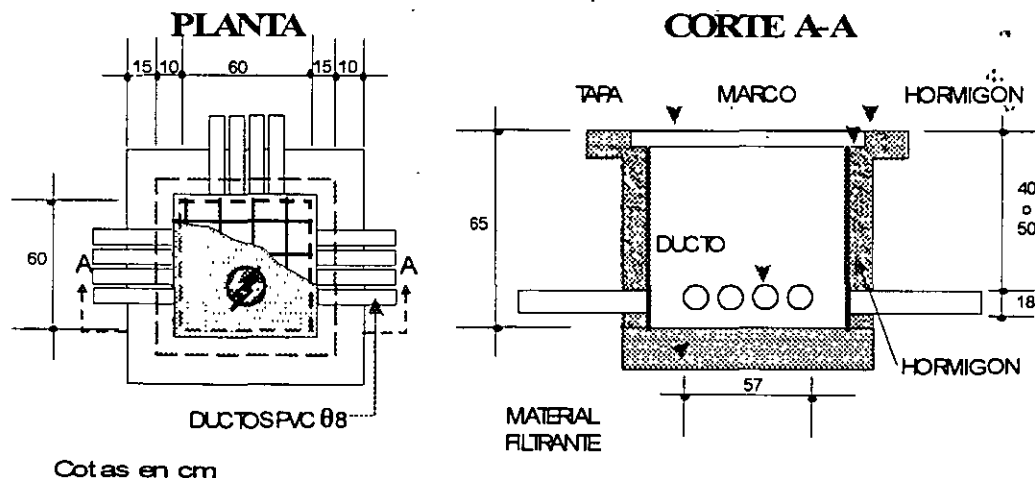
2.- Recepción de acométidas.

Las arquetas deberán contar en todas sus caras con aperturas predestinadas a recibir ductos de Ø80mm, previamente se requiere instalar una goma en el ducto de llegada la cuál hará la función de boquilla.

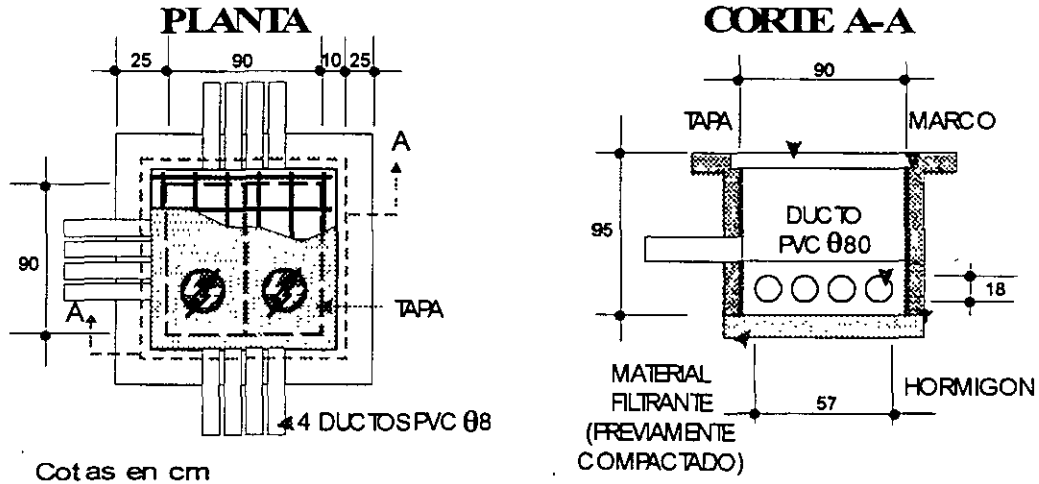
3.- Ubicación y Colado.

Se instalarán la arqueta respecto a los ductos de llegada y se hormogonear con un concreto de 175km/cm², hasta la rasante del marco, abrazando a éste, con hormigón de 0.15x0.10m de profundidad para compensar el empuje del hormigón.

REGISTRO 60 x 60 x 65



REGISTRO 90 x 90 x 95



COSTOS

Análisis comparativo entre elementos constructivos elaborados con (PRFV) y los tradicionales (LyFC).

REGISTRO O ARQUETA	COSTO				TIEMPO DE ELABORACIÓN
	MAT.	TRANS.	INST.	TOTAL	
Prefabricado de PRV	+30 %	- 75 %	+ 50 %	- 21 %	- 80 %
Concreto armado	- 30 %	+ 75 %	- 50 %	+ 21 %	+ 80 %

6- REQUISITOS Y NECESIDADES DE LA OBRA CIVIL

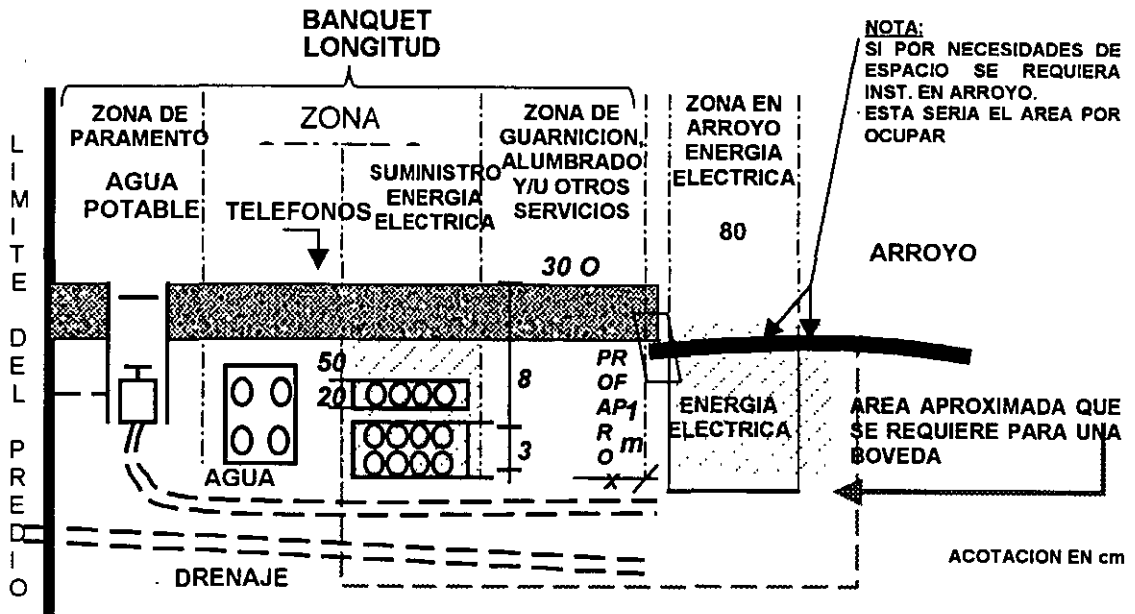
- 1.- La trayectoria de los circuitos será a lo largo de las aceras, camellones, periferia de las zonas verdes y/o andadores.
- 2.- La profundidad, el ancho del banco de ductos deberá cumplir con las normas LyF.
- 3.- Los ductos deben terminar en boquillas abocinadas en los registros, pozos y bóveda o cimentación de S.E.'s.
- 4.- La aplicación de los registros son para las derivaciones, acometidas, cambios de dirección horizontal y vertical de los bancos de ductos.
- 5.- Los registros pozos y cimentaciones de S.E.'s deben estar de acuerdo con las normas LyF.
- 6.- Evitar localización de registros donde las banquetas sean angostas en carriles de estacionamientos o frente a una cochera.
- 7.- Se utilizará un registro para alimentar dos lotes, debiendo quedar instalado en el límite de ambos predios.
- 8.- Donde no existan equipo y/o accesorios, se debe dejar excedente de cable de una longitud igual al perímetro del pozo de visita.
- 9.- Debe instalarse soportería en los cables en cada uno de los pozos o registros.
- 10.- En los casos de cruces de avenidas o calles, se deberá dejar un ducto de reserva por cada uno de los circuitos.

ZONIFICACIÓN DE INSTALACIONES

Debe existir una coordinación entre los diferentes sectores que utilizan el suelo para un mejor aprovechamiento de este. Actualmente se está trabajando en los registros computarizados de las diferentes instalaciones subterráneas como Teléfonos, PEMEX, Energía Eléctrica, Drenaje, Agua Potable, etc.

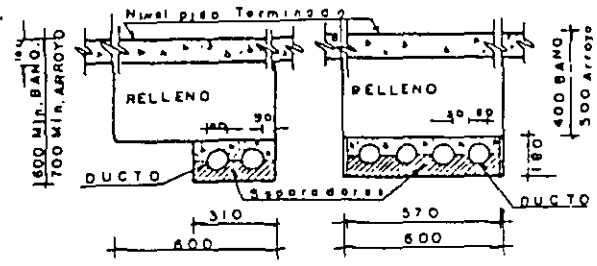
Mientras se delimitan las áreas se propone lo siguiente:

ZONIFICACIÓN DE INSTALACIONES EN BANQUETA



ANEXOS

BANCO DE DUCTOS en BT 2 Vias 1/2 NORMA. en BT 4 Vias (40404)



en BT 4 Vias 1/2 NORMA (40404)

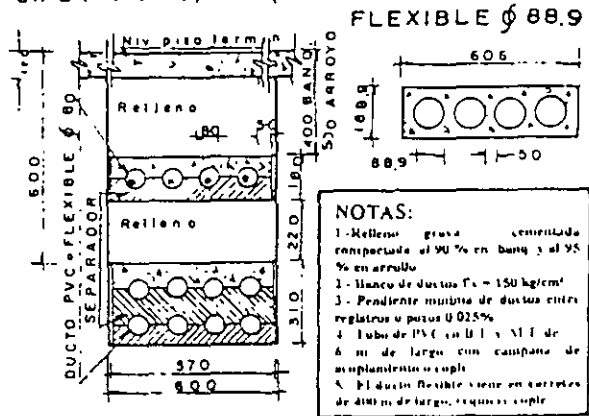


FIGURA 8

TABLETA PARA TRs. T./PEDESTAL DRS.

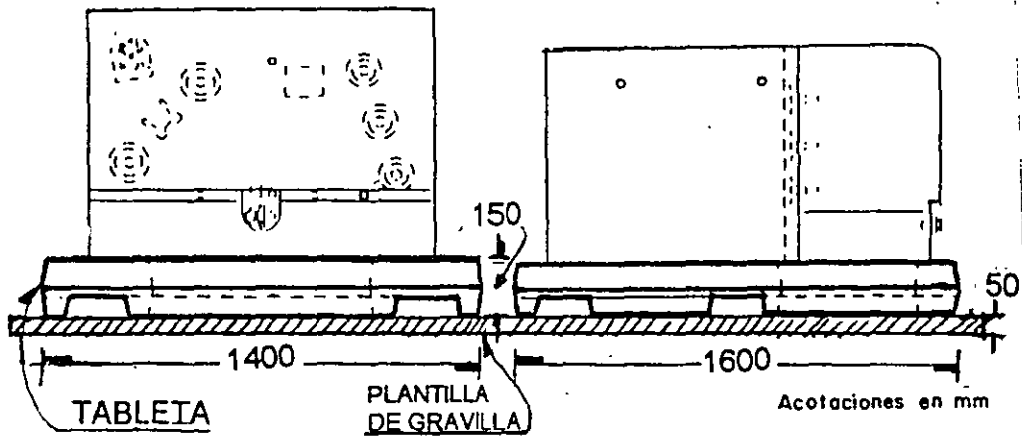


FIGURA 9

ANEXOS

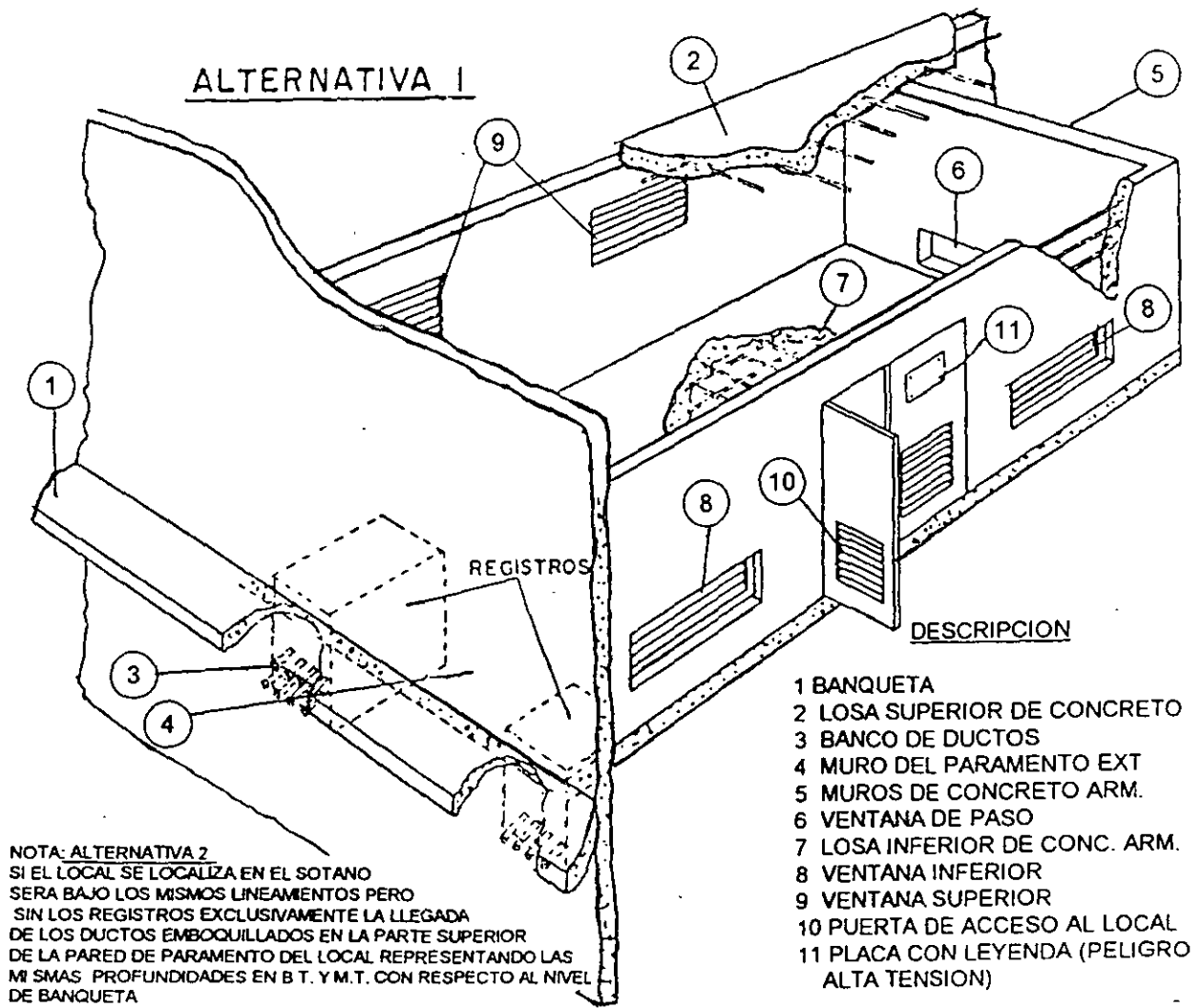


FIGURA 7

ANEXOS

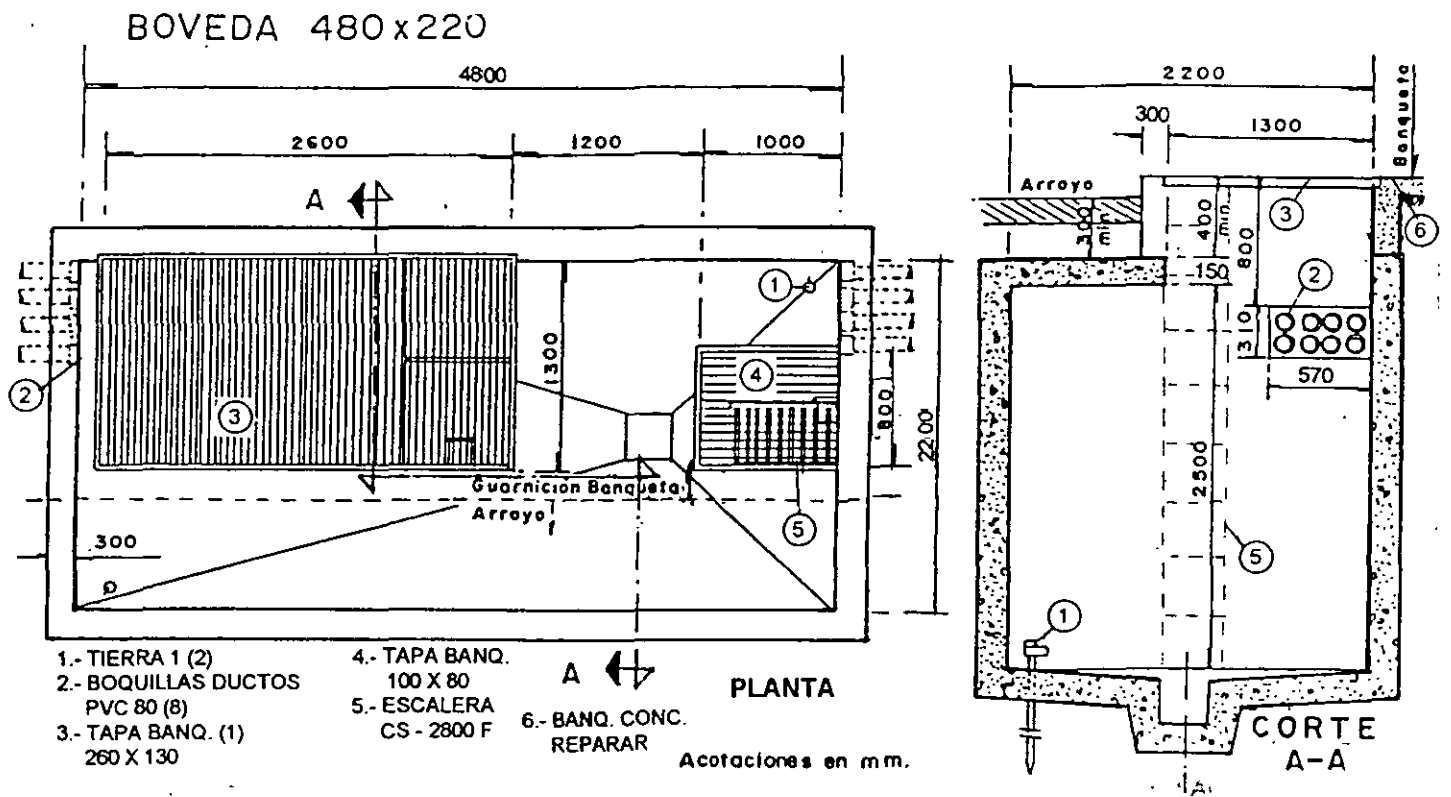


FIGURA 6

ANEXOS

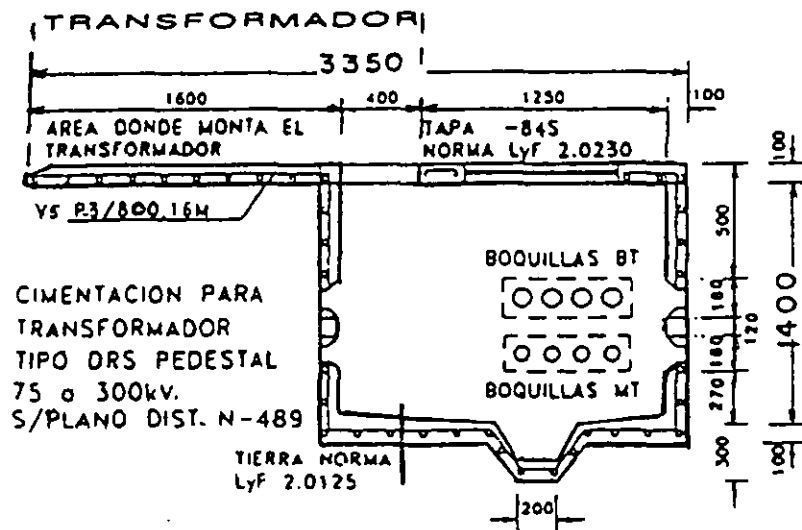


FIGURA 4

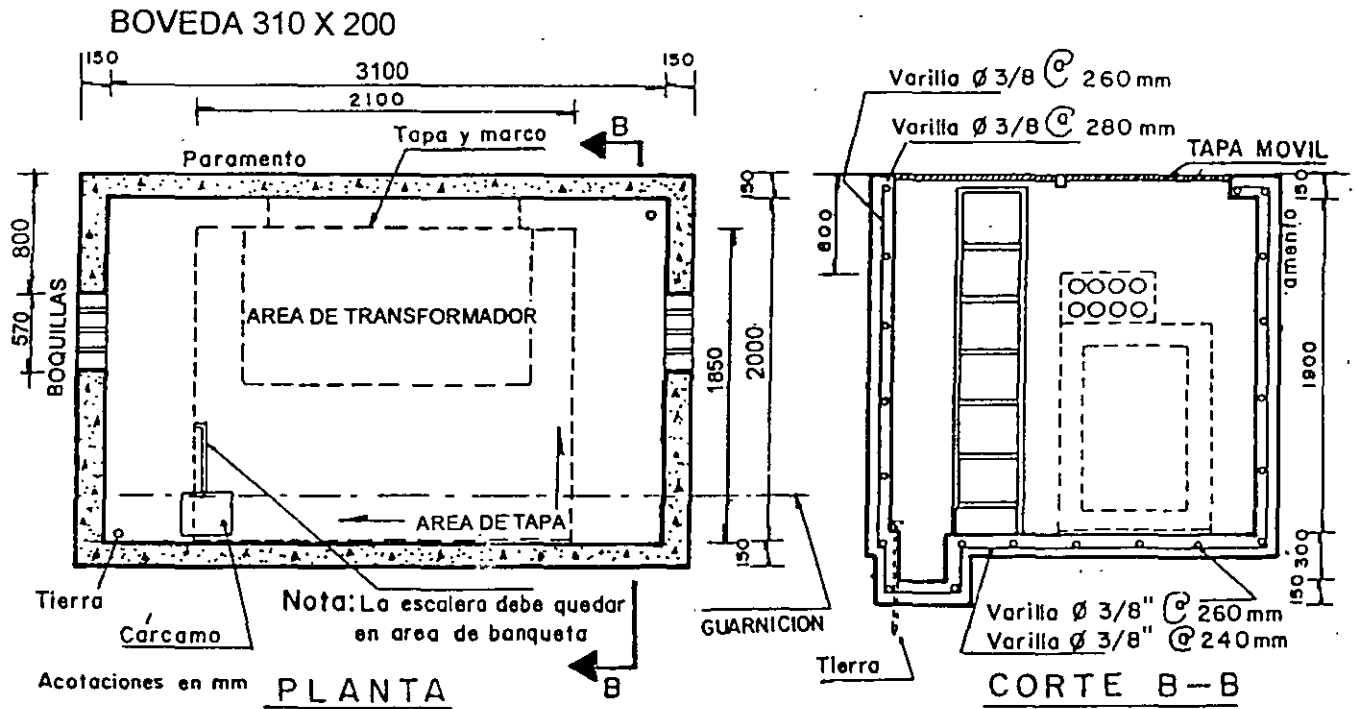


FIGURA 5

ANEXOS

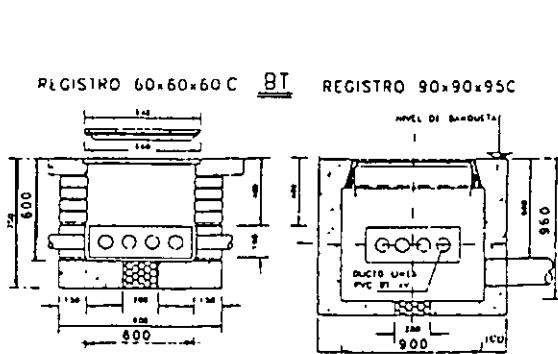


FIGURA 1

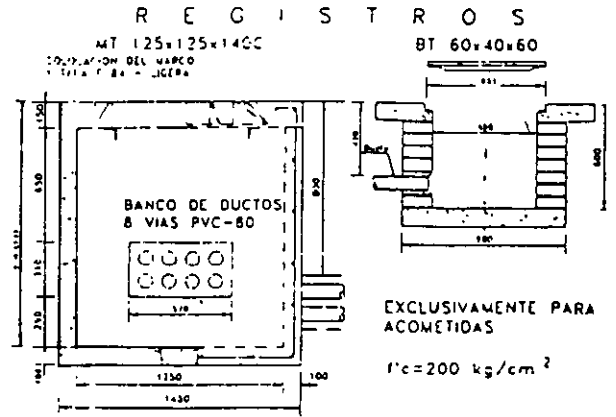


FIGURA 2

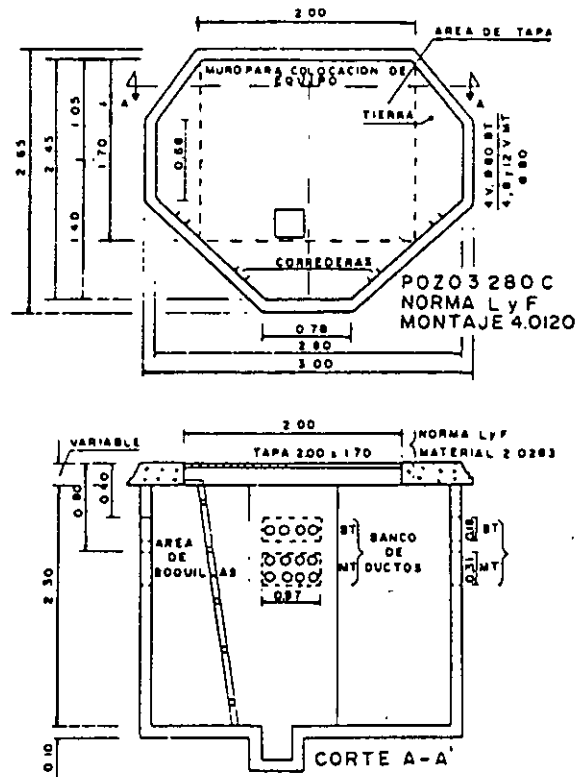
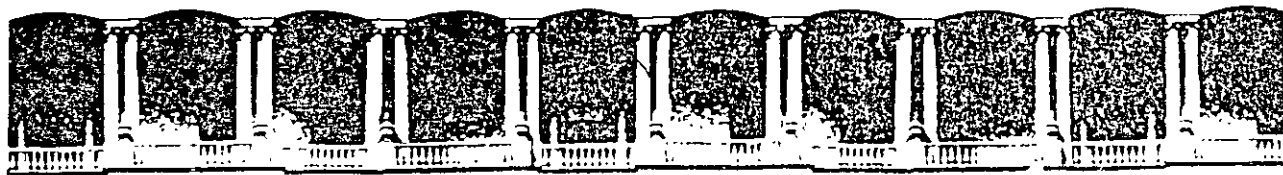


FIGURA 3



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA (PARTE 2)**

**ING. FELIPE MÉNDEZ LUNAR
ING. ERNESTO A. NIÑO SOLÍS
PALACIO DE MINERÍA**

AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1.- INTRODUCCIÓN

La operación de toda industria tiene como base la disponibilidad de varios tipos de materias primas, incluidos los energéticos (petróleo, gas, agua, electricidad, etc.). El incremento de los costos de los energéticos ha provocado que los costos del producto se incrementen debido a que una gran parte del total de los gastos son atribuidos al uso de los mismos, el industrial, ante este constante incremento puede reducir sus gastos implementando medidas para evitar el desperdicio y uso innecesario de ellos.

El uso racional de los energéticos ha sido una meta importante del Gobierno Mexicano los últimos 3 lustros, creando para ello algunos organismos (CONAE, FIDE) con la finalidad de generar una conciencia de uso racional de la energía, tanto calorífica como eléctrica, enfocada a consumidores industriales y comerciales.

En los sistemas de distribución se pueden aplicar los conceptos de uso racional de energía, siendo en el sector industrial donde se han presentado las mayores oportunidades de ahorro, ya que generalmente en el diario vivir de una empresa, el administrador o los empleados de la misma no se preocupan de un factor importante que influye directamente en el costo de producción, el desperdicio de energía eléctrica. La finalidad de este tema es fomentar el uso eficiente y racional de la energía eléctrica en los sistemas de distribución de los consumidores grandes y medios, dando para ello algunas medidas básicas de ahorro en los sistemas de distribución de energía eléctrica industriales y para edificios.

A través del organismo encargado en apoyar el programa de ahorro de energía del sector eléctrico, el sector privado puede asesorarse para mejorar la eficiencia del uso de la energía eléctrica, incorporando para ello nuevas tecnologías y técnicas ahorradoras comprobadas, en las instalaciones eléctricas de la industria y el comercio, con la finalidad de hacer más competitivos sus productos.

Con estas acciones se obtienen beneficios tales como:

- + Elevar su productividad y competitividad.**
- + Reducir el importe de sus consumos de energía eléctrica.**
- + Disminuir el impacto ambiental.**
- + Aumentar la disponibilidad de energía eléctrica.**
- + Preservar o mejorar niveles de bienestar.**
- + Crear una cultura energética.**

Como todo tipo de acciones para poder obtener beneficios de los programas de ahorro de energía, es necesario realizar inversiones de capital, las cuales deben ser recuperables a medio o corto plazo.

2.- TARIFAS

Una de las medidas básicas para el ahorro de la energía eléctrica es la administración de la misma. Para determinar la forma en que la energía eléctrica repercute en la economía de una empresa y posteriormente tomar las acciones pertinentes, es necesario conocer cual es su costo, para lograr esto, el industrial debe conocer las "Tarifas para el Suministro y Venta de Energía", que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica compete a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las de Comercio y Fomento Industrial, de la Energía, y de la Comisión reguladora de Energía, y a propuesta del suministrador (CFE Y LyF), fijar las tarifas eléctricas, su ajuste, modificación; de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo (1995 -2000), los precios de los bienes y servicios producidos por el sector energético deben ser establecidos de manera transparente y propiciar el uso racional y la conservación de los recurso, así como la asignación óptima de inversiones, estableciendo una política de precios y tarifas que permita la adecuada capitalización del sector eléctrico. Con el propósito de seguir cubriendo el crecimiento de la demanda interna de energía eléctrica con la calidad, oportunidad y suficiencia que requiere el desarrollo del país, es indispensable continuar con la construcción de diversas unidades de generación, así como incrementar la inversión en líneas de transmisión y distribución del sistema eléctrico nacional.

La realización de las citadas obras requiere de cuantiosos recursos financieros, los cuales deben ser cubiertos en mayor medida con ingresos propios de las empresas suministradoras.

Las tarifas se pueden clasificar dentro de dos grandes grupos:

- + Tarifas de uso general.
- + Tarifas de uso específico.

Dentro del primer grupo se consideran:

Tarifa 2	Servicio general en baja tensión hasta 25 kW de demanda.
Tarifa 3	Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda.
Tarifa OM	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW
Tarifa HM	Tarifa horaria para servicio general en mediana tensión, con demanda de 100 kW o más
Tarifa HS	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión

Tarifa HS-L	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización
Tarifa HT	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión
Tarifa HT-L	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización

A su vez, son tarifas de uso específico:

Tarifa 1,1A, 1B, 1C y 1D.	Servicio doméstico.
Tarifa 5	Servicio para alumbrado público.
Tarifa 6	Servicio para bombeo de aguas potable o negras.
Tarifa 9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola.

Dentro de este tema solo serán analizadas por ser de competencia industrial o comercial, los elementos de facturación de las tarifas de uso general (exceptuando la tarifa 2), en las que el cobro depende de cuatro factores:

- a).- **El consumo de energía útil. Es aquella que se entrega al usuario en un determinado período, esta expresado en kW-h (kilowatt-hora).**
- b).- **La demanda máxima medida. Esta se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período de facturación.**
- c).- **El factor de potencia (FP). Se obtiene mediante la relación aritmética entre la energía útil suministrada y la energía total requerida. Solo conlleva costo cuando es menor a 90 %. El factor de potencia está dado por la naturaleza de la carga del usuario y afecta a la adecuada utilización de la capacidad del sistema eléctrica.**
- d).- **Medición en baja tensión. En los servicios que se proporcionen en media tensión, cuando la medición de la energía eléctrica consumida se realice en el lado secundario motivado por una demanda contratada menor a 200 kW, las facturaciones aumentarán en un 2 % sobre el total de la suma del costo por consumo mas el costo por demanda.
Este cargo se establece previendo las pérdidas inherentes en el transformador.**

Para una mejor interpretación de estas tarifas, se enmarcan a continuación sus enunciados de aplicación:

Tarifa No. 3.- Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Tarifa O-M.- Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una demanda menor de 100 kilowatts.

Tarifa H-M.- Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una demanda de 100 kilowatts o más.

+ Los usuarios del servicio general en media tensión que tengan demandas entre 100 y 300 kW, se incorporarán paulatinamente a la tarifa H-M en la medida en que el suministrador instale el equipo de medición adecuado en el domicilio de los mismos.

A continuación se presentan los horarios correspondientes al Periodo de Punta, Intermedio y Base.

Día de la semana	Primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre			Último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00-6:00	6:00-20:00 22:00-24:00	20:00-22:00	0:00-6:00	6:00-18:00 22:00-24:00	18:00-22:00
Sábado	0:00-7:00	7:00-24:00		0:00-8:00	8:00-18:00 21:00-24:00	18:00-21:00
Domingos y días festivos	0:00-19:00	19:00-24:00		0:00-18:00	18:00-24:00	

Tarifa H-S.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión.

Tarifa H-SL- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

Tarifa No. H-T.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión nivel transmisión, el cual tendrá una vigencia mínima de un año.

Tarifa No. H-TL- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá una vigencia mínima de un año.

Tarifa No. I-15.- Tarifa para servicio interrumpible.

Esta tarifa será aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL, y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una Demanda Máxima Medida en Período de Punta, Semipunta, Intermedio o Base, mayor o igual a 10,000 kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción de este servicio tendrá una vigencia mínima de un año.

Tarifa No. I-30.- Tarifa para servicio interrumpible.

Esta tarifa será aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL, y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una Demanda Máxima Medida en Período de Punta, Semipunta, Intermedio o Base, mayor o igual a 20,000 kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción de este servicio tendrá una vigencia mínima de un año.

2.1.- Reducción del costo por consumo de energía eléctrica

El conocimiento del sistema tarifario le dará en principio al usuario una herramienta para disminuir el monto que por concepto de consumo de energía eléctrica deberá pagar, debiendo seleccionar para esto la tarifa adecuada a su demanda.

Como un ejemplo real de esta reducción, se muestra en la tabla 2.1 la facturación de Liverpool México, S.A. de C.V. de Venustiano Carranza No. 92 y en la tabla 2.2 la correspondiente a Bancomer, S.N.C. de Bolívar No. 38, donde se considera un período anual del 24 de Julio de 1998 al 24 de Junio de 1999. Con la finalidad de ilustrar esto, se considera el primer período de ambos servicios (24 de Julio de 1998), mostrando en la tabla 2.3 los importes correspondientes a tarifa 3.

TABLA 2.3
IMPORTES EN TARIFA 3

USUARIO	KW	Kwh	IMPORTE (\$)
LIVERPOOL	768	259 200	245 458,45
BANCOMER	1 780	712 000	657 557,05

Si dichos servicios se contrataran en tarifa O-M, considerando la misma demanda y consumo, se obtienen los costos mostrados en la tabla 2.4.

TABLA 2.4
IMPORTES EN TARIFA O-M

USUARIO	KW	kW h	IMPORTE (\$)
LIVERPOOL	768	259 200	125 319,68
BANCOMER	1 780	712 000	328 975,11

Como se observa en este ejemplo, la tarifa O-M proporciona un ahorro del 49 y 50 % para Liverpool y Bancomer respectivamente. Aunque la inversión inicial requerida para contratar en esta tarifa es importante, en menos de dos años se amortizará.

En las figuras 2.1 y 2.2 se muestran las curvas comparativas de importes facturados para estos usuarios.

2.2.- Factor de potencia

Para compensar los perjuicios ocasionados a las empresas suministradoras de energía eléctrica por el bajo factor de potencia que adquieren las redes de distribución, en el ajuste y restructuración para suministro y venta de energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación del día 10 de noviembre de 1991, se establece:

El usuario procurará mantener un factor de potencia (FP) tan aproximado al 100 % (cien por ciento) como le sea posible; pero en el caso de que su factor de potencia durante cualquier período de facturación tenga un promedio menor de 90 % (noventa por ciento) atrasado, determinado por métodos aprobados por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, el suministrador tendrá derecho a cobrar al usuario la cantidad que resulte de aplicar el monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la fórmula que se señala. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior al 90 % (noventa por ciento), el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la fórmula que también se señala.

Fórmula de Recargo:

$$\text{Porcentaje de Recargo} = 3/5 \times ((90/\text{FP}) - 1) \times 100; \text{FP} < 90 \%$$

Fórmula de Bonificación

$$\text{Porcentaje de Bonif.} = 1/4 \times (1 - (90/\text{FP}) \times 100; \text{FP} > \text{ó} = 90 \%$$

Donde FP, es el factor de potencia expresado en por ciento.

2.3.- Factor de carga del servicio

Se define como la relación existente entre la demanda media y la demanda máxima en un intervalo de tiempo dado y se puede calcular en base a los valores registrados en la facturación de energía eléctrica de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$\text{FC} = \text{Dm}/\text{Dm}$$

$$\text{Dm} = \text{kWh} / \text{h}$$

$$\% \text{FC} = \frac{\text{kW-h}}{\text{h} \times \text{Dm}} \times 100$$

siendo;

- FC = Factor de carga
- D_m = Demanda media
- D_M = Demanda máxima en el período
- kWh= Energía consumida en el período
- h = Número de horas del período

El factor de carga relaciona la energía que se utiliza durante un período de facturación con respecto a la energía que el suministrador debe proporcionar a razón de la demanda máxima medida durante ese mismo período.

Para apreciar en forma práctica lo que representa el factor de carga, se presenta el siguiente:

Ejemplo

Se tienen dos industrias de las mismas características, cuya contrato esta realizado en tarifa O-M, tienen un factor de potencia de 90 %.

La industria No. 1 demanda 720 kW y consume en el período del 99/07/01 al 99/07/30 (siendo 29 días de facturación) y un consumo de 276 000 kWh. Esta industria labora 16 horas al día.

La industria No. 2, en el mismo período de facturación, tiene una demanda 500 kW y consume 276 000 kWh. Esta industria labora 24 horas al día.

Para este período el cargo por demanda es de \$ 53,266 y el cargo por consumo es de \$ 0,39821, ambas industrias se encuentran ubicadas en la región centro, por lo que se tiene lo siguiente:

INDUSTRIA N.1		
Cargõ por demanda	53,266 x 720	\$ 38 351.52
Cargo por consumo	0,39821 x 276 000	\$ 109 905,96
Importe facturado		\$ 148 257,48

$$\text{FACTOR DE CARGA} = (276\ 000 \times 100) / (464 \times 720) = 55,08 \%$$

$$\text{COSTO MEDIO DEL kWh} = \$ 148\ 257,48 / 276\ 000 = \$ 0,53$$

I N D U S T R I A N . 2		
Cargo por demanda	53,266 x 500	\$ 26 633,00
Cargo por consumo	0,39821 x 276 000	\$ 109 905,96
Importe facturado		\$ 136 538,96

FACTOR DE CARGA = $(276\ 000 \times 100) / (696 \times 500) = 79,31\ %$

COSTO MEDIO DEL kWh = $\$ 136\ 538,96 / 276\ 000 = \$ 0,49$

Como se observa, a mayor factor de carga, el costo por kWh es menor.

3.- AUDITORÍA HISTÓRICA

Una auditoría histórica identifica los consumos y costos de energía empleada para elaborar una cierta cantidad de producto terminado y así poder establecer comportamientos, tendencias y resultados.

Para realizar una auditoría histórica se requiere de poco tiempo y los resultados pueden ser extremadamente valiosos para puntualizar en elementos individuales de la industria a la que se le realiza dicha auditoría.

Hay que identificar y cuantificar los consumos y costos mensuales que ha tenido la industria durante por lo menos 2 años; esta información se puede obtener fácilmente a través de los recibos de pago efectuados, Con lo cual se puede determinar cuanta energía se consume por unidad de producto, a esto se le denomina consumo específico.

Para elaborar una auditoría de este tipo, se puede utilizar como auxiliar la tabla 3.1.

Mediante el análisis de este registro se podrá establecer tanto la tendencia histórica como el impacto de cualquier ahorro de energía eléctrica.

3.1.- Índices

Cuando el uso de la energía eléctrica se puede relacionar a un producto o a una actividad, se genera un índice que mostrará la mejor manera de comparar sus comportamientos o tendencias. Por esta razón, es importante tener las cantidades producidas en cada periodo de facturación y con esto determinar el uso de la energía eléctrica por unidad de producto o servicio. Es conveniente que al analizar estas variaciones no se tomen en cuenta los consumos fuertes de energía en las oficinas administrativas de la industria.

Si se gráficán los índices energéticos contra el tiempo, se tendrá un indicador de la eficiencia energética a través de los años.

4.- AUDITORÍA DE RECORRIDO

Una vez que se analizó el historial de consumos de energía, se deben obtener los datos específicos de operación e iluminación, realizando para ello la auditoría de recorrido. Observando cuidadosamente aspectos tales como:

- + Revisión de planos de ubicación de maquinaria y equipo.
- + Levantamiento del censo de cargas eléctricas.
- + Consumos estimados por equipos y/o áreas.
- + Determinar la distribución porcentual de carga.
- + Detección de oportunidades de ahorro obvias.

Si la empresa tiene planos con la ubicación de las cargas, habrá que identificar en ellos:

- + Grupos de máquinas para un mismo proceso
- + Alimentadores principales y derivados
- + Oficinas administrativas
- + Almacenes
- + Iluminación de la planta
- + Talleres
- + Voltajes de operación de equipos

De la misma manera que los planos, el censo de carga nos permitirá conocer en forma más objetiva que aparatos o equipos se usan, cuanta energía consumen en forma individual y su frecuencia de operación.

En la auditoría de recorrido se tomará nota de los puntos obvios con pérdidas de energía. Estos puntos son los que presentan oportunidad de ahorro inmediatos y con poca inversión. Posteriormente se analizarán aquellos que requieran una gran inversión. Esta auditoría puede ser tan simple o compleja dependiendo de la complejidad o tamaño mismo de la industria en análisis.

4.1.- Censo de carga

Motores

Para obtener el censo de carga se puede utilizar la tabla 4.1. Con estos datos se puede estimar la demanda de cada motor y conforme a su uso obtener el consumo aproximado por mes.

Debido a que la gran mayoría de los motores no se utilizan a su potencia nominal, existe un Factor de Carga el cual se define con la siguiente relación:

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Carga típica}}{\text{Carga Nominal}} = \frac{\text{Corriente real}}{\text{Corriente nominal}}$$

Este factor de carga sirve para determinar cual es la potencia real en el eje.

$$\text{Pot. real en el eje} = \text{CPnom.} \times 0,746 \times \text{F.C.} \text{ --- (kW)}$$

Iluminación

Durante el recorrido, deberán anotarse las condiciones actuales de la iluminación y la potencia de cada uno de los equipos incluyendo el alumbrado de seguridad, así como el horario en que se encuentra encendido.

Debe considerarse la posibilidad de reducir el número de luminarias encendidas durante el día mediante el uso de láminas translúcidas. Asimismo, anotar los equipos que por descuido están encendidos durante el día y/o los que desde el punto de vista operacional no requieran estar encendidos. Por otra parte, se debe investigar si todos los circuitos están debidamente identificados y si existe un interruptor general para todo el alumbrado.

5.- OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

Dentro de las oportunidades de ahorro de energía eléctrica en los sistemas de distribución en edificios o industrias, se tienen las siguientes:

- * Alumbrado
- * Administración de la demanda
- * Corrección de bajo factor de potencia
- * Aire acondicionado
- * Programa para la administración de la energía

En virtud de que cada uno de los puntos anteriores son por si solos muy extensos y complejos, solamente se indicarán para cada uno de ellos una serie de recomendaciones a fin de que se pueda identificar fácilmente cuales pueden ser las expectativas de ahorro de energía en los mismos.

5.1.- Alumbrado

Uno de los desperdicios más comunes de energía se da en la iluminación de plantas industriales y oficinas de las empresas.

Los tres enfoques principales para iluminar un área específica son:

- + Iluminación general
- + Alumbrado del área de labor
- + Iluminación decorativa

Si la iluminación general se diseña para niveles de labores visuales que requieren alta iluminación, esta resultará una práctica costosa e innecesaria.

El alumbrado exclusivo del área de labor es más eficiente, ya que se tendrán los niveles de iluminación requeridos de acuerdo con las necesidades de la labor desarrollada.

Es conveniente que el alumbrado decorativo sea analizado ya que este puede encarecer el mantenimiento y operación del sistema.

REDUCCIÓN DE POTENCIA SIN MODIFICAR EL NIVEL DE ILUMINACIÓN.

Existen algunas formas sencillas para reducir los consumos por concepto de iluminación:

Lámparas eficientes.

En el mercado existe una gran variedad de lámparas fluorescentes que pueden sustituir directamente a los tradicionales focos incandescentes, ya que para un mismo flujo luminoso consumen aproximadamente 75 % menos energía, duran 10 veces más y emiten una luz agradable.

En la tabla 5.1 se muestra el cuadro comparativo de las características físicas y técnicas de diferentes lámparas fluorescentes

Reflectores ópticos

Una manera simple de reducir los consumos y el número de lámparas, consiste en la utilización de reflectores. Esto implicará utilizar superficies reflejantes en los gabinetes de las lámparas fluorescentes. La reflexión lograda permite eliminar aproximadamente el 50 % de lámparas y balastos, lo que significa un ahorro similar en el consumo por iluminación.

Controladores de alumbrado.

Son utilizados en zonas donde se tiene tiempo de desocupación de labores. Esto se puede realizar con la instalación de controladores de tiempo. Otro control sencillo lo

representan las fotoceldas que harán el apagado o encendido según los niveles de iluminación en el ambiente, estos pueden ser utilizados en áreas de oficinas para disminuir el uso del alumbrado artificial y aprovechar la luz del sol en las áreas cercanas a las ventanas. La utilización de estos controladores mejora la eficiencia del sistema de alumbrado.

Uso de alumbrado natural

La utilización de la luz solar es una gran ventaja, lo que puede realizarse instalando tragaluces, los cuales tienen un efecto en la calidad de luz, según sea la elección del mismo, lo cual depende de su construcción, color y transmisión. Los tragaluces más recomendables para labores donde se requiera buena visibilidad son los blancos.

El inconveniente de los tragaluces es la transmisión de calor a través de ellos, por lo que es recomendable la utilización de tragaluces de capa doble y aire encerrado, los que reducen sustancialmente este problema; en otros casos la polarización del tragaluz servirá para el mismo propósito.

Alumbrado de seguridad

El alumbrado de seguridad es útil para desanimar a los ladrones, pero es necesario verificar si la cantidad de luminarias es adecuada para realizar el rondín del vigilante o si se puede reducir.

Uso decorativo

Es recomendable la instalación de controladores de tiempo en anuncios luminosos y tener la certeza que la eficiencia de las lámparas son las adecuadas.

Es obvio decir que cualquier disminución en el consumo de energía eléctrica redundará en un beneficio económico, tanto en el aspecto de energía consumida como en la reducción de la curva de demanda y por consiguiente en la demanda pico. Esto nos produce un doble ahorro económico (energía facturada y reducción de kW de demanda máxima). Ver figura 5.1.

5.2.- Administración de la demanda

Como ya se explicó, las tarifas eléctricas aplicables a este tipo de servicios no solo contemplan el cobro de la energía consumida por un usuario en un intervalo de tiempo, sino también la forma en que está siendo requerida durante el período de consumo. Esto viene definido por el Factor de Carga del servicio, de manera que mientras más cercano esté de la unidad, el costo medio del kW-h será menor.

El factor de carga se puede mejorar de 2 formas:

- a).- Reduciendo la demanda máxima.**
- b).- Incrementando el tiempo laboral de la empresa.**

a).- Disminución de la demanda

La mayoría de las medidas de conservación de energía aplicadas a dispositivos eléctricos disminuyen el consumo global y pueden disminuir la demanda máxima si se encuentran operando durante el intervalo crítico. Algunas son; el uso de motores más eficientes, conversiones a equipos de gas y sistemas de alumbrado más eficaces. Sin embargo estas medidas pueden tener poca relevancia en la disminución de la demanda máxima.

Por consiguiente, resulta necesario modificar la forma en que el usuario utiliza la energía, para ello se requiere redistribuir la operación de los equipos de tal manera que el uso de la electricidad no esté concentrado durante el intervalo de demanda máxima. Esta no es una técnica de ahorro de energía, ya que no tiene la finalidad de reducir el consumo de la misma, pero si tendrá un fuerte impacto en el valor de la demanda máxima y por consiguiente la reducción en el pago por este concepto.

Administrar la demanda de energía eléctrica en un sistema es organizar la operación de las cargas con el fin de evitar grandes picos en la misma. Todo esto debe hacerse sin afectar la calidad o productividad de la empresa.

Para poder administrar la demanda se requiere conocer:

- + Auditoría histórica**
- + Perfil de demanda**
- + Proceso de fabricación**
- + Tipos de cargas**
- + Censo de carga**

Un análisis de estas características en conjunto nos podrá indicar cual es la demanda objetivo y las cargas susceptibles de controlar.

Auditoría histórica

La auditoría histórica nos servirá para conocer; el factor de carga con que generalmente trabaja la empresa, una primera apreciación de la cantidad de kW de demanda factible de reducir y una estimación aproximada del beneficio obtenido.

El cálculo para detallar la mejora económica al aumentar el factor de carga se realiza de la siguiente manera:

$$(\$ \text{ kW-h})_m = \frac{(\$/\text{kW}) + (\$/\text{kW-h}) (\text{FC}) (h)}{(\text{FC}) (h)}$$

donde

$(\$ \text{ kW-h})_m$ = Costo medio del kilowatt-hora
 $(\$/\text{kW})$ = Costo por kilowatt de demanda máxima
 $(\$/\text{kW-h})$ = Costo del kilowatt-hora
 (FC) = Factor de Carga
 (h) = horas facturadas

Perfil de la demanda

La herramienta mas importante para determinar la viabilidad de administrar la demanda, es obtener el perfil de la misma durante las 24 horas de cuando menos un día que se considere representativo. Obviamente, un perfil de demanda semanal o mensual ofrecerá mejores perspectivas de análisis.

Debe observarse que cualquier intento realizado sin considerar el perfil de demanda resultará infructuoso, ya que solo de esta manera se puede estar en condiciones de hacer un diagnóstico más real.

Proceso de fabricación

Uno de los puntos importantes en toda auditoría energética es el conocer el proceso de fabricación y tratar de conjuntarlo por áreas específicas. Sin embargo la finalidad de la auditoría no implica que se deba ser un experto en el giro de la empresa auditada.

Para determinar la forma en que la demanda puede controlarse, se han de agrupar las cargas eléctricas según su operación y también distinguir si:

- + Son cargas productivas o de servicio.
- + Únicamente pueden estar totalmente encendidas o apagadas.
- + Se dispone de un medio para limitar la potencia entregada a la carga, es decir si se pueden fijar momentáneamente niveles mas bajos de potencia.

Censo de carga

Con el censo de carga es posible:

- + Conocer el uso de energía por área o departamento y poder ponderar un estimado posible de comparar con el real.
- + Discernir cuales cargas son propensas y por cuanto tiempo a la administración de la demanda .

Equipos automáticos de control de demanda máxima.

Existen en el mercado nacional empresas que distribuyen equipos para controlar en forma automática la demanda máxima de un servicio, proporcionando asimismo apoyo técnico y de mantenimiento de los mismos.

Estos equipos son sistemas con microprocesadores, los cuales toman el control total de las cargas susceptibles de controlar, tales como:

- + Alumbrado
- + Aire acondicionado y calefacción
- + Compresores
- + Ventiladores y extractores
- + Cargadores de baterías
- + Cargas de talleres, etc.

cuyos módulos programados previamente conectan o desconectan equipos de acuerdo a una demanda fijada con anticipación, disminuyendo de esta forma los grandes picos, a efecto de mejorar el factor de carga y evitar costos elevados en la facturación por este concepto.

Antes de poner en práctica esta o cualquier otra medida de ahorro, se requiere establecer previamente el costo beneficio de la implantación correspondiente, a fin de determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

Independientemente, cuando el proceso lo admita, podrán efectuarse pequeños cambios en la operación de las cargas para obtener reducciones en los picos de demanda y así disminuir la facturación por kW de demanda máxima sin realizar inversión alguna.

b).- Incremento del tiempo laboral de la empresa

Los turnos de operación de una empresa determinan el valor máximo del factor de carga a que pueden aspirar. Esto se comprende considerando que el suministrador está en posibilidad de proporcionar el servicio durante la 24 horas del día, pero es el usuario el que decide el horario para hacer uso intensivo de la energía.

Esto es, si una empresa trabaja los tres turnos durante todo el año con una demanda bien administrada, podrá tener un factor de carga muy cercano al 100 % y su perfil de demanda será parecido al de la figura 5.1.

Por otro lado hay empresas que trabajan 1 ó 2 turnos, descansan 1 ó 2 días por semana y días festivos, estas podrán tener curvas de demanda parecidos a las figuras 5.2 y 5.3. Obviamente los factores de carga para estas empresas será menor que la anterior.

Evaluación económica

Una empresa trituradora de piedra produce materiales para construcción y tiene en su proceso maquinaria eléctrica cuya demanda se establece en el orden de los 700 kW, con consumos de 291,000 kW-h al mes (figura 5.4).

Trabajan 2 turnos, 6 días por semana y producen 40,000 ton. al mes. Como se puede ver, si llega a fallar el motor de 170 kW se detiene todo el proceso. No siempre funciona este motor ya que el apilamiento que forma es superior en volumen al que pueden moler los motores de 140 kW. Es decir, no siempre está funcionando el equipo de 170 kW.

¿Como administrar la demanda?

Se propone diferir el horario de trabajo del motor de 170 kW y de sus bandas transportadoras (3x17 kW) a un tercer turno. Para esto el tercer turno requiere de 5 kW de alumbrado, dadas la características de operación de este equipo. Esto es posible ya que los apilamientos que efectúa este motor son grandes y los motores de 140 kW no logran terminarlo en los dos turnos.

Al diferir la operación de estos equipos, se demandará:

Tercer turno : 226 kW x 8 horas x 26 días al mes = 47,088 kWh

Primer turno : 498 kW x 8 horas x 26 días al mes = 103,584 kWh

Segundo turno : 498 kW x 8 horas x 26 días al mes = 103,584 kWh

T o t a l 254,176 kWh

Ahora bien, si por alguna causa se requiere mayor apilamiento de producto del motor de 170 kW en el 1er. o 2do. turno, se propone como opción dejar de operar un motor de 140 kW con su correspondiente banda y operar en su lugar el motor de 170 kW. Esta opción dará una demanda máxima de 558 kW.

En el primer caso, en lugar de 700 kW la demanda máxima será de 498 kW, con una disminución de 202 kW. Para la segunda opción se demandará como máximo 558 kW, con un ahorro de 142 kW.

La cantidad en pesos del beneficio económico será:

Primera opción : 202 x 53,266 = \$ 10 759.73

Segunda opción : 142 x 53,266 = \$ 7 563,77

Es necesario aclarar que la producción no se verá afectada, tampoco se aumentará la plantilla de personal, sin embargo el pago a los trabajadores aumentará un poco por el cambio de turno, siendo este punto en contra el que habrá de compararse con el beneficio económico y tomar una decisión adecuada.

5.3.- Corrección del factor de potencia

La forma más adecuada para corregir el factor de potencia en una industria, es mediante la instalación de capacitores.

Los motores al operar, toman de la fuente de alimentación una determinada corriente, parte de la cual está destinada a lograr la magnetización del motor, esta se llama corriente inductiva.

Un capacitor conectado a la misma fuente del motor también provoca la circulación de una corriente cuya finalidad es la de mantener un campo electrostático entre las placas del dispositivo, la cual se conoce como corriente capacitiva. Estas corrientes, la inductiva y capacitiva se encuentran defasadas 180° y por consiguiente se contrarrestan, de tal forma que ya no será necesario que la fuente suministre toda la corriente magnetizante del motor, ya que el capacitor se encarga de proporcionarle una buena parte de ella.

Además de evitarse el cargo por bajo factor de potencia, la corrección del mismo trae como consecuencia las siguientes ventajas:

- 1.- Cuando se mejora el factor de potencia en el punto donde se origina, los alimentadores tendrán más disponibilidad para aumentos de carga.**
- 2.- Al disminuir la corriente en los circuitos de distribución y en los transformadores, se reducen las pérdidas por efecto Joule (I^2R), disminuyendo la temperatura de operación de la instalación y los equipos. Además del ahorro de energía obtenido al disminuir las pérdidas, se aumenta la eficiencia de los equipos y sus aislamientos.**
- 3.- Al mejorar la regulación de Voltaje, se alargará la vida útil de los equipos.**

La capacidad del banco de capacitores necesario para pasar de un factor de potencia a otro nuevo viene dado por:

$$\text{kVAR} = \text{kW} \times (\text{Factor de corrección})$$

El valor del factor de corrección se obtiene de las tablas proporcionadas por el fabricante.

Para calcular el banco de capacitores:

- a).- Tómese el factor de potencia más bajo y su demanda máxima correspondiente, registrados en los recibos de consumo de energía eléctrica de un año.
- b).- Determine el factor de corrección de la tabla y calcule la capacidad del banco de capacitores.
- c).- Observe si satisface todos los demás períodos donde se anotaron factores de potencia menores a 90 %. En caso negativo, corrija a un valor superior hasta que satisfaga el resto de los períodos.

5.4.- Aire acondicionado

Para entender como se comporta la temperatura en un local cerrado, hay que analizar las fuentes de cambio de temperatura:

- + El calor transferido por conducción de la parte caliente a la parte fría a través de losas, paredes y pisos (Q_1).
- + El calor transferido por la energía solar (Q_2).
- + El calor filtrado a través de aberturas de puertas y ventanas (Q_3).
- + El calor que emanan los equipos, las lámparas y motores de las empresas (Q_4).
- + El calor que desprende la gente (Q_5).
- + En verano la ganancia de calor es $Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5$.

En la medida en que se controlen estas variables (Q) se estará en capacidad de ahorrar energía por concepto de aire acondicionado.

Por ejemplo, si las losas y paredes carecen de aislamiento térmico, se tendrá un alto valor de Q_1 . Problema que se puede evitar de manera radical si se aplican materiales aislantes a techos y paredes.

Al entrar menos calor del exterior en verano y escapar menos calor del interior en invierno, los equipos de aire acondicionado trabajan menor tiempo.

La energía solar Q_2 , puede controlarse a través de la orientación de oficinas y naves industriales, minimizando las áreas de exposición directa al sol.

El calor transferido por puertas y ventanas abiertas o con sello defectuoso (Q_3), obliga a los equipos de aire acondicionado a trabajar con más frecuencia, ocasionando un consumo

innecesario de energía. Enfatice entre el personal la necesidad de no dejar puertas o ventanas abiertas. La revisión de los sellos será también importante.

El calor generado por los equipos es inevitable en muchos casos, sin embargo las lámparas incandescentes generan más calor que las fluorescentes además de consumir mucha más energía. Controlando estos elementos se reducen los consumos.

Existen una serie de recomendaciones que de seguir las aumentarán favorablemente la relación entre el confort y el ahorro de energía:

- 1.- Comprar equipos con la más alta relación de eficiencia energética del mercado.
- 2.- Mantenga la temperatura del termostato en 25 °C en verano, En invierno fije el termostato a 18 °C.
- 3.- Limpie los filtros de aire regularmente (una vez por semana). Trate de tener el equipo en óptimas condiciones de funcionamiento, realizando una revisión técnica especializada del equipo de aire acondicionado cada que comience la temporada de frío o calor.
- 4.- No enfrie ni caliente áreas donde no hay nadie. Apague sus equipos cuando no haya gente que aproveche el confort que brindan.

5.5.- Programa para la administración de la energía

Para realizar un programa de administración de energía, hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

Elegir una política administrativa en energía.

Se debe preparar una política con objetivos generales bien detallados, metas específicas, límites presupuestales, métodos a emplear y los recursos de administración requeridos para la organización. Los objetivos deben incluir entre otros:

- + Minimizar los desperdicios de energía, como es la prevención de fugas de aire comprimido y vapor, pérdidas de calor y combustible.
- + Mejorar la eficiencia de utilización de la energía mediante la utilización de equipo más eficiente.

- + Siempre y cuando sea factible y económicamente justificable, reemplazar combustibles caros y escasos, con combustibles baratos y fácilmente disponibles.
- + Identificar áreas que requieren un estudio más detallado.
- + Proveer de manuales al personal sobre el buen uso de energía.
- + Proveerse de asesores especializados en compras, planeación, producción y otros departamentos, sobre los proyectos a largo plazo de administración de demanda eléctrica.

Conducir una auditoría de energía detallada.

Se requiere de una base de información bien detallada, la cual se obtiene de la auditoría histórica y de recorrido, para proponer los cursos de acción y evaluar sus consecuencias.

Esta información por si sola no dará la respuesta final al problema de ahorro, pero si indicará donde se presentan los mayores potenciales de mejora y por consiguiente, donde habrán de concentrarse los esfuerzos de administración de energía.

Formular un plan de acción.

El plan de acción debe observar, los siguientes aspectos:

- + La conservación.- La cual engloba la reducción del consumo a través de minimizar desperdicio y mejorar eficiencia.
- + La sustitución.- La cual denota el reemplazo de combustibles caros y escasos con baratos y más fáciles de disponer.

El plan de acción debe promover el programa de administración de energía a través de los empleados. El éxito dependerá del apoyo y colaboración de todos ellos, los cuales pueden ser una fuente potencial de ideas para medidas de conservación posteriores.

Este plan de acción debe extenderse hacia el medio doméstico y personal. La costumbre doméstica del ahorro de energía no solo generará buena voluntad y ahorro económico de los empleados, sino también desarrollará buenos hábitos que probablemente adopten en el ámbito laboral.

Evaluar y mantener el programa de administración de energía.

El programa de administración de energía será económicamente más efectivo si se desarrolla como un programa continuado, sus resultados han de ser revisados anualmente, revalorando la política y el plan de acción.

La revisión debe determinar si los objetivos han sido alcanzados y si se justifica el costo de continuar el programa por el ahorro esperado. Una re-evaluación será necesaria debido a que los costos de energía se incrementan y la producción puede modificarse.

Es recomendable llevar a cabo regulares inspecciones al equipo y planta para detectar los principales desperdicios de energía, caídas de producción o deterioros perjudiciales. Un buen programa de mantenimiento provee una industria tranquila, segura y energéticamente más eficiente.

6.- RESUMEN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

Finalmente, es importante elaborar un formato de resultados que contenga:

- a).- Mención o concepto de la oportunidad de ahorro de energía.**
- b).- Inversión estimada.**
- c).- Ahorro mensual estimado, tanto de energía como económico.**
- d).- Período de recuperación de la inversión.**
- e).- Observaciones.**

Han de ordenarse las oportunidades de ahorro de energía según el orden creciente del tiempo de reembolso, es decir, primero las que requieren nula o baja inversión y posteriormente aquellas con mayor inversión.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

MÉTODO DE MONTE CARLO PARA DISEÑO DE REDES

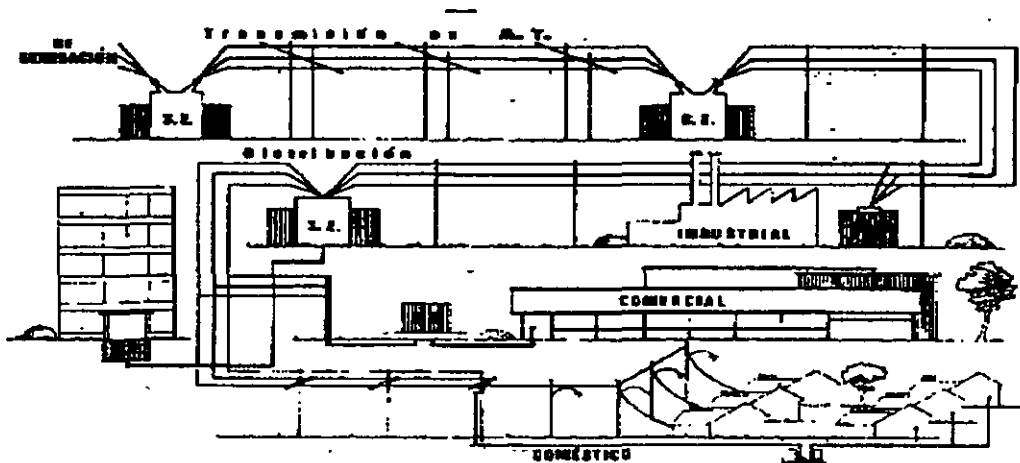
**ING. JAVIER CASTRO LÓPEZ
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

**FACULTAD DE INGENIERIA
U.N.A.M.**

SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

METODO DE MONTE CARLO PARA DISEÑO DE REDES



• **ING. JAVIER CASTRO LOPEZ**

12/08/99

METODO DE MONTECARLO APLICADO A LA PREDICCION DE CARGAS EN REDES DE DISTRIBUCION SUBTERRANEAS.

Existen varios métodos para predicción de las tasas de crecimiento en sistemas de distribución, dadas las características de construcción, tiempo y costo de las redes subterráneas es necesario utilizar métodos que permitan no sólo el cálculo de las tasas, sino el tipo, localización geográfica, año de aparición, etc. En este estudio se presenta la aplicación del METODO DE MONTECARLO para simular la aparición de cargas en una red de distribución subterránea como una herramienta para predecir su crecimiento.

SIMULACION

El método de simulación es un cálculo con el cual se puede predecir el comportamiento de un sistema en el tiempo, haciendo uso de modelos probabilísticos. Entendiéndose por modelo una representación operacional que describe el comportamiento de las partes del conjunto de un sistema físico real, siendo una abstracción para hacer predicciones.

Con el uso de la simulación se busca el desarrollo de la investigación adquiriendo conocimientos relativos a la predicción del comportamiento de un sistema, bajo diferentes condiciones, pudiendo ser implementado hasta obtener resultados prácticamente reales. La simulación es un instrumento útil en sistemas cuyo análisis matemático resulta demasiado complejo y sería muy costoso trabajar con el sistema físico real.

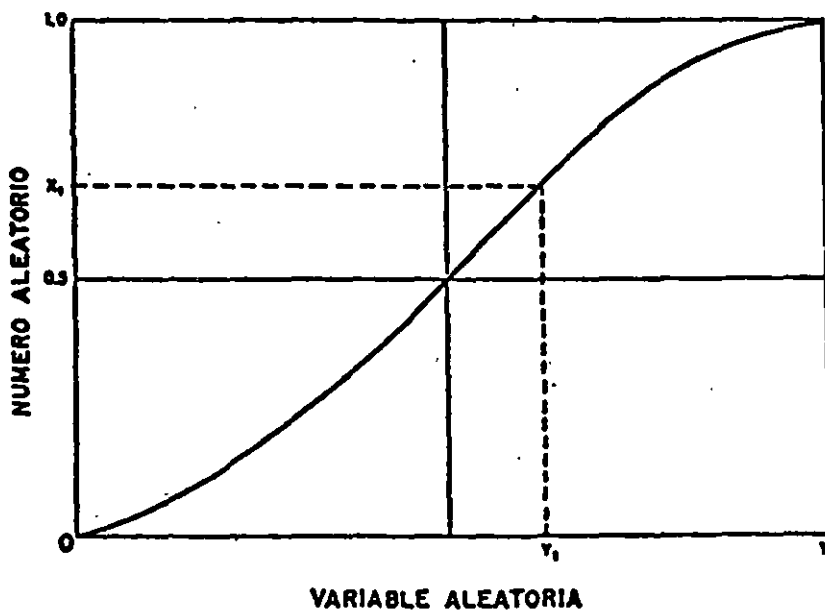
En los sistemas de distribución subterránea se ve la conveniencia de hacer uso de la simulación para la predicción en la aparición de carga, ya que éstos no siguen una ley determinística si no una combinación de eventos probabilísticos complejos, debido a procesos aleatorios.

- METODO MONTE CARLO

El método de Monte Carlo, es un método de simulación con el cual se hacen observaciones aleatorias a partir de una distribución probabilística.

El procedimiento del método sigue los siguientes puntos:

- 1.- Graficar la función de probabilidades relativas acumuladas.
- 2.- Obtener un número X_0 al azar entre 0 y 1, con tantos decimales como se desee.
- 3.- El número X_0 del punto 2, se localizará en el eje de las ordenadas y se proyectará horizontalmente hasta cortar en un punto a la función, proyectándolo a su vez sobre el eje de las abscisas, en donde se podrá leer el valor Y_0 , como se muestra en la siguiente figura:



- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Para el establecimiento preciso del problema es necesario crear el modelo del sistema de distribución subterráneo, que nos permitirá predecir en que año y en que lugar aparecerán cargas eléctricas puntuales, ocasionadas por las construcciones en lotes disponibles. Las nuevas cargas puntuales serán conectadas a los alimentadores en Mediana Tensión de la zona, llevándose un balance de éstos y así obtener un crecimiento uniforme de la carga, debido al crecimiento vertical (o puntual) y horizontal (o natural) de la carga.

Como se ve el crear este modelo no es sencillo, ya que intervienen una gran cantidad de condiciones que no pueden ser expresadas en forma matemática por ser de carácter fortuito o aleatorio, es por esto que en este caso se propone el procedimiento de simulación que establece el Método de Montecarlo y que es aplicable a una red subterránea. En el diagrama de flujo siguiente se muestran los pasos a seguir con detalle.

- ANTECEDENTES DE UNA RED SUBTERRANEA.

De estudios previos a una red de distribución subterránea se conoce:

- 1.- Límites de la zona
- 2.- Zonas vecinas en cables subterráneos
- 3.- Voltaje de operación
- 4.- Número de alimentadores en alta tensión
- 5.- Capacidad de corriente de alimentadores en alta y baja tensión
- 6.- Cantidad y capacidad de transformadores
- 7.- Estructura de alta y baja tensión

Así como:

- 1.- Densidad de carga
- 2.- Tasa histórica de crecimiento de la carga

El modelo de la red de distribución subterránea tiene las siguientes funciones PROBABILISTICAS:

- 1.- Número de subestaciones que aparecen por año
- 2.- Lotes disponibles para construcción
- 3.- Capacidad en kVA de las subestaciones

Los tres submodelos anteriores son creados al hacer la aproximación de curvas sobre el histograma de frecuencias relativas acumuladas que nos representan a cada uno de ellos.

El método de Monte-Carlo como técnica de simulación aplicada a redes subterráneas es de suma utilidad, convirtiéndose de hecho en una herramienta de toma de decisiones ya que puede predecir:

- Número de subestaciones que aparecerán por año.
- Lugar preciso en donde aparecerán cada una de estas nuevas subestaciones.
- Cantidad y capacidad de los transformadores de cada una de las subestaciones.
- Año de saturación de la red en estudio, en los alimentadores de Mediana Tensión y Banco de las Subestaciones de Potencia.

Todo lo anterior se logra basándose en los conocimientos que se tienen del sistema a simular, auxiliándose de la probabilidad y estadística matemática. Con los datos anteriores se desarrolla una función de probabilidades relativa acumulada, sobre la cual se hacen muestreos aleatorios, ya que como se sabe, un sistema de distribución no tendrá nunca un comportamiento determinístico.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS POR EL METODO MONTE CARLO

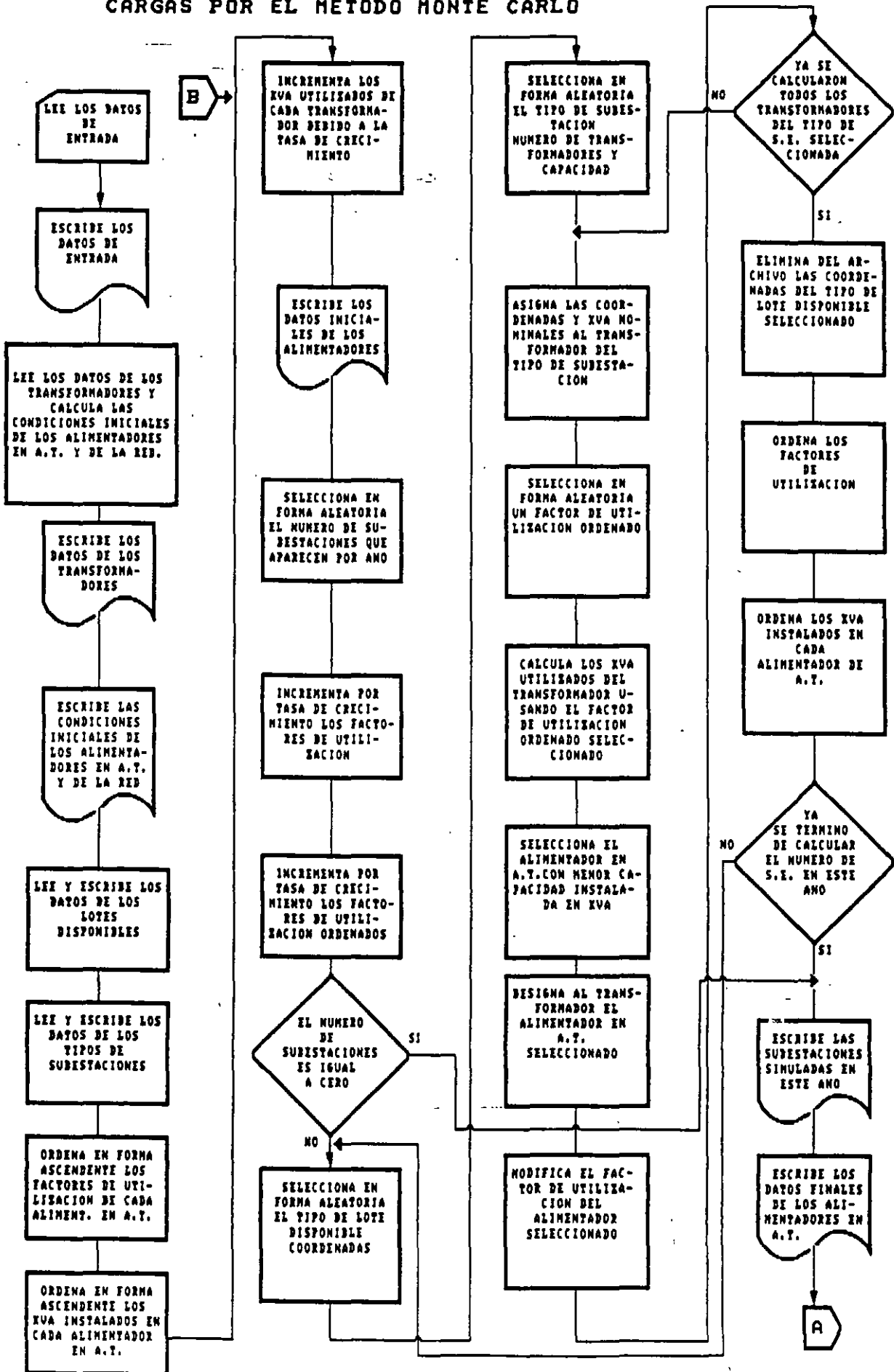
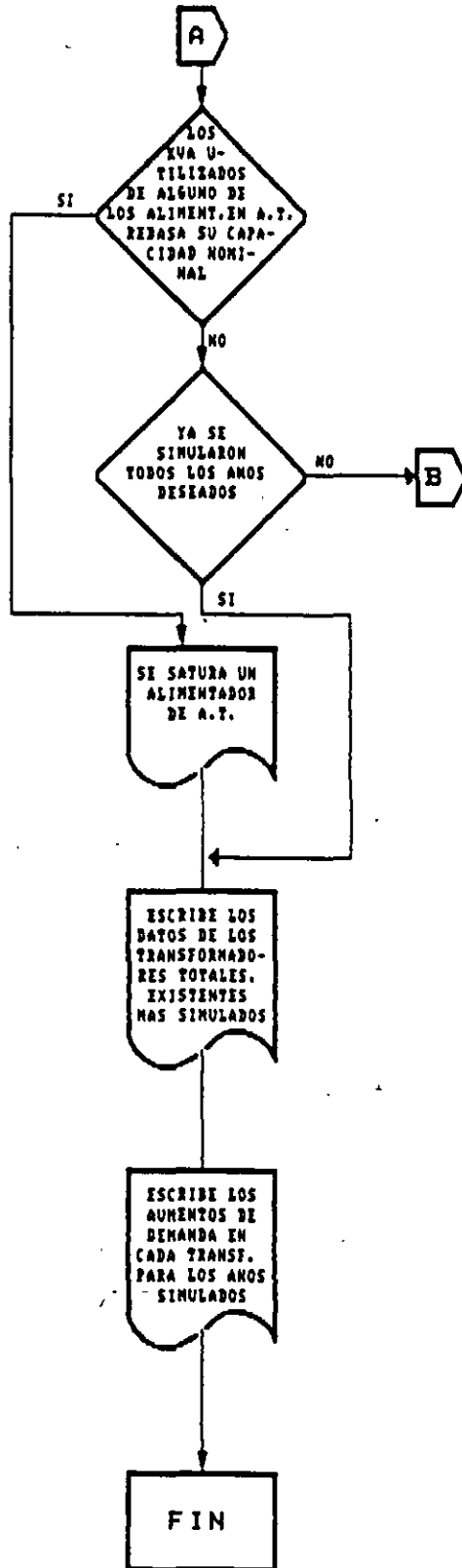


DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS
POR EL METODO MONTE CARLO



EJEMPLO DE APLICACION. RED VERONICA.

Como se mencionó en páginas anteriores de este estudio, la decisión de invertir en una red subterránea implica un estudio detallado de las cargas, zonas, forma geométrica, localización puntual de cargas futuras, etc. Una decisión equivocada involucra posibles pérdidas económicas y molestias a los usuarios.

El método de Monte-Carlo aplicado como herramienta de planeación en redes subterráneas permite considerar algunas de las varia--bles heurísticas que otros métodos no consideran ya que se pueden obtener reportes de las condiciones actuales en que está -operando la red y por medio de la simulación las posibles necesidades de inversión en equipo, expansión y material a corto y mediano plazos, ya que se tiene un control estadístico de -crecimiento de carga en la zona en el tiempo, así como los lugares posibles o probables de aparición de las cargas.

Dada la importancia que tiene la Zona Rosa dentro de la Ciudad de México y su posible expansión futura, se seleccionó la RED VERONICA para la aplicación de este método.

DATOS GENERALES DE LA RED

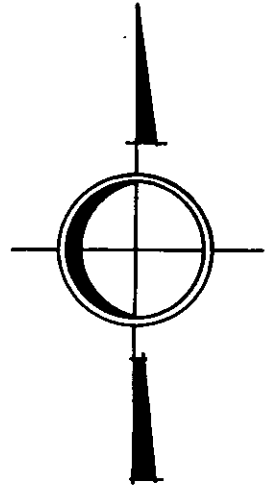
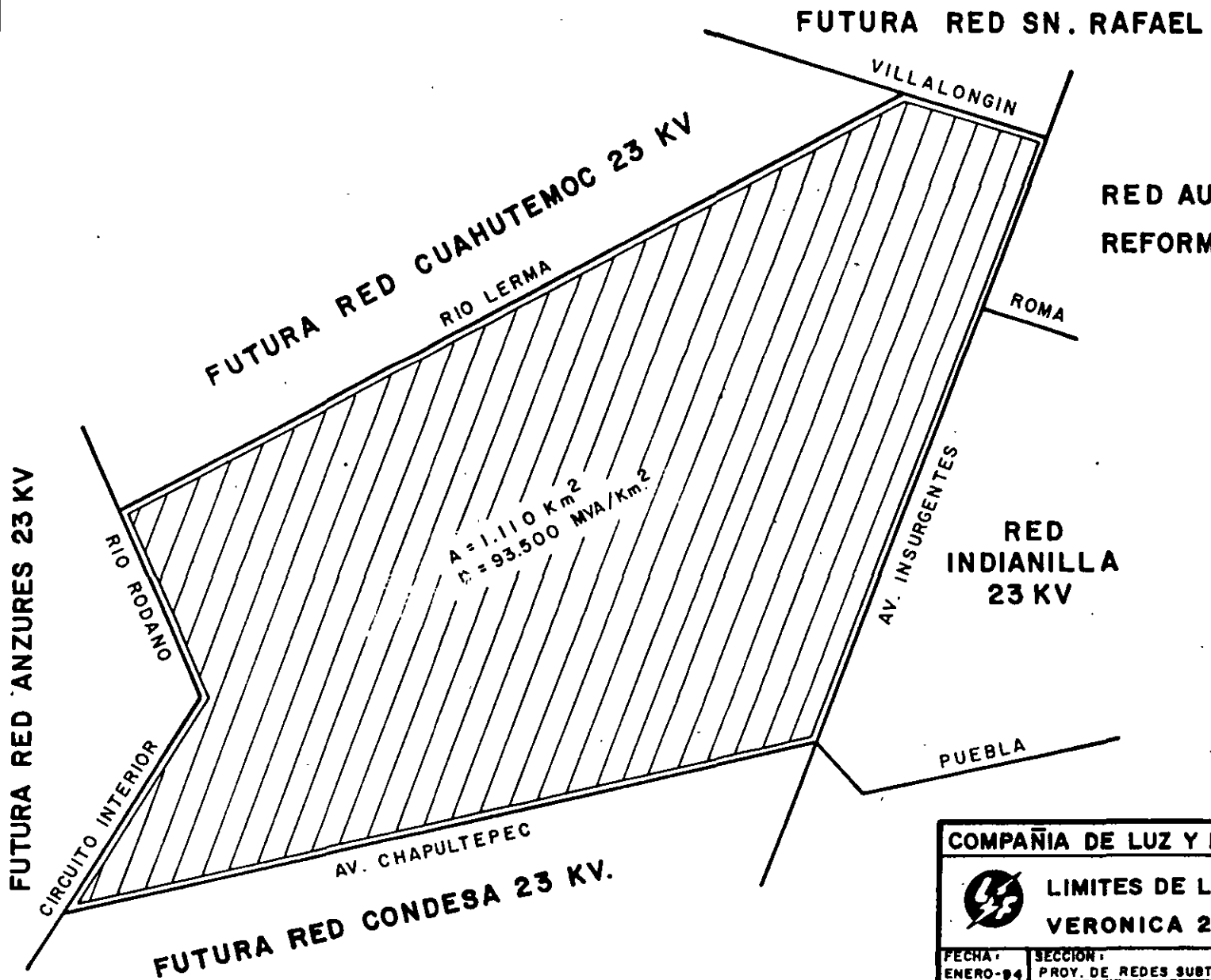
Los límites geográficos de la Red Automática Verónica 23 kV. son:

- Al Norte : Río Lerma y Villalongin
- Al Sur : Av. Chapultepec
- Al Oriente : Av. Insurgentes
- Al Poniente : Río Rodano y Circuito Interior

Con una superficie de: 1.11 km².

En la red se encuentran instaladas: 101 subestaciones, tipo bóveda y tipo interior, con un total de 166 transformadores.

La densidad de carga es de: 93:38 MVA/ km².



COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.



LIMITES DE LA RED AUTOMATICA VERONICA 23 KV.

FECHA:	SECCION:		
ENERO-94	PROY. DE REDES SUBTERRANEAS		
ESC.:	DIB.:	PROY.:	APROB.:
SIN.	F.L.L.	R.R.C.	B.CH.A.
ACOT.:	REV.:	Vo.Bo.:	
SIN.	A.P.	D.B.O.	

Actualmente la Red Verónica se alimenta por seis (6) troncales de 10 MVA cada una, de dos bancos de 30 MVA. de la S.E. Huasteca.

En base a las demandas de los últimos 5 años se tiene una tasa de crecimiento de 2.55.

PROGRAMA DE SIMULACION

El programa de simulación requiere de los siguientes datos:

- Año en que se inicia la simulación.
- Número de años a simular.
- Número de alimentadores y capacidad.
- Número de transformadores instalados en la zona, ubicación geográfica, capacidades nominal y utilizada de cada uno.
- Tasa de crecimiento en los últimos 5 años.
- Número de lotes disponibles donde sea posible la aparición de S.E. nuevas, ubicación geográfica y clasificados de la siguiente forma:
 - Estacionamiento privado
 - Estacionamiento público
 - Taller mecánico
 - Edificio en ruinas
 - Lotes baldíos
 - Edificio en construcción

Tipo de subestaciones, tomando como base la siguiente clasificación:

- 3 transformadores de 750 kVA.
- 3 transformadores de 500 kVA.
- 2 transformadores de 750 kVA.
- 2 transformadores de 500 kVA.
- 1 transformador de 750 kVA.
- 1 transformador de 500 kVA.

También se proporcionan los modelos matemáticos de:

- Número de S.E. que aparecen por año.

$$f(x) = 4X$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la aparición de subestaciones por año en los últimos años.

- Lotes disponibles.

$$f(x) = 6.3 x^{0.6006}$$

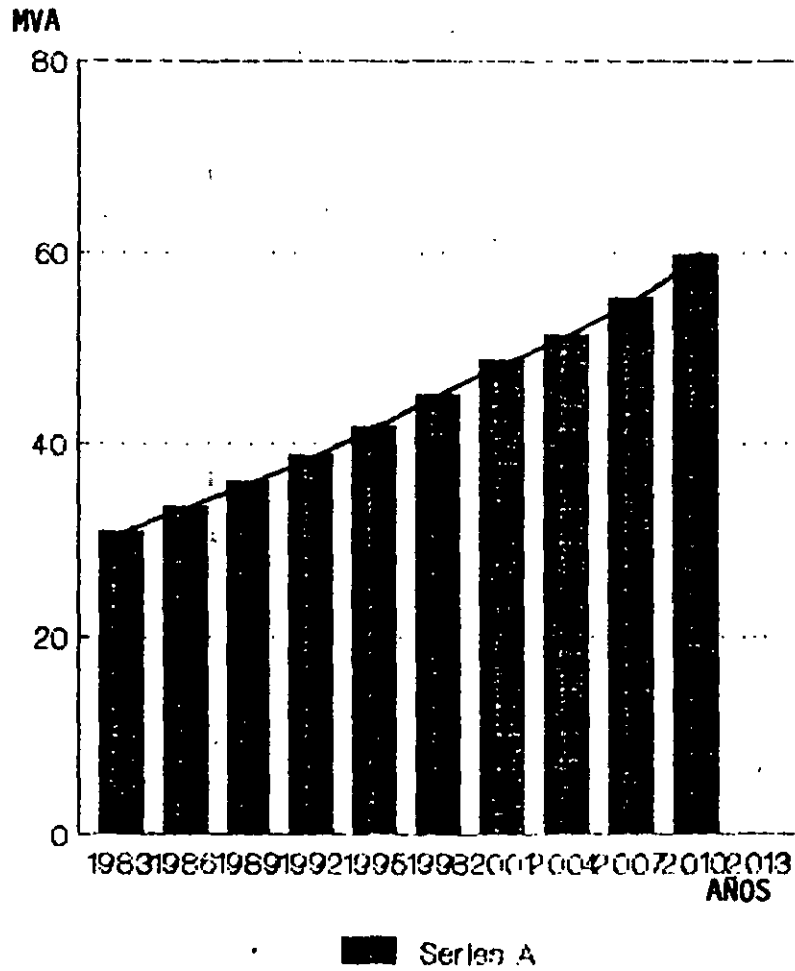
esta curva se obtiene dando valores probabilísticos de acuerdo a su factibilidad de necesidad de servicio eléctrico de acuerdo al tipo de lotes disponibles antes mencionados.

- Tipo de S.E.

$$f(x) = 6.0052 x^{0.3564}$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la capacidad de las subestaciones tipo que han aparecido en los últimos años.

ANO DE SATURACION RED VERONICA 23 kV.



Tasa de Crecimiento = 2.55

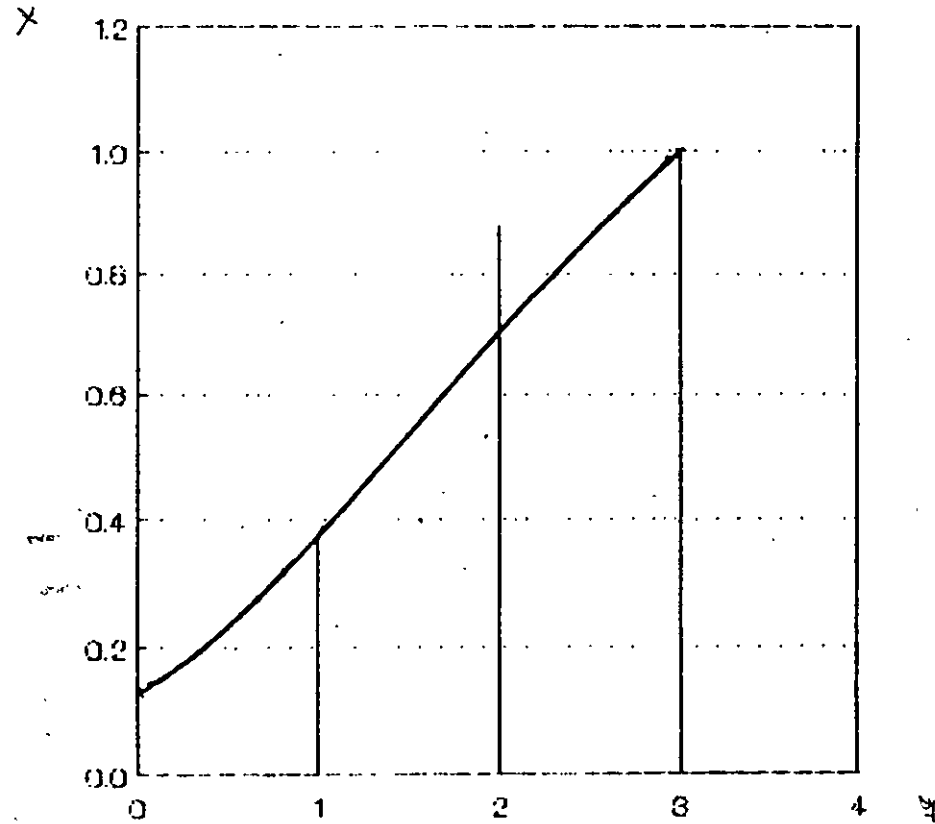
DATOS HISTORICOS DE SE's POR AÑO

AÑO	No. DE SE's	CAPACIDADES EN KVAS
91	1	2x750
92	2	2x500, 1x750
93	2	1x750, 2x750
94	2	1x500, 2x500
95	3	1x500, 1x500, 1x750
96	2	1x500, 2x500
97	0	
98	1	1x750

MODELO HISTORICO
DE SUBESTACIONES POR AÑO

NUMERO DE SUBESTACIONES POR AÑO	FRECUENCIAS DE SE/AÑO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
0	1	0.125	0.125
1	2	0.250	0.375
2	4	0.5	0.875
3	1	0.125	1
TOTAL	8	1	

NUMERO DE S.E./AÑO RED VERONICA 23 kV.



Serie: A

$$f(x) = 4 \cdot x$$

MODELO HISTORICO DE APARICION

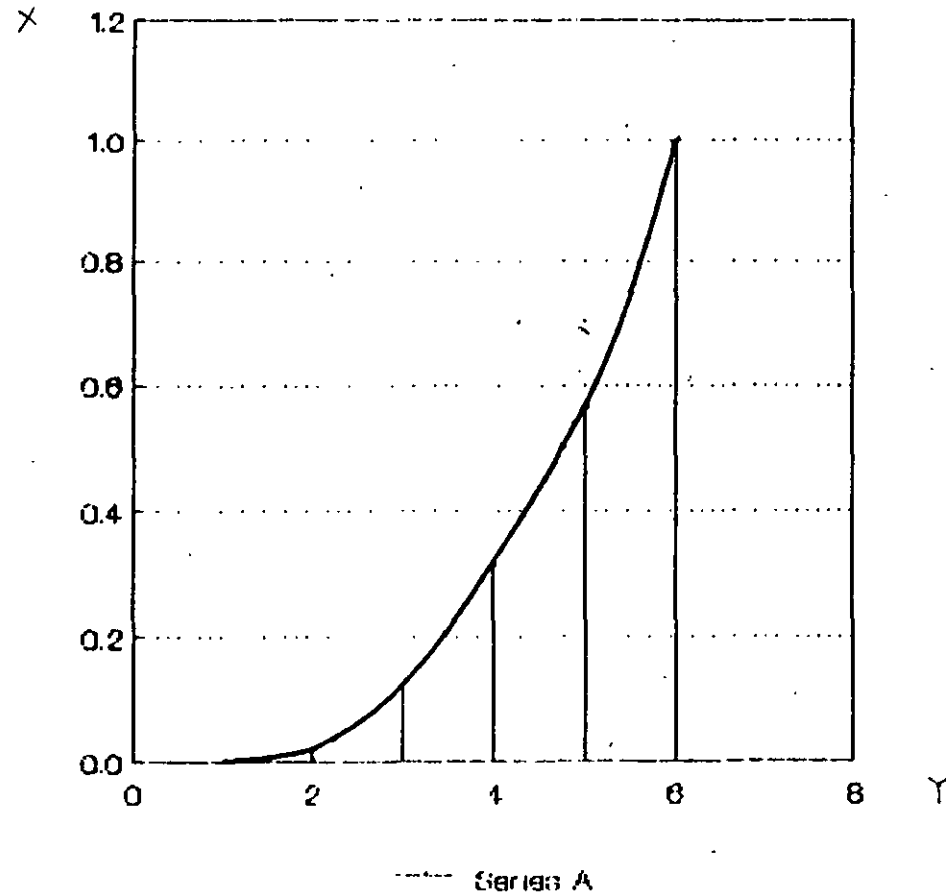
DE TIPO NORMALIZADO DE SE's

Y

X

TIPO DE SUBESTACION	NUMERO DE IDENTIFICACION	FRECUENCIA HISTORICA	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA ACUMULADA
3 x 750	1	0	0	0
3 x 500	2	0	0	0
2 x 750	3	2	0.153	0.153
2 x 500	4	3	0.230	0.383
1 x 750	5	4	0.307	0.69
1 x 500	6	4	0.307	1.00
TOTAL	8	13	1	

TIPO DE S.E. RED VERONICA 23 kV.



$$f(x) = 6.0062 \cdot x \exp(-0.3364x)$$

MODELO PROBABILISTICO DE UTILIZACION DE TIPO DE LOTE

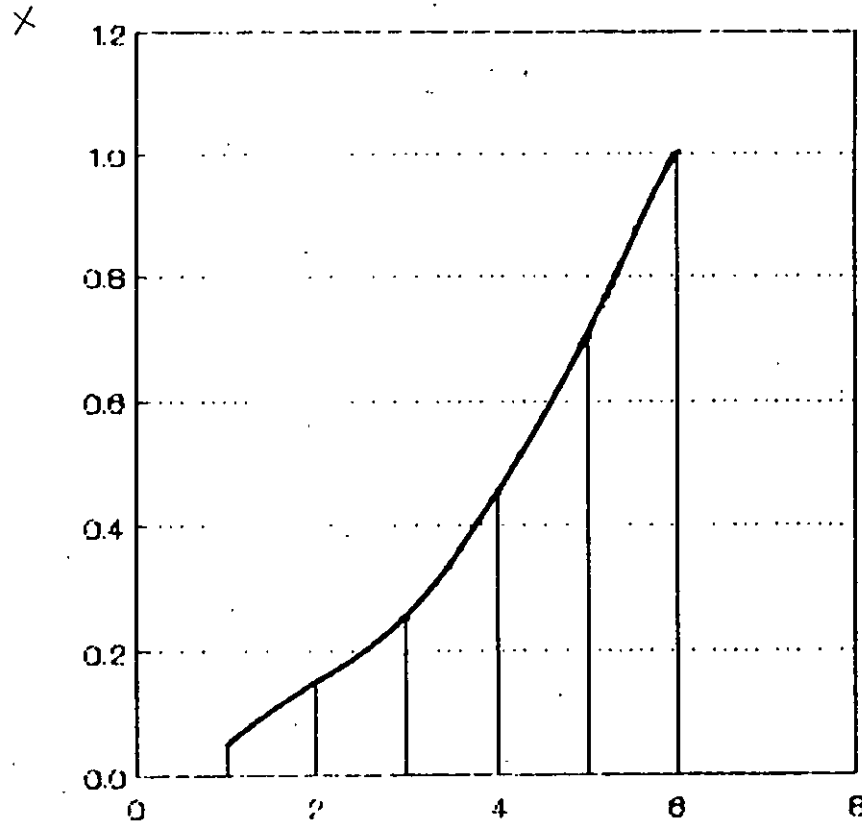
Y

X

TIPO DE LOTE	N. DE IDENTIFICACION	PESO PROBABILISTICO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
ESTACIONAMIENTO PRIVADO	1	1	0.05	0.05
ESTACIONAMIENTO PUBLICO	2	2	0.10	0.15
TALLER MECANICO	3	2	0.10	0.25
EDIFICIO EN RUINAS	4	4	0.20	0.45
LOTE BALDIO	5	5	0.25	0.70
EDIFICIO EN CONSTRUCCION	6	6	0.30	1.00
TOTAL		20	1	1

LOTES DISPONIBLES RED VERONICA 23 kV.

PROBABILIDAD DE UTILIZACION
DE LOTES



Series A

$$f(x) = 0.30 \cdot x \exp(-0.60)$$

No. IDENTIFICACION

REPORTES DEL PROGRAMA

Al ejecutarse el programa entrega un reporte de la información proporcionada siguiente:

- Los transformadores existentes instalados en la red. Indicando: ubicación geográfica, capacidad nominal, capacidad utilizada actual y alimentador al que está conectado.
- Lotes disponibles. Indicando: ubicación geográfica, índice probabilístico de acuerdo a su clasificación como lote disponible y un número secuencial dentro de esa clasificación.
- Un reporte del estado actual que guarda la red en su conjunto, esto es: se indica cada "ALIMENTADOR" (balance de alimentadores) los "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS" (demanda) y "FACTOR DE UTILIZACION", estos mismos datos se dan para toda la red (balance de red).

PROCESO DE SIMULACION

DATOS INICIALES

Se proporciona los datos iniciales en el año que se simula, el balance de los alimentadores al inicio de ese año, indicando "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", y "FACTOR DE UTILIZACION".

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

Se reportan las subestaciones de probable aparición, en donde el "NO. DE R.T." es el número secuencial del transformador a partir del total de los existentes, las "COORDENADAS" de su ubicación topográfica de acuerdo con el Lote Disponible seleccionado, "kVA's NOMINALES" en base al tipo de subestación seleccionada, "kVA's UTILIZADOS" tomando en forma aleatoria los factores de utilización de los alimentadores de la red para estimar la utilización de cada transformador simulado y el "NO. DE ALIMENTADOR" al que estará conectado el nuevo transformador simulado, en base al balance de los kVA's instalados del alimentador con menor capacidad instalada.

DATOS FINALES

En este reporte se indica el estado final de los alimentadores para el año simulados, teniéndose: "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", "FACTOR DE UTILIZACION", debe notarse que los kVA's instalados han sido modificados por incluir los transformadores nuevos simulados, al igual los kVA's utilizados debido a el efecto de la tasa de crecimiento natural de la red, asi como los kVA's demandados por cada transformador simulado. Esto origina la correspondiente modificación del factor de utilización por alimentador.

REPORTE ADICIONAL

Es un reporte final se proporciona el estado en que se encuentran los transformadores iniciales y simulados al final del cálculo. En el se indica: "NO." secuencial del transformador, "COORDENADAS" de la ubicación geográfica, "ALIMENTADOR" al que esta o estara conectado el transformador, "kVA's NOMINALES" de cada transformador, "kVA's UTILIZADOS POR AÑO" incluyendo el año inicial hasta el año de la ultima simulación.

Conviene hacer notar que todos los transformadores existentes y los simulados a partir de su aparición son afectados por la tasa de crecimiento natural de la red.

| RED AUTOMATICA VERONICA 23 kv.

AÑO EN QUE SE INICIA LA SIMULACION 1|

|NUMERO DE AÑOS A CALCULAR 5

NUMERO DE ALIMENTADORES EN LA RED 6|

|CAPACIDAD DE CADA ALIMENTADOR 10000 kVA.

NUMERO DE TRANSFORMADORES AL INICIO DE LA SIMULACION 166|

|TASA DE CRECIMIENTO 2.550

NUMERO DE LOTES DISPONIBLES 93|

|NUMERO DE INTERVALOS PARA LOS LOTES DISPONIBLES 6

MAXIMO NUMERO DE LOTES POR INTERVALO 36|

|NUMERO DE SUBESTACIONES TIPO 6

|NUMERO DE INTERVALOS PARA SUBESTACIONES TIPO 6

DATOS PARA EL AÑO 0

NO.	COORDENADAS	kVA's.NOMINALES	kVA's.UTILIZADOS	NO.ALIM.
1	4782 7761	750	262	2
2	4782 5574	500	198	6
3	4782 6765	500	217	4
4	0 6548	750	206	4
5	4782 7651	500	110	1
6	0 0	500	205	5
7	4883 4209	500	156	3
8	4883 4210	500	175	6
9	4783 4	300	8	3
10	4782 5254	500	232	4
11	4782 5542	500	137	2
12	4782 5541	500	129	3
13	4782 7643	500	160	6
14	4782 8178	500	270	2
15	4782 7666	500	255	6
16	4782 6546 <	750	329	5
17	4782 6437	750	251	6
18	4782 6436	750	262	4
19	4782 8682	500	354	5
20	4783 1	750	176	3
21	4782 9300	750	213	1
22	4782 8729	750	262	5
23	4782 8728	750	191	2
24	4782 5180	500	144	1
25	4782 5181	500	141	5
26	4883 2018	500	152	4
27	4782 7241	500	141	3
28	4782 7242	500	148	6
29	4781 3159	300	152	6
30	4781 3059	300	140	3
31	4782 6384	500	201	3
32	4782 6785	500	202	5
33	4782 5574 <	750	168	6
34	4782 5575	750	150	5
35	4782 5576	750	172	4
36	4782 5460	750	284	1
37	4782 5464	750	143	2
38	4782 5466	750	281	6
39	4782 7487	750	236	1
40	4782 7488	750	239	3
41	4782 7489	750	198	6
42	4882 1682	500	274	2
43	4782 771	750	382	5
44	4782 6834	500	304	4
45	4782 6835	500	190	6
46	4782 6562	750	239	6
47	4782 6563	750	232	5
48	4782 4637	500	163	2
49	4782 4219	500	122	1
50	4782 4013	500	173	6
51	4883 610	500	171	3
52	4782 9589	750	191	4
53	4782 9590	750	198	1
54	4782 7696	500	251	4
55	4883 186	500	250	2
56	4883 3823	300	102	6
57	4883 3723	300	95	2
58	4883 3314	750	198	3
59	4883 3413	750	213	2
60	4883 3512	750	213	1
61	4883 1304	500	129	6

62	4883	1404	500	129	5
63	4882	1987	500	217	3
64	4882	1681	750	228	5
65	4882	1883	750	228	4
66	4882	3209	750	247	1
67	4882	1875	750	131	2
68	4882	1875	750	202	5
69	4782	9974	750	367	3
70	4782	9874	750	363	4
71	4882	1164	750	183	4
72	4882	562	500	144	5
73	4782	9262	300	274	6
74	4882	1056	500	202	5
75	4882	956	500	202	2
76	4782	8963	750	120	5
77	4782	8964	750	74	4
78	4782	1	750	116	3
79	4882	653	750	198	2
80	4882	654	750	209	3
81	4882	553	750	228	4
82	4882	554	750	247	5
83	4781	7726	750	59	3
84	4782	7648	750	37	6
85	4782	7647	750	26	4
86	4782	8729	750	228	4
87	4782	8730	750	224	2
88	4782	7332	750	322	1
89	4782	7331	750	322	3
90	4782	8320	750	131	1
91	4782	8319	750	135	5
92	4782	6923	500	144	2
93	4782	8013	750	419	4
94	4782	8013	750	607	2
95	4782	8015	750	0	6
96	4782	7018	750	359	2
97	4782	7019	750	404	5
98	4782	7020	750	445	6
99	4782	7021	750	378	1
100	4782	7708	500	122	2
101	4782	7607	750	117	3
102	4782	7606	750	138	5
103	4781	6970	500	312	1
104	4781	6888	500	274	2
105	4781	6989	500	289	3
106	4781	5792	750	206	6
107	4781	5793	750	187	3
108	4781	4074	300	99	4
109	4781	4464	750	296	1
110	4781	4265	750	284	2
111	4781	4565	750	303	4
112	4781	5257	750	243	4
113	4781	5258	750	206	5
114	4782	8446	500	198	3
115	4781	8730	750	74	1
116	4781	8729	750	0	5
117	4782	9743	750	479	1
118	4782	9742	750	389	3
119	4782	9644	750	442	4
120	4782	9645	750	427	5
121	4782	5322	500	123	1
122	4782	4725	500	118	6
123	4782	4427	500	160	4
124	4782	6815	500	186	3

125	4882	2386	500	259	2
126	4882	3185	500	236	1
127	0	0	750	292	3
128	0	0	750	307	2
129	0	0	750	311	1
130	4781	7583	750	322	6
131	4781	7582	750	299	3
132	4781	7581	750	303	2
133	4781	7675	500	163	4
134	4781	6265	500	167	6
135	4782	8923	750	202	5
136	4782	7494	500	156	5
137	4782	2797	750	371	4
138	4882	2796	750	352	3
139	4882	2695	750	356	2
140	4882	2595	750	363	1
141	4782	9510	500	95	2
142	4782	9410	500	95	6
143	4781	8890	500	122	5
144	4781	8285	500	202	1
145	4883	2707	750	284	4
146	4781	8485	750	89	2
147	4781	8285	750	104	5
148	4781	7495	500	186	6
149	4883	2703	500	190	6
150	4782	8307	500	152	1
151	4781	5753	300	96	1
152	4882	1164	500	160	1
153	4882	330	500	247	3
154	4782	9633	500	208	1
155	4782	9534	500	198	2
156	4782	5701	500	198	4
157	4782	5007	500	152	2
158	4782	6111	750	206	5
159	4782	6111	750	194	1
160	4781	3081	500	148	3
161	4781	4791	500	167	1
162	4782	7427	500	190	5
163	4782	6932	500	177	2
164	4781	6989	750	270	3
165	4782	4745	500	91	3
166	4782	4645	500	110	6

___ |DATOS PARA EL AÑO 0

DATOS DE LOS ALIMENTADORES|

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17050	5971	0.350
2	17800	6479	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

DATOS DE LA RED|

kVA.'s INSTALADOS	103650
kVA.'s UTILIZADOS	35151
F.U.	0.339

LOTES DISPONIBLES

NO.	COORDENADAS	PESO PROBABILISTICO	NO. SECUENCIAL
1	4882 3082 -4	1	1
2	4781 8295 -1	2	1
3	4882 1968	3	1
4	4782 9831 -1	4	1
5	4782 8908 -1	5	1
6	4882 3698 -4	1	2
7	4882 2191 -3	2	2
8	4782 5508	3<	2<
9	4882 2470-2	4	2
10	4782 9015 -4	5	2
11	4882 2268	1	3
12	4782 7884	2	3
13	4882 1867	4	3
14	4782 9820 -5	5	3
15	4782 8602	1	4
16	4782 8092	2	4
17	4882 2379	4	4
18	4782 8111	5	4
19	4782 9209	1	5
20	4882 493	2	5
21	4782 7778	4	5
22	4782 8716	5	5
23	4882 1357	1	6
24	4782 9596	2	6
25	4782 9989	4	6
26	4882 956	5	6
27	4882 1663	1	7
28	4782 9690	2	7
29	4882 191	4	7
30	4782 8049	5	7
31	4782 9889	2	8
32	4782 9793	4	8
33	4882 996	5	8
34	4882 1064	1	9
35	4781 5754	2	9
36	4782 9993	4	9
37	4882 996	5	9
38	4882 1879	1	10
39	4781 5458	2	10
40	4883 406	4	10
41	4882 997	5	10
42	4882 2589	1	11
43	4781 3675	2	11
44	4883 1203	4	11
45	4882 1097	5	11
46	4883 3010	1	12
47	4782 5001	2	12
48	4782 5201	4	12
49	4883 900	5	12
50	4782 7751	1	13
51	4781 4696	2	13
52	4782 3804	4	13
53	4883 1002	5	13
54	4883 102	1	14
55	4782 3805	2	14
56	4782 3703	4	14
57	4883 1104	5	14
58	4781 6357	1	15
59	4782 4412	2	15
60	4782 5070	4	15
61	4883 1005	5	15

S.E. TIPO

NO.DE TRANSF.	CAPACIDAD EN kVA.	INTERVALO PROB.
3	750	1
3	500	2
2	750	3
2	500	4
1	750	5
1	500	6

*****SIMULACION PARA EL AÑO 1 *****

DATOS INICIALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17050	5971	0.350
2	17800	6479	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

NO.RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
167	4781 8296	500	165	6
168	4781 8297	500	180	1
169	4782 9832	750	255	6
170	4782 8909	750	271	6

DATOS FINALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6304	0.359
2	17800	6644	0.373
3	17850	6065	0.340
4	17050	6152	0.361
5	18500	5967	0.323
6	17400	5787	0.333

*****SIMULACION PARA EL AÑO 2 *****

DATOS INICIALES				
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS		kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550		6304	0.359
2	17800		6644	0.373
3	17850		6065	0.340
4	17050		6152	0.361
5	18500		5967	0.323
6	17400		5787	0.333

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
171	4882 2471	750	276	4

DATOS FINALES				
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS		kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550		6464	0.368
2	17800		6814	0.383
3	17850		6219	0.348
4	17800		6585	0.370
5	18500		6120	0.331
6	17400		5934	0.341

*****SIMULACION PARA EL AÑO 3 *****

DATOS INICIALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6464	0.368
2	17800	6814	0.383
3	17850	6219	0.348
4	17800	6585	0.370
5	18500	6120	0.331
6	17400	5934	0.341

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
172	4882 2192	750	283	6

DATOS FINALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6629	0.378
2	17800	6987	0.393
3	17850	6378	0.357
4	17800	6753	0.379
5	18500	6276	0.339
6	18150	6369	0.351

*****SIMULACION PARA EL AÑO 4 *****

DATOS INICIALES					
ALIMENTADOR	kVA's.	INSTALADOS	kVA's.	UTILIZADOS	F.U.
1		17550		6629	0.378
2		17800		6987	0.393
3		17850		6378	0.357
4		17800		6753	0.379
5		18500		6276	0.339
6		18150		6369	0.351

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION						
NO.RT	COORDENADAS	kVA's.	NOMINALES	kVA's.	UTILIZADOS	NO.ALIM.
173	4882	3083	500	201		1
174	4882	3084	500	180		2
175	4782	9016	750	275		4
176	4882	3699	750	275		3

DATOS FINALES					
ALIMENTADOR	kVA's.	INSTALADOS	kVA's.	UTILIZADOS	F.U.
1		18050		7000	0.388
2		18300		7345	0.401
3		18600		6816	0.366
4		18550		7200	0.388
5		18500		6436	0.348
6		18150		6531	0.360

*****SIMULACION PARA EL AÑO 5 *****

DATOS INICIALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18050	7000	0.388
2	18300	7345	0.401
3	18600	6816	0.366
4	18550	7200	0.388
5	18500	6436	0.348
6	18150	6531	0.360

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
177	4782 9821	500	188	1
178	4782 9822	500	178	6

DATOS FINALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18550	7366	0.397
2	18300	7533	0.412
3	18600	6989	0.376
4	18550	7384	0.398
5	18500	6600	0.357
6	18650	6876	0.369

NO.	COORDENADAS		ALIM.	kVA's.NOM.						
kVA's.UTILIZADOS POR AÑO										
1	4782	7761	2	750	262	269	276	283	290	297
2	4782	5574	6	500	198	203	208	214	219	225
3	4782	6765	4	500	217	223	228	234	240	246
4	0	6548	4	750	206	211	217	222	228	234
5	4782	7651	1	500	110	113	116	119	122	125
6	0	0	5	500	205	210	216	221	227	233
7	4883	4209	3	500	156	160	164	168	173	177
8	4883	4210	6	500	175	179	184	189	194	198
9	4783	4	3	300	8	8	8	9	9	9
10	4782	5254	4	500	232	238	244	250	257	263
11	4782	5542	2	500	137	140	144	148	152	155
12	4782	5541	3	500	129	132	136	139	143	146
13	4782	7643	6	500	160	164	168	173	177	181
14	4782	8178	2	500	270	277	284	291	299	306
15	4782	7666	6	500	255	262	268	275	282	289
16	4782	6546	5	750	329	337	346	355	364	373
17	4782	6437	6	750	251	257	264	271	278	285
18	4782	6436	4	750	262	269	276	283	290	297
19	4782	8682	5	500	354	363	372	382	392	401
20	4783	1	3	750	176	180	185	190	195	200
21	4782	9300	1	750	213	218	224	230	236	242
22	4782	8729	5	750	262	269	276	283	290	297
23	4782	8728	2	750	191	196	201	206	211	217
24	4782	5180	1	500	144	148	151	155	159	163
25	4782	5181	5	500	141	145	148	152	156	160
26	4883	2018	4	500	152	156	160	164	168	172
27	4782	7241	3	500	141	145	148	152	156	160
28	4782	7242	6	500	148	152	156	160	164	168
29	4781	3159	6	300	152	156	160	164	168	172
30	4781	3059	3	300	140	144	147	151	155	159
31	4782	6384	3	500	201	206	211	217	222	228
32	4782	6785	5	500	202	207	212	218	223	229
33	4782	5574	6	750	168	172	177	181	186	191
34	4782	5575	5	750	150	154	158	162	166	170
35	4782	5576	4	750	172	176	181	185	190	195
36	4782	5460	1	750	284	291	299	306	314	322
37	4782	5464	2	750	143	147	150	154	158	162
38	4782	5466	6	750	281	288	296	303	311	319
39	4782	7487	1	750	236	242	248	255	261	268
40	4782	7488	3	750	239	245	251	258	264	271
41	4782	7489	6	750	198	203	208	214	219	225
42	4882	1682	2	500	274	281	288	296	303	311
43	4782	771	5	750	382	392	402	412	422	433
44	4782	6834	4	500	304	312	320	328	336	345
45	4782	6835	6	500	190	195	200	205	210	215
46	4782	6562	6	750	239	245	251	258	264	271
47	4782	6563	5	750	232	238	244	250	257	263
48	4782	4637	2	500	163	167	171	176	180	185
49	4782	4219	1	500	122	125	128	132	135	138
50	4782	4013	6	500	173	177	182	187	191	196
51	4883	610	3	500	171	175	180	184	189	194
52	4782	9589	4	750	191	196	201	206	211	217
53	4782	9590	1	750	198	203	208	214	219	225
54	4782	7696	4	500	251	257	264	271	278	285
55	4883	186	2	500	250	256	263	270	276	284
56	4883	3823	6	300	102	105	107	110	113	116
57	4883	3723	2	300	95	97	100	102	105	108
58	4883	3314	3	750	198	203	208	214	219	225
59	4883	3413	2	750	213	218	224	230	236	242
60	4883	3512	1	750	213	218	224	230	236	242
61	4883	1304	6	500	129	132	136	139	143	146

62	4883	1404	5	500	129	132	136	139	143	146
63	4882	1987	3	500	217	223	228	234	240	246
64	4882	1681	5	750	228	234	240	246	252	259
65	4882	1883	4	750	228	234	240	246	252	259
66	4882	3209	1	750	247	253	260	266	273	280
67	4882	1875	2	750	131	134	138	141	145	149
68	4882	1875	5	750	202	207	212	218	223	229
69	4782	9974	3	750	367	376	386	396	406	416
70	4782	9874	4	750	363	372	382	391	401	412
71	4882	1164	4	750	183	188	192	197	202	208
72	4882	562	5	500	144	148	151	155	159	163
73	4782	9262	6	300	274	281	288	296	303	311
74	4882	1056	5	500	202	207	212	218	223	229
75	4882	956	2	500	202	207	212	218	223	229
76	4782	8963	5	750	120	123	126	129	133	136
77	4782	8964	4	750	74	76	78	80	82	84
78	4782	1	3	750	116	119	122	125	128	132
79	4882	653	2	750	198	203	208	214	219	225
80	4882	654	3	750	209	214	220	225	231	237
81	4882	553	4	750	228	234	240	246	252	259
82	4882	554	5	750	247	253	260	266	273	280
83	4781	7726	3	750	59	61	62	64	65	67
84	4782	7648	6	750	37	38	39	40	41	42
85	4782	7647	4	750	26	27	27	28	29	29
86	4782	8729	4	750	228	234	240	246	252	259
87	4782	8730	2	750	224	230	236	242	248	254
88	4782	7332	1	750	322	330	339	347	356	365
89	4782	7331	3	750	322	330	339	347	356	365
90	4782	8320	1	750	131	134	138	141	145	149
91	4782	8319	5	750	135	138	142	146	149	153
92	4782	6923	2	500	144	148	151	155	159	163
93	4782	8013	4	750	419	430	441	452	463	475
94	4782	8013	2	750	607	622	638	655	671	688
95	4782	8015	6	750	0	0	0	0	0	0
96	4782	7018	2	750	359	368	378	387	397	407
97	4782	7019	5	750	404	414	425	436	447	458
98	4782	7020	6	750	445	456	468	480	492	505
99	4782	7021	1	750	378	388	398	408	418	429
100	4782	7708	2	500	122	125	128	132	135	138
101	4782	7607	3	750	117	120	123	126	129	133
102	4782	7606	5	750	138	142	145	149	153	157
103	4781	6970	1	500	312	320	328	336	345	354
104	4781	6888	2	500	274	281	288	296	303	311
105	4781	6989	3	500	289	296	304	312	320	328
106	4781	5792	6	750	206	211	217	222	228	234
107	4781	5793	3	750	187	192	197	202	207	212
108	4781	4074	4	300	99	102	104	107	109	112
109	4781	4464	1	750	296	304	311	319	327	336
110	4781	4265	2	750	284	291	299	306	314	322
111	4781	4565	4	750	303	311	319	327	335	344
112	4781	5257	4	750	243	249	256	262	269	276
113	4781	5258	5	750	206	211	217	222	228	234
114	4782	8446	3	500	198	203	208	214	219	225
115	4781	8730	1	750	74	76	78	80	82	84
116	4781	8729	5	750	0	0	0	0	0	0
117	4782	9743	1	750	479	491	504	517	530	543
118	4782	9742	3	750	389	399	409	420	430	441
119	4782	9644	4	750	442	453	465	477	489	501
120	4782	9645	5	750	427	438	449	461	472	484
121	4782	5322	1	500	123	126	129	133	136	140
122	4782	4725	6	500	118	121	124	127	131	134
123	4782	4427	4	500	160	164	168	173	177	181
124	4782	6815	3	500	186	191	196	201	206	211

62	4883	1404	5	500	129	132	136	139	143	146
63	4882	1987	3	500	217	223	228	234	240	246
64	4882	1681	5	750	228	234	240	246	252	259
65	4882	1883	4	750	228	234	240	246	252	259
66	4882	3209	1	750	247	253	260	266	273	280
67	4882	1875	2	750	131	134	138	141	145	149
68	4882	1875	5	750	202	207	212	218	223	229
69	4782	9974	3	750	367	376	386	396	406	416
70	4782	9874	4	750	363	372	382	391	401	412
71	4882	1164	4	750	183	188	192	197	202	208
72	4882	562	5	500	144	148	151	155	159	163
73	4782	9262	6	300	274	281	288	296	303	311
74	4882	1056	5	500	202	207	212	218	223	229
75	4882	956	2	500	202	207	212	218	223	229
76	4782	8963	5	750	120	123	126	129	133	136
77	4782	8964	4	750	74	76	78	80	82	84
78	4782	1	3	750	116	119	122	125	128	132
79	4882	653	2	750	198	203	208	214	219	225
80	4882	654	3	750	209	214	220	225	231	237
81	4882	553	4	750	228	234	240	246	252	259
82	4882	554	5	750	247	253	260	266	273	280
83	4781	7726	3	750	59	61	62	64	65	67
84	4782	7648	6	750	37	38	39	40	41	42
85	4782	7647	4	750	26	27	27	28	29	29
86	4782	8729	4	750	228	234	240	246	252	259
87	4782	8730	2	750	224	230	236	242	248	254
88	4782	7332	1	750	322	330	339	347	356	365
89	4782	7331	3	750	322	330	339	347	356	365
90	4782	8320	1	750	131	134	138	141	145	149
91	4782	8319	5	750	135	138	142	146	149	153
92	4782	6923	2	500	144	148	151	155	159	163
93	4782	8013	4	750	419	430	441	452	463	475
94	4782	8013	2	750	607	622	638	655	671	688
95	4782	8015	6	750	0	0	0	0	0	0
96	4782	7018	2	750	359	368	378	387	397	407
97	4782	7019	5	750	404	414	425	436	447	458
98	4782	7020	6	750	445	456	468	480	492	505
99	4782	7021	1	750	378	388	398	408	418	429
100	4782	7708	2	500	122	125	128	132	135	138
101	4782	7607	3	750	117	120	123	126	129	133
102	4782	7606	5	750	138	142	145	149	153	157
103	4781	6970	1	500	312	320	328	336	345	354
104	4781	6888	2	500	274	281	288	296	303	311
105	4781	6989	3	500	289	296	304	312	320	328
106	4781	5792	6	750	206	211	217	222	228	234
107	4781	5793	3	750	187	192	197	202	207	212
108	4781	4074	4	300	99	102	104	107	109	112
109	4781	4464	1	750	296	304	311	319	327	336
110	4781	4265	2	750	284	291	299	306	314	322
111	4781	4565	4	750	303	311	319	327	335	344
112	4781	5257	4	750	243	249	256	262	269	276
113	4781	5258	5	750	206	211	217	222	228	234
114	4782	8446	3	500	198	203	208	214	219	225
115	4781	8730	1	750	74	76	78	80	82	84
116	4781	8729	5	750	0	0	0	0	0	0
117	4782	9743	1	750	479	491	504	517	530	543
118	4782	9742	3	750	389	399	409	420	430	441
119	4782	9644	4	750	442	453	465	477	489	501
120	4782	9645	5	750	427	438	449	461	472	484
121	4782	5322	1	500	123	126	129	133	136	140
122	4782	4725	6	500	118	121	124	127	131	134
123	4782	4427	4	500	160	164	168	173	177	181
124	4782	6815	3	500	186	191	196	201	206	211

125	4882	2386	2	500	259	266	272	279	286	294
126	4882	3185	1	500	236	242	248	255	261	268
127	0	0	3	750	292	299	307	315	323	331
128	0	0	2	750	307	315	323	331	340	348
	0	0	1	750	311	319	327	335	344	353
	4781	7583	6	750	322	330	339	347	356	365
	4781	7582	3	750	299	307	314	322	331	339
132	4781	7581	2	750	303	311	319	327	335	344
133	4781	7675	4	500	163	167	171	176	180	185
134	4781	6265	6	500	167	171	176	180	185	189
135	4782	8923	5	750	202	207	212	218	223	229
136	4782	7494	5	500	156	160	164	168	173	177
137	4782	2797	4	750	371	380	390	400	410	421
138	4882	2796	3	750	352	361	370	380	389	399
139	4882	2695	2	750	356	365	374	384	394	404
140	4882	2595	1	750	363	372	382	391	401	412
141	4782	9510	2	500	95	97	100	102	105	108
142	4782	9410	6	500	95	97	100	102	105	108
143	4781	8890	5	500	122	125	128	132	135	138
144	4781	8285	1	500	202	207	212	218	223	229
145	4883	2707	4	750	284	291	299	306	314	322
146	4781	8485	2	750	89	91	94	96	98	101
147	4781	8285	5	750	104	107	109	112	115	118
148	4781	7495	6	500	186	191	196	201	206	211
149	4883	2703	6	500	190	195	200	205	210	215
150	4782	8307	1	500	152	156	160	164	168	172
151	4781	5753	1	300	96	98	101	104	106	109
152	4882	1164	1	500	160	164	168	173	177	181
153	4882	330	3	500	247	253	260	266	273	280
154	4782	9633	1	500	208	213	219	224	230	236
	4782	9534	2	500	198	203	208	214	219	225
	4782	5701	4	500	198	203	208	214	219	225
157	4782	5007	2	500	152	156	160	164	168	172
158	4782	6111	5	750	206	211	217	222	228	234
159	4782	6111	1	750	194	199	204	209	215	220
160	4781	3081	3	500	148	152	156	160	164	168
161	4781	4791	1	500	167	171	176	180	185	189
162	4782	7427	5	500	190	195	200	205	210	215
163	4782	6932	2	500	177	182	186	191	196	201
164	4781	6989	3	750	270	277	284	291	299	306
165	4782	4745	3	500	91	93	96	98	101	103
166	4782	4645	6	500	110	113	116	119	122	125
167	4781	8296	6	500	0	165	170	174	178	183
168	4781	8297	1	500	0	180	185	190	195	200
169	4782	9832	6	750	0	255	261	268	275	282
170	4782	8909	6	750	0	271	278	285	292	299
171	4882	2471	4	750	0	0	276	283	291	298
172	4882	2192	6	750	0	0	0	283	291	298
173	4882	3083	1	500	0	0	0	0	201	206
174	4882	3084	2	500	0	0	0	0	180	185
175	4782	9016	4	750	0	0	0	0	275	282
176	4882	3699	3	750	0	0	0	0	275	282
177	4782	9821	1	500	0	0	0	0	0	188
178	4782	9822	6	500	0	0	0	0	0	178

ANALISIS PREVIO DE RESULTADOS

El utilizar métodos probabilísticos con Sistemas de Distribución Subterráneos es totalmente novedoso en Luz y Fuerza. Es necesario por tanto, verificar sus resultados y establecer valores lo más cercano posible a la realidad; sin embargo, es una herramienta valiosa de planeación ya que proporciona no sólo un REPORTE DE LAS CONDICIONES ACTUALES de operación de la red sino las posibles NECESIDADES DE INVERSIONES en equipo y material para los próximos años.

Del ejemplo seleccionado se puede resumir que en los próximos 5 años se tendrán las siguientes necesidades:

12 TRANSFORMADORES

DE LOS CUALES:

6 son de 750 kVA

6 son de 500 kVA

Todos ellos en los Lotes Disponibles indicados por sus coordenadas y conectados a los alimentadores con mejor capacidad instalada, los cuales conllevan a un mejor balance de la red. La cantidad de metros de cable necesario se puede obtener directamente de los planos de la red.

Por otra parte se puede observar que los Factores de Utilización son muy bajos, así por ejemplo: si a un transformador de 750 kVA tiene un F.U. de 0.33 (F.U. de la red) en condiciones normales, al considerar una primera contingencia llegaría al 0.66, por tanto:

$$750 \text{ kVA} * 0.66 = 500 \text{ kVA}$$

Esto significa que probablemente convenga que todos los transformadores existentes y futuros no sobrepasen la capacidad de 500 kVA, ya que en condiciones normales el transformador estará trabajando al 50% de su capacidad (con máxima eficiencia) y para la primer contingencia está al 100% por un período corto.

Es posible también observar los kVA's UTILIZADOS en la red son 35.15 MVA. en la red y dado que cada alimentador es de 10 MVA se tiene:

NO. ALIMENTADORES: $\frac{35.15 \text{ MVA. en la red}}{10 \text{ MVA./alimentador}} = 3.515$ alimentadores

Por tanto la carga de toda la red podría ser llevada con cuatro (4) alimentadores, sin disminución de continuidad, y los alimentadores restantes dedicarlos a usuarios de Media Tensión con cargas puntuales elevadas.

Esto conlleva una disminución de inversiones en instalaciones, las cuales prácticamente no serán recuperadas en corto tiempo ya que como se mencionó la saturación de la red con la tasa de crecimiento actual de 2.55 será hasta el año 2011.

Es claro que este proceso de simulación es dinámico al igual que las necesidades de carga de los usuarios, por lo que se recomienda sea ejecutado una vez por año o cada vez que se prevean cambios importantes de las condiciones técnico-económicas en la red.



LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION
Y COMERCIALIZACION



GERENCIA METROPOLITANA
ORIENTE

ANTOLOGIA DE

COORDINACION DE PROTECCIONES

CONTRA SOBRECORRIENTES EN

SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

RECOPIACION REALIZADA POR: Ing. Humberto Rios Aoyama
Ing. Raúl Gerardo Macías
Maya.

Agosto de 1999.

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

■ INTRODUCCIÓN

- Los sistemas eléctricos de distribución, son el medio que permiten que la energía eléctrica sea entregada a los centros de consumo una vez que ésta ha sido generada en las centrales o plantas eléctricas.

- Los Sistemas de Distribución están formados por:
 - » Líneas de Subtransmisión y Subestaciones de Distribución
 - » Líneas y Redes de Distribución Primarias y Secundarias

- Dispositivos de Protección
 - » Tienen la finalidad de mantener la seguridad de los equipos, instalaciones y personas
 - » Garantizar la continuidad en el suministro de energía eléctrica
 - » El objetivo es el de minimizar los efectos de fallas o disturbios en el sistema
 - » La adecuada selección y coordinación de los dispositivos de protección, es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema de protección

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

■ Introducción a los Sistemas de Distribución (Conceptos Básicos)

- Los Sistemas de Potencia se dividen en tres grandes grupos
 - » Sistemas de Generación
 - » Sistemas de transmisión
 - » Sistemas de Distribución

- Los Sistemas de Distribución están formados de las sig. partes:
 - » Líneas de Subtransmisión, Subestaciones de Distribución
 - » Circuitos de Media Tensión, Transformadores de Distribución
 - » Circuitos de Baja Tensión, Acometidas

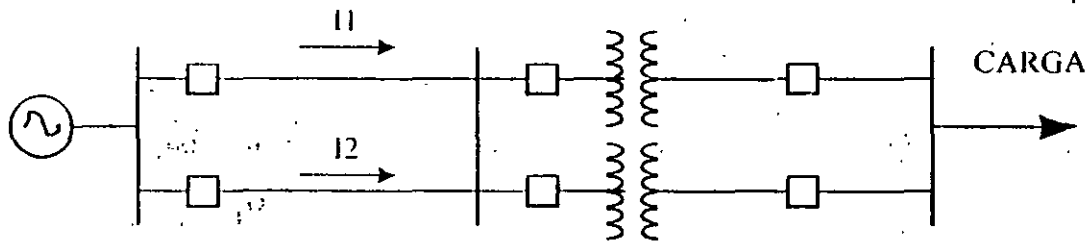
- Arreglos de Sistemas de Distribución
 - » Radial ; (transferencia de potencia en una sola trayectoria)
 - » Anillo; (transferencia de potencia por dos trayectorias)
 - » Mallado; (transferencia de potencia por trayectorias múltiples, mayor)

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

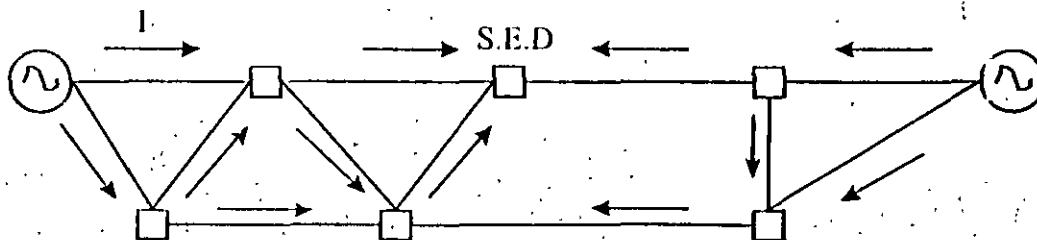
■ SISTEMA RADIAL



■ SISTEMA EN ANILLO



■ SISTEMA MALLADO



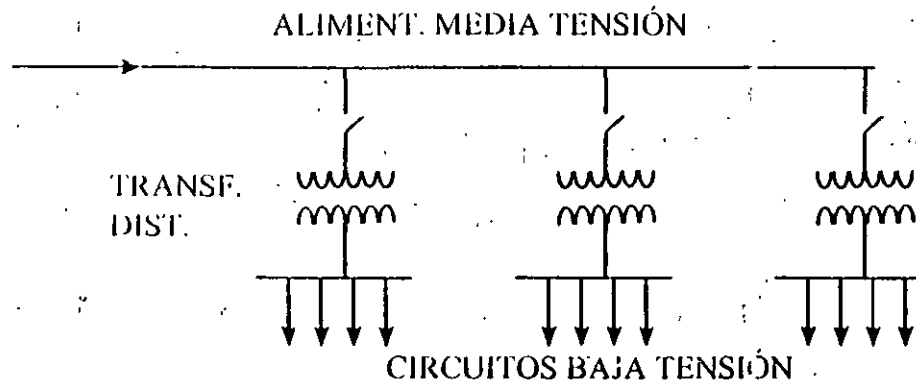
Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

- CONFIGURACION DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN
 - RADIAL URBANO
 - RADIAL RURAL
 - ANILLO ABIERTO
 - RADIAL CON ENLACES DE EMERGENCIA
 - ANILLO LATERAL DE UN CIRCUITO RADIAL
 - CIRCUITO MALLADO
 - CIRCUITO MALLADO CON EQUIPO DE TRANSFERENCIA, SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN AUTOMÁTICO
 - CIRCUITO SUBTERRANEO RADIAL CON UNA FUENTE DE ALIMENT.
 - CIRCUITO SUBTERRANEO EN ANILLO CON UNA FUENTE DE ALIMENT.
 - CIRCUITOS SUBTERRANEOS RADIAL O EN ANILLO CON MAS DE UNA FUENTE DE ALIMENTACIÓN.

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

■ CONFIGURACION DE CIRCUITOS EN BAJA TENSION

- RADIAL
- MALLADO
- MALLADO SELECTIVO



Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

■ FALLAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- FALLAS TRANSITORIAS

- » La pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea, se trata de aislamientos recuperables.
- » Algunos tipos de fallas transitorias son:
 - Contactos momentáneos con ramas de árboles
 - flameo por contaminación
 - Arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas
 - Contacto de aves o animales
 - Movimiento de conductores.
- » Entre 80 - 90% del total de fallas son de naturaleza transitorias
- » El 90% de las fallas transitorias son liberadas en el primer intento de restablecimiento.
- » Prácticamente con dos intentos de recierre se liberan las fallas transitorias.

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

■ FALLAS PERMANENTES

- La pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, puede ser aislamiento no recuperable o recuperable donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida.
- Requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica sea restablecida en el punto de falla.
- Entre el 5 - 20 % de las fallas totales corresponden a fallas permanentes.

■ TIPOS DE FALLAS Y CAUSAS

AISLAMIENTO	DEFECTOS FABRICACIÓN, INSTALACIÓN INADECUADA, AISLAMIENTO ENVEJECIDO, CONTAMINACIÓN.
ELECTRICO	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, SOBRETENSIONES TRANSITORIAS POR MANIOBRA,
TERMICA	FALLA DE ENFRIAMIENTO, SOBRECORRIENTE, TEMP. AMBIENTE
MECANICA	ESFUERZOS POR SOBRECORR., SISMO, IMPACTOS POR OBJETOS, NIEVE O VIENTO

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

- Las causas principales de fallas son muchas ; una identificación correcta de éstas permite programar procedimientos de mantenimiento preventivo y seleccionar, localizar y coordinar correctamente los equipos de protección.
- El tipo de falla que pueden ocurrir en un sistema son:
 - Fallas de una línea a tierra
 - Fallas de línea a línea
 - Fallas de doble línea a tierra.
 - Fallas trifásicas
- El aterrizamiento del sistema afecta la magnitud como el ángulo de las fallas a tierra. Existen 3 clases de aterrizamiento
 - No aterrizado (neutro aislado)
 - Aterrizado a través de impedancia (resistencia o reactancia)
 - Efectivamente aterrizado (neutro sólidamente aterrizado)

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

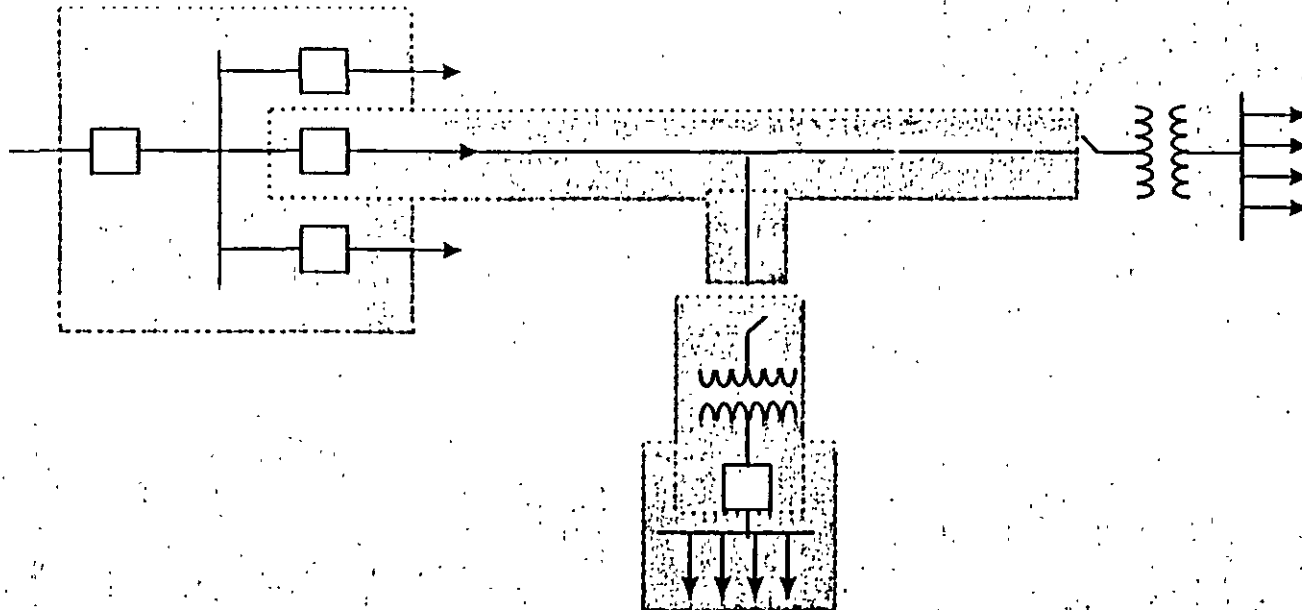
■ ZONAS DE PROTECCIÓN

- Factores a considerar en la aplicación de dispositivos de protección
 - » Configuración del sistema
 - » Impedancia del equipo primario y su conexión
 - » Tensión del sistema
 - » Procedimiento y prácticas operativas
 - » Importancia del elemento del sistema a proteger
 - » Estudio de cortocircuito
 - » Análisis de carga y flujos de potencia
 - » Localización y relación de transformadores de corriente y potencial
 - » Tipo de falla
 - » Crecimiento de la carga y del sistema
- En base al análisis de los factores anteriores se pueden definir las zonas de protección necesarios para cada elemento del sistema.

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

■ ZONAS DE PROTECCIÓN

- Se definen como el área de cobertura de un dispositivo de protección, el cual protege uno o más componentes del sistema eléctrico en cualquier situación anormal o de falla.
- Se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección



Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

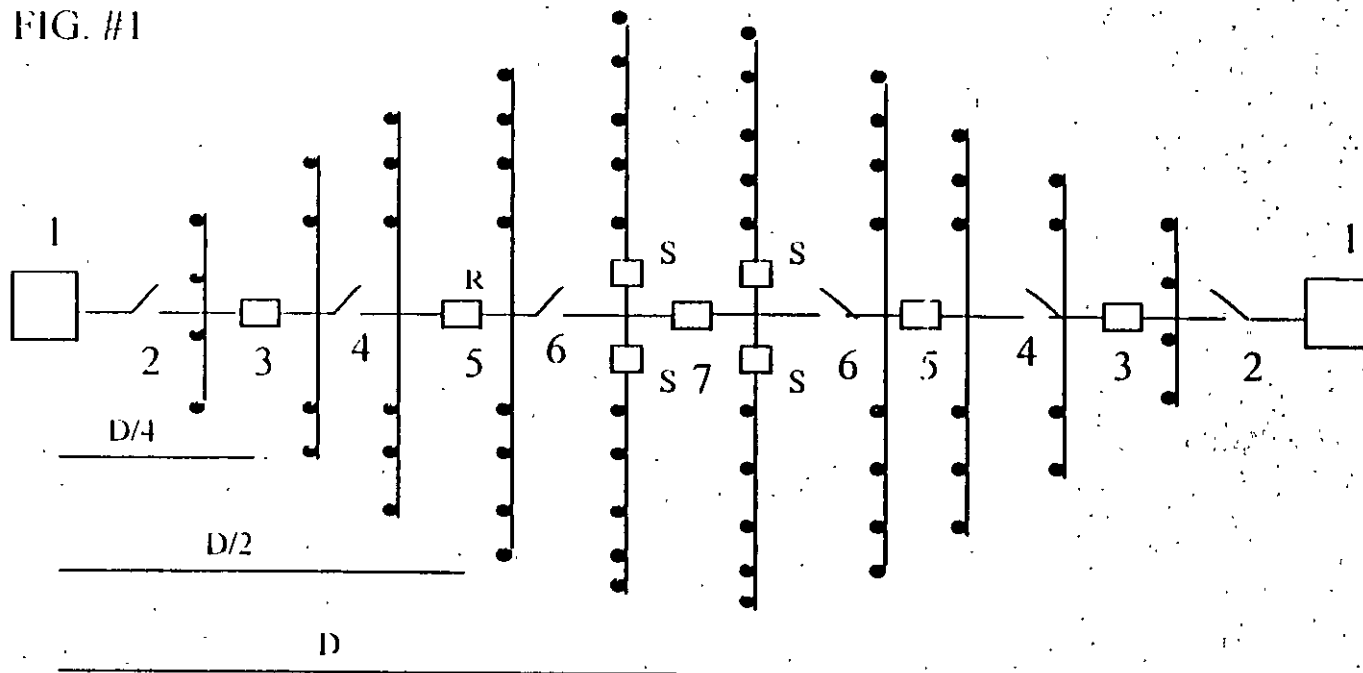
- Los dispositivos de protección contra sobrecorriente deberán ofrecer las funciones definidas como:
 - Confiabilidad
 - Rapidez
 - Economía
 - Simplicidad
 - Selectividad
 - Sensitividad
- **PROTECCIÓN DE CIRCUITOS EN MEDIA TENSIÓN**
 - La premisa para optimizar y mejorar los sistemas de protección se basa en tener un modelo de configuración de la red. Están basados en figuras geométricas.
 - EJEMPLO:

Se presenta un diseño (FIG. #1) con dispositivos de protección y seccionamiento bajo un diseño gráfico definido, considera los conceptos de

 - » Usuarios afectados
 - » Distancia de circuitos o ramales.

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

FIG. #1



- | | |
|--|--------------------------------|
| 1. INT. SUBESTACIÓN | 2. 4. 6. CUCHILLA DE OPERACIÓN |
| 3. 5. S. DISP. DE PROTECC.
REST. Ó SECCION. | 7. DESCONNECT. DE ENLACE |

● TRANSFORMADOR

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - *Fundamentos y Teoría*

■ CONT. EJEMPLO FIG.#1

- Definición de criterios
 - » Instalar equipos de protección en un punto del circuito tal que divida al mismo dos partes con aproximadamente la misma cantidad de usuarios. Equipos No.5
 - » Instalación del equipo de seccionamiento para enlace. Equipo No.7
 - » En ramalés con longitud mayor al 50% de (D) pueden instalarse dispositivos de protección como seccionalizadores, siempre que se encuentren en la segunda porción subdividida del circuito. Equipo S

■ Recomendación para prevención de fallas y disminuir sus efectos.

- Definir el prototipo de configuración geométrica de las áreas de cada subestación
- Definir trayectorias de cada circuito y enlaces necesarios
- Implementar los esquemas de protección en base a los puntos anteriores
- Definir criterios de protección para ramales que no se integran al esquema seleccionado
- Controlar equipos en forma remota y automatización de la red

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Equipos y Elementos a Proteger

■ ELEMENTOS DEL SIST. DE DISTRIBUCIÓN

- TRANSFORMADORES

ES EL ELEMENTO MÁS IMPORTANTE Y COSTOSO DE UNA SUBESTACIÓN, LO ENCONTRAMOS EN TODOS LOS NIVELES DE TENSIÓN.

LOS CRITERIOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE LOS ENCONTRAMOS EN NORMAS TALES COMO:

ANSI C57.92-1962 Y ANSI-IEEE C57.109-1993

- CURVA DE DAÑO

» ES UNA REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS CORRIENTES Y TIEMPOS QUE SOPORTAN LOS TRASNFE.

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Equipos y Elementos a Proteger

La curva ANSI representa el límite máximo de protección del transformador y establece, las características que deben cumplir los devanados para soportar, sin resultar dañados, los esfuerzos térmicos y magnéticos causados por un cortocircuito en sus terminales considerando periodos definidos. Está determinada por la capacidad, impedancia y conexión de los devanados del transformador, además influye la impedancia equivalente del sistema y la probabilidad de incidencia de fallas.

Su cálculo se realiza clasificando al transformador en una de las categorías que se muestran en la tabla 3:

TABLA 3.

CAPACIDAD (KVA)		
CATEGORIA	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
1	5 - 500	15 - 500
2	501 - 1667	501 - 5000
3	1668 - 10000	5001 - 30000
4	Arriba de 10000	Arriba de 30000

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Equipos y Elementos a Proteger

Dependiendo de la categoría se obtienen los valores de tiempo y corriente de acuerdo a la tabla 4, aplicando un factor de multiplicación según la conexión de los devanados del transformador (Factor ANSI, tabla 5).

TABLA 4.

PUNTO	CATEGORÍA DEL TRANSF.	TIEMPO (SEG)	CORRIENTE (AMP)
1	I	$T1=1250 Z_T^2$	$I_1=F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T)$
	II	$T1=2$	$I_1=F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T)$
	III,IV	$T1=2$	$I_1=F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T+Z_S)$
2	II	$T2=4.08$	$I_2=0.7 I_1$
	III,IV	$T2=8.00$	$I_2=0.5 I_1$
3	II	$T1=2551 Z_T^2$	$I_3=I_2$
	III,IV	$T3=5000 (Z_T+Z_T)$	$I_3=I_2$
4	TODAS:	$T4=50$	$I_4=5 F_{ANSI}(I_{nom})$

Donde:

Z_T : Impedancia del transformador en p.u. a los KVA_{BASE}

Z_S : Impedancia del sistema en p.u. a los KVA_{BASE}

I_{nom} : Corriente nominal del transformador con enriamiento tipo OA.

F_{ANSI} : Factor de multiplicación ANSI.

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Equipos y Elementos a Proteger

TABLA 5.

CONEXION	FACTOR ANSI
DELTA-DELTA	0.87
DELTA-ESTRELLA ATERRIZADO	0.58
DELTA-ESTRELLA SIN ATERRIZAR	1.0
ESTRELLA ATERRIZADO-ESTRELLA SIN ATERRIZAR	1.0
ESTRELLA ATERRIZADO-ESTRELLA ATERRIZADO	1.0
ESTRELLA SIN ATERRIZAR-ESTRELLA SIN ATERRIZAR	0.87
ESTRELLA SIN ATERRIZAR-ESTRELLA ATERRIZADO	1.0
ESTRELLA ATERRIZADO-DELTA	1.0
ESTRELLA SIN ATERRIZAR-DELTA	1.0

■ CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN

- CAPACIDAD DEL TRANSF. (KVA)

500 a 2500

mayor a 2500

- DURACIÓN TÍPICA ES DE 0.1 SEGUNDO

$I_{mag} (rms)$

$8 \times I_{nom}$

$10 - 12 \times I_{nom}$

■ CORRIENTE DE CARGA FRÍA

- $6 \times I_{nom}$ en cargas altamente inductivas, tiempo promedio duración 1 seg.

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Equipos y Elementos a Proteger

■ CONDUCTORES Y CABLES

- Las normas eléctricas establecen que para los conductores de más de 600V el dispositivo de protección podrá ser ajustado al 600% de la ampacidad del conduct.
- La capacidad de corriente de cortocircuito del cable, se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\frac{I^2}{A^2} \times T \times Fac = 0.0297 \text{ Log } \frac{Tf + 234}{T_0 + 234} \quad (\text{para cobre})$$

$$\frac{I^2}{A^2} \times T \times Fac = 0.0125 \text{ Log } \frac{Tf + 228}{T_0 + 228} \quad (\text{para alum.})$$

I = corriente de cortocircuito; A = área del conductor en circular-mils

T = tiempo del cortocircuito en seg; Fac = relación del efecto piel

Tf = temperatura máxima de cortocircuito; To = temperatura máxima de operación

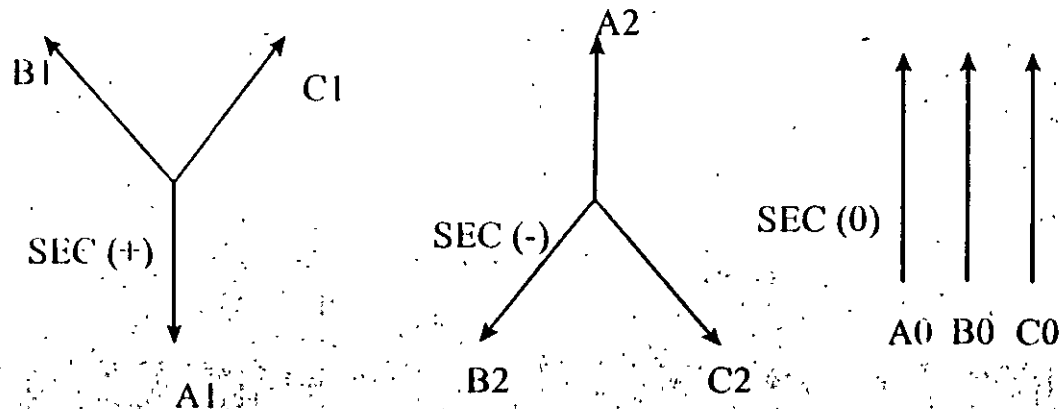
Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Componentes Simétricas

■ ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

- RECOPIACIÓN DE DATOS
- ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE DATOS
- MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
- PROCEDIMIENTO DE CALCULO

■ COMPONENTES SIMÉTRICAS -ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

- PERMITE CALCULAR LA RESPUESTA A CUALQUIER CONDICIÓN DE DESBALANCE EN UN SIST. TRIFÁSICO POR MEDIO DE UN ARTIFICIO QUE DESCOMPONE EL SISTEMA DESBALANCEADO EN TRES SISTEMAS BALANCEADOS.



$$a = -(1/2) + j(\sqrt{3}/2)$$

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ$$

$$a^3 = 1 \angle 0^\circ$$

$$a^4 = a$$

$$a^2 + a + 1 = 0$$

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Componentes Simétricas

■ COMPONENTES SIMÉTRICAS

-- RELACIÓN ENTRE COMPONENTES SIMÉTRICAS Y CANTIDADES DE FASE

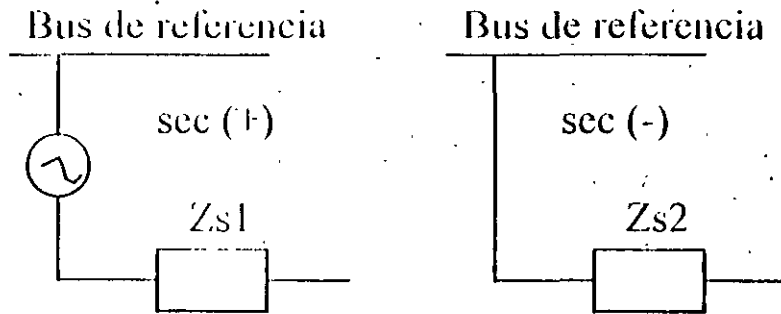
$$\begin{aligned} V_A &= V_0 + V_1 + V_2 & ; & & V_0 &= 1/3 (V_A + V_B + V_C) \\ V_B &= V_0 + a^2 V_1 + a V_2 & ; & & V_1 &= 1/3 (V_A + a V_B + a^2 V_C) \\ V_C &= V_0 + a V_1 + a^2 V_2 & ; & & V_2 &= 1/3 (V_A + a^2 V_B + a V_C) \end{aligned}$$

EN FORMA MATRICIAL

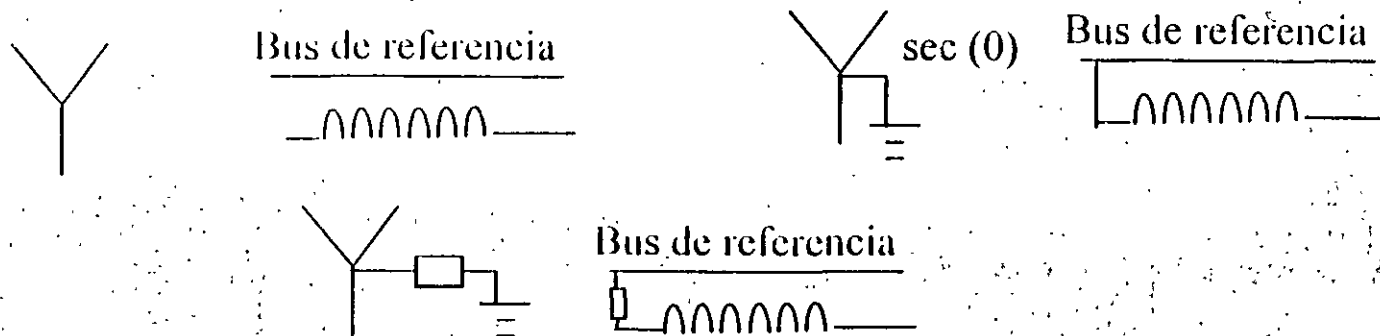
$$\begin{aligned} A &= \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} & A^{-1} &= (1/3) \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} & [V_{012}] &= [A]^{-1} \times [V_{ABC}] \\ & & & & [V_{ABC}] &= [A] \times [V_{012}] \end{aligned}$$

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Componentes Simétricas

■ DIAGRAMAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA



■ REDES EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO PARA GENERADORES



Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Método en Por Unidad

■ MÉTODO POR UNIDAD

$$\text{CANTIDAD p.u.} = \frac{\text{CANTIDAD ACTUAL}}{\text{CANTIDAD BASE}}$$

$$\text{AMPERES base} = \frac{\text{MVA base} \times 10^3}{\sqrt{3} \times \text{KV base}} ; \text{OHMS base} = \frac{(\text{Kvbase})^2}{\text{MVABase}}$$

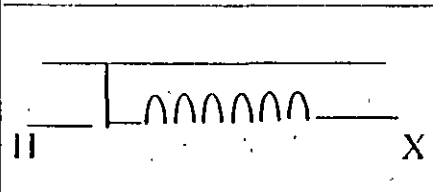
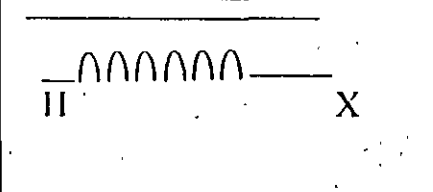
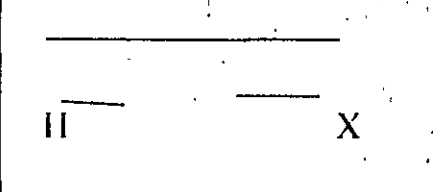
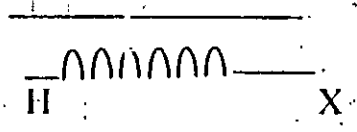
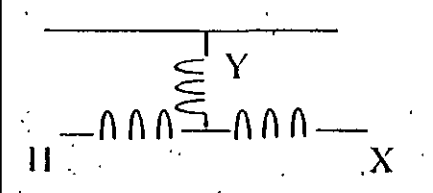
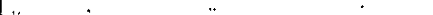
$$\text{OHMS p.u.} = \frac{\text{OHMSactuales} \times \text{MVABase}}{(\text{Kvbase})^2}$$

PARA CONVERTIR VALORES EN p.u. A OTRAS BASES NUEVAS;

$$Z_n = Z_v * (KV_v / KV_n)^2 * (MVAn / MVAv)$$

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Método en Por Unidad

■ MODELO DE TRANSFORMADORES

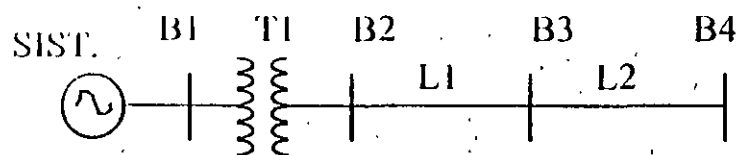
CONEXION	SECUENCIA CERO	SECUENCIA (+) Y (-)
D - Y		
Ya - Ya		
D - D		
D - Y Y - Y		
Ya - Ya - D		

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Método en Por Unidad

■ REPRESENTACIÓN EN P.U.

- SELECCIONAR LOS MVA BASE
- DETERMINAR LOS VOLTAJES BASES
- CALCULAR LA IMPEDANCIA BASE EN CADA NIVEL DE VOLTAJE DEL SIST.
- CALCULAR LOS VALORES EN OHMS DE LAS IMPEDANCIAS DE LÍNEAS EN P.U
- CALCULAR LAS IMPEDANCIAS DE TRANSFORMADORES A LAS BASES SELECC.
- ELABORAR REDES DE SECUENCIA.

■ EJEMPLO: FIG.2



SIST. $Z_{S1} = 0.0214 + j 0.1055 = 0.1076 \angle 78^\circ$ P.U. 100MVA BASE, 115KV BASE

$Z_{S0} = 0.0436 + j 0.1642 = 0.1698 \angle 75^\circ$ P.U. 100MVA BASE, 115KV BASE

T1 7.5 / 9.375 MVA, 115 / 13.8KV, $Z = 8.33\%$, D - Ya

L1 $Z_1 = 0.76 + j 1.23$ OHMS

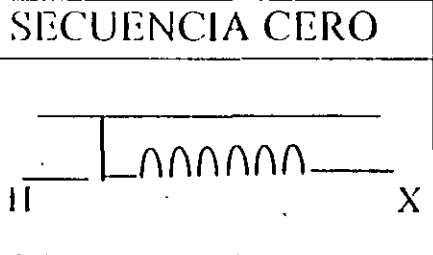
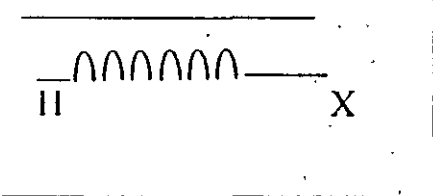
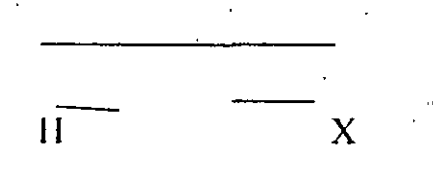
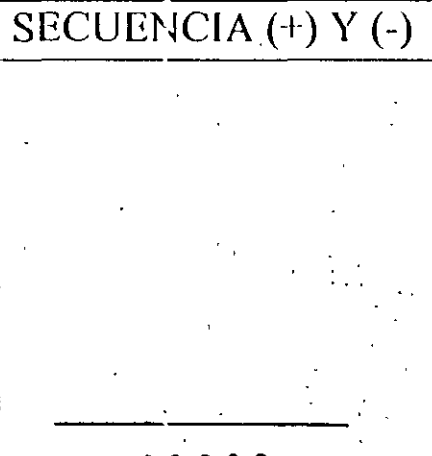
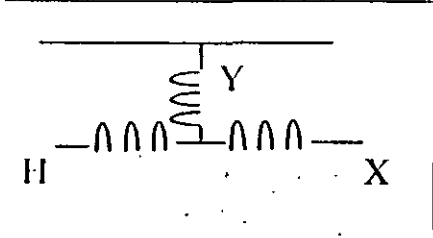
$Z_0 = 1.32 + j 6.04$ OHMS

L2 $Z_1 = 2.03 + j 3.29$ OHMS

$Z_0 = 3.51 + j 16.06$ OHMS

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Método en Por Unidad

MODELO DE TRANSFORMADORES

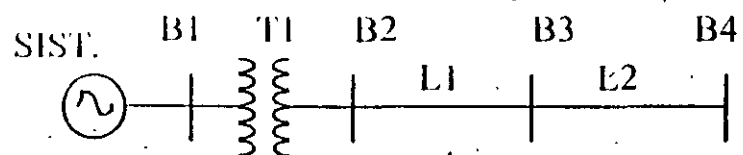
CONEXION	SECUENCIA CERO	SECUENCIA (+) Y (-)
D - Y		
Ya - Ya		
D - D D - Y Y - Y		
Ya - Ya - D		

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Método en Por Unidad

■ REPRESENTACIÓN EN P.U.

- SELECCIONAR LOS MVA BASE
- DETERMINAR LOS VOLTAJES BASES
- CALCULAR LA IMPEDANCIA BASE EN CADA NIVEL DE VOLTAJE DEL SIST.
- CALCULAR LOS VALORES EN OHMS DE LAS IMPEDANCIAS DE LÍNEAS EN P.U.
- CALCULAR LAS IMPEDANCIAS DE TRANSFORMADORES A LAS BASES SELECC.
- ELABORAR REDES DE SECUENCIA.

■ EJEMPLO: FIG.2



SIST. $Z_{S1} = 0.0214 + j0.1055 = 0.1076 \angle 78^\circ$ P.U. 100MVA BASE, 115KV BASE

$Z_{S0} = 0.0436 + j0.1642 = 0.1698 \angle 75^\circ$ P.U. 100MVA BASE, 115KV BASE

T1 7.5 / 9.375 MVA, 115 / 13.8KV, $Z = 8.33\%$, D - Ya

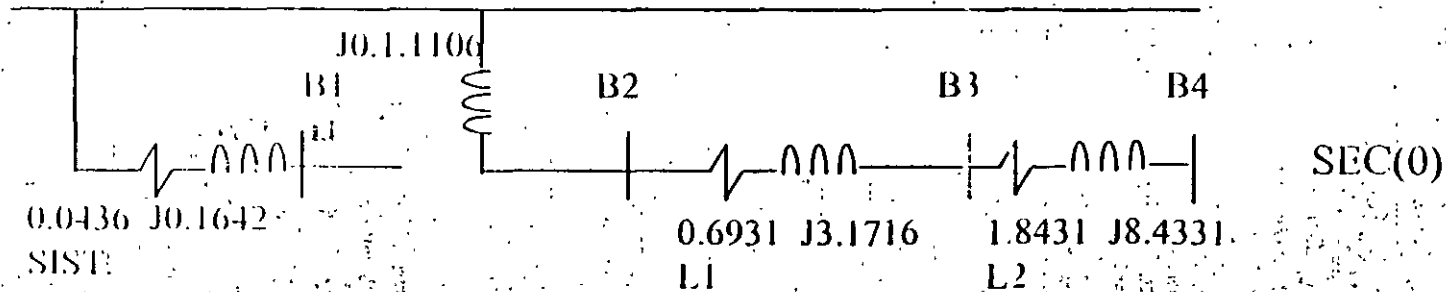
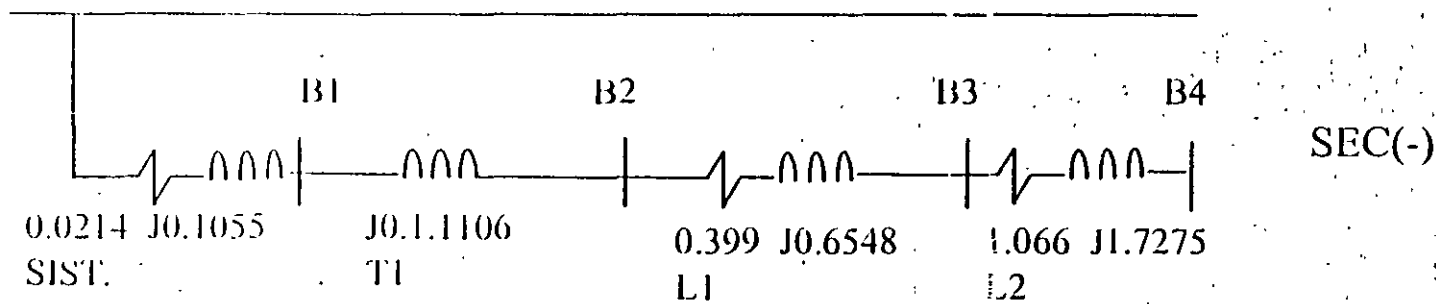
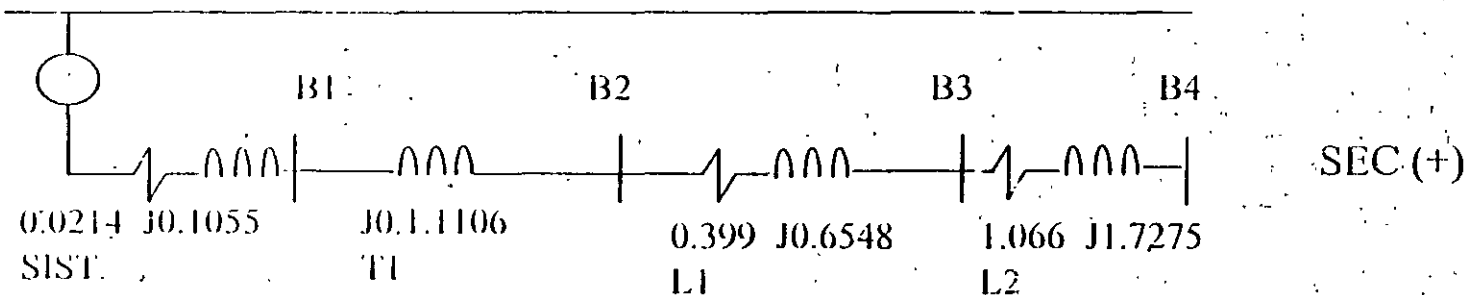
L1 $Z_1 = 0.76 + j1.23$ OHMS

$Z_0 = 1.32 + j6.04$ OHMS

L2 $Z_1 = 2.03 + j3.29$ OHMS

$Z_0 = 3.51 + j16.06$ OHMS

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Método en Por Unidad



Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución - Cortocircuito

■ ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

- DETERMINAR LAS CORRIENTES DE FALLA, APORTACIONES Y VOLTAJES EN LOS DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA.
- VERIFICAR CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE EQUIPOS
- SELECCIÓN DE CAPACIDADES Y AJUSTES DE LOS DISP. DE PROTECCIÓN
- DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES DE TIERRA.

■ FALLA TRIFÁSICA

$$- I_{cc} = V_t / Z_1$$

■ FALLA ENTRE DOS FASES

$$- I_{cc} = \sqrt{3} V_t / (Z_1 + Z_2 + Z_f)$$

■ FALLA DE LINEA A TIERRA

$$- I_{cc} = 3 V_t / (Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f)$$

■ EJEMPLO:

- CONTINUANDO CON EL EJEMPLO FIG.2

PARA EL PUNTO B2

$$Z_{total} = 0.0214 + j 1.2161 = 1.2163 \angle 89^\circ$$

$$Z_{ototal} = 0.0000 + j 1.1106 = 1.1106 \angle 90^\circ$$

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución

- CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA

$$I_{cc} = V_1 / Z_1 = 1 / 1.2163 \angle 89^\circ$$

$$I_{cc} = 0.822 \angle -89^\circ \text{ P.U.}$$

- CORRIENTE DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA

$$I_{cc} = 3 V_1 / (2Z_1 + Z_0) ; \quad 2Z_1 + Z_0 = 0.0428 + j 3.5423 = 3.543 \angle 89.3^\circ$$

$$I_{cc} = 3 (1 / 3.543 \angle 89.3^\circ) = 0.846 \angle -89.3^\circ \text{ P.U.}$$

■ ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

- EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CONSISTE ESENCIALMENTE DE UN ESTUDIO ORDENADO TIEMPO-CORRIENTE DE TODOS LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN SERIE, DESDE LA CARGA HASTA LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.

- PASOS A SEGUIR EN UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN

» RECOPIACIÓN DE DATOS

» ELABORACIÓN DE UN DIAGRAMA UNIFILAR (RUTA DE COORDINACIÓN)

» OBTENCIÓN DE IMPEDANCIAS EN P.U.

» OBTENCIÓN DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

» ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

» SELECCIÓN Y AJUSTE DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución

COORDINACIÓN POR MAGNITUD DE CORRIENTE

- » ESTA SE EFECTUA CUANDO EXISTE UNA DIFERENCIA SIGNIFICATIVA EN LOS VALORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ENTRE LOS DIVERSOS PUNTOS DONDE SE ENCUENTRAN UBICADOS LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

COORDINACIÓN POR TIEMPO

- » ESTA SE UTILIZA DONDE SE TIENE DOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CERCANOS Y NO EXISTE UNA DIFERENCIA DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ENTRE AMBOS.

ELABORACIÓN DE GRÁFICAS

- » PARA AJUSTES DE FALLA TRIFÁSICA
- » PARA AJUSTE DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA
- » COMBINACIÓN (FASE - TIERRA)

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES

v FUENTES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

- ''' GENERADORES
- ''' MOTOR SINCRONO
- ''' MOTOR DE INDUCCION
- ''' ENLACE CON LA COMPANIA SUMINISTRADORA.

v COMPRTAMIENTO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

- ''' SE PUEDE CONCEBIR LA CORRIENTE ASIMÉTRICA TOTAL COMO UNA CORRIENTE SIMÉTRICA QUE TIENE SOBREPUESTA UNA COMPONENTE DE CORRIENTE CONTINUA (C.C.).
- ''' LA COMPONENTE DE CORRIENTE CONTINUA REPRESENTA EL DESPLAZAMIENTO DE LA ONDA SENOIDAL DESDE EL EJE CERO.
- ''' TODO CIRCUITO REAL TIENE RESISTENCIA Y ÉSTA CAUSA QUE LA COMPONENTE DE C.C. DISMINUYA A CERO VARIOS CICLOS DESPUÉS DE QUE SE INICIA LA FALLA. EL TIEMPO QUE DURA ESTA DISMINUCIÓN DEPENDE DE LA RELACION X/R .

CHAPTER 3

REVIEW OF CONVENTIONAL DISTRIBUTION PROTECTION PRACTICES

INTRODUCTION

For understanding the problem of high impedance faults, it is essential to have knowledge of the existing protection practices on distribution feeders. This subject is discussed through a description of typical distribution circuits and their protection, as well as a survey of utilities to identify the range of actual practices in use at these companies. The review of present protection practices provides a framework for discussing the improvements in fault detection which can be provided by sensitive high impedance fault detection.

TYPICAL DISTRIBUTION CIRCUIT DESCRIPTION

The majority of electric utility customers in the United States receive service from single-phase transformers connected to three-phase, four-wire, solidly grounded distribution circuits. These circuits usually have only one source and are fed by substation transformers connected as shown in Figure 3-1. The phase-to-phase voltage on these circuits generally ranges from 4160 to 13,800 volts, with a large number operating at 12,470 volts. Other distribution circuits operate at higher voltages, including particularly 24,900 and 34,500 volts. Also, ungrounded delta circuits still exist in certain areas, most often at the 2400 volt level, but this type represents a very small percentage of the total.

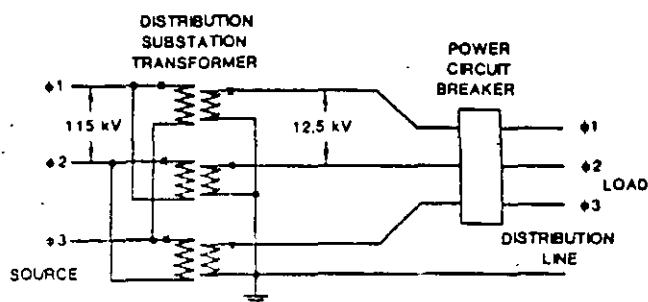


Figure 3-1. Substation transformer connection.

Most distribution substation transformers are connected so as to block the flow of zero-sequence current between the high-voltage (supply) side and the low-voltage (distribution) side. The delta/ye connection shown in Figure 3-1 is the most common arrangement, but delta/zig-zag and ungrounded-wye/delta/grounded-wye connections are also employed. With these connections, the substation transformer generally provides the only source of zero-sequence current, except in certain cases noted below. A few utilities serve distribution substations with autotransformers, both with and without delta tertaries. With this connection, it is usually necessary to coordinate the transmission line ground relays with the ground relays protecting the autotransformer and the distribution circuits.

Most load on four-wire distribution circuits consists of single-phase distribution transformers, connected between one of the phase wires and the neutral conductor (Figure 3-2). The neutral conductor is connected to earth at the substation and at frequent intervals throughout the length of the circuit. Because it is impossible to exactly balance the load between the three phases, there is usually a continuous flow of residual current in the neutral, but this normally presents no hazard, because this conductor is maintained at or near ground potential. Although the load unbalance may be quite high, and even approach the loading on one or more of the phase conductors, the neutral conductor is frequently sized at about one-half the current-carrying rating of the phase wires, because a large amount of current will return in the earth. The size of the neutral conductor should theoretically have some effect on the ability of protective devices to detect a downed phase wire; as a practical matter, however, it does not appear to be a significant factor in most instances.

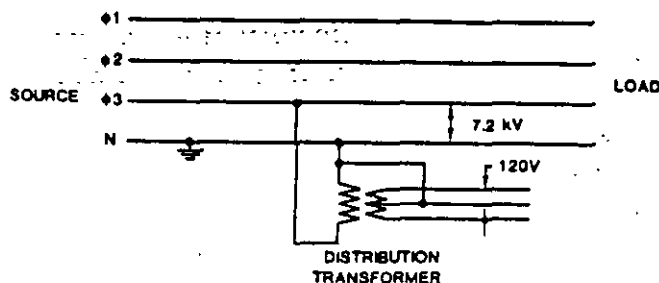


Figure 3-2. Distribution transformer connection (single phase).

Three-phase loads are connected to four-wire distribution circuits using a variety of transformer connections. Some of the more common methods are:

1. Primary in ungrounded wye, secondary in delta.
2. Primary in grounded wye, secondary in delta.
3. Primary and secondary in grounded wye.
4. Primary in delta, secondary in grounded wye.
5. Primary and secondary in delta.

The method used may have a significant effect on circuit protection. For example, transformers connected as in Method 2 will serve as zero-sequence current sources when a ground fault occurs on the primary circuit. For wye-grounded circuits, this will reduce the zero-sequence current available at the source substation and will result in desensitizing the substation ground-fault protective devices. Method 3 is commonly used to connect overhead and underground distribution transformers serving large loads, such as shopping centers, apartments, and small industries. Transformers connected as in Method 3 provide a path for zero-sequence current from the primary to the secondary, so that all line protective devices must be coordinated with the

DISTRIBUTION FAULTS

Fault currents on distribution circuits in the United States range from over 20,000 amperes to values less than one ampere for high impedance single-phase-to-ground faults. The maximum fault current can be controlled by system design, and most utilities set an upper limit of approximately 10,000 amperes, so as not to exceed the rating of certain types of distribution line equipment. Maximum faults are limited by restricting substation transformer size and/or impedance, by installing bus or circuit reactors, or by inserting reactance or resistance in the transformer neutral. On most circuits, the maximum fault is a bolted single-phase-to-ground fault at the substation; but since the zero-sequence impedance of a distribution circuit is about three times the positive-sequence value, a three-phase short circuit becomes the higher magnitude fault after moving down the circuit a few thousand feet. Minimum fault magnitude cannot be controlled, as this value is largely dependent on fault resistance; these faults are the most dangerous and difficult to detect.

Clearing times for short circuits on distribution circuits vary widely, depending on fault magnitude and the type of protective equipment installed. In general, on most circuits, faults above about 3000 amperes will be cleared in 0.1 second or faster. Low current faults frequently require clearing times of five to 10 seconds or longer; and some very low level but potentially dangerous ground faults may not be cleared at all, except by manual disconnection of the circuit.

CIRCUIT PROTECTION

A one-line diagram of a typical distribution circuit, showing some of the protective devices commonly employed, is shown in Figure 3-4. The circuit is normally supplied through a single power circuit breaker located at the supply substation and is divided into various zones by automatic sectionalizing devices. These devices are all carefully coordinated, so that a fault in any section can be quickly isolated with minimum or no interruption to other portions of the circuit. Of course, a fault in the main trunk section, near the source breaker, will require that the entire circuit be interrupted. However, if automatic reclosing is employed, the duration of outages due to transient faults in this zone will be limited to a brief interval, often considerably less than one second.

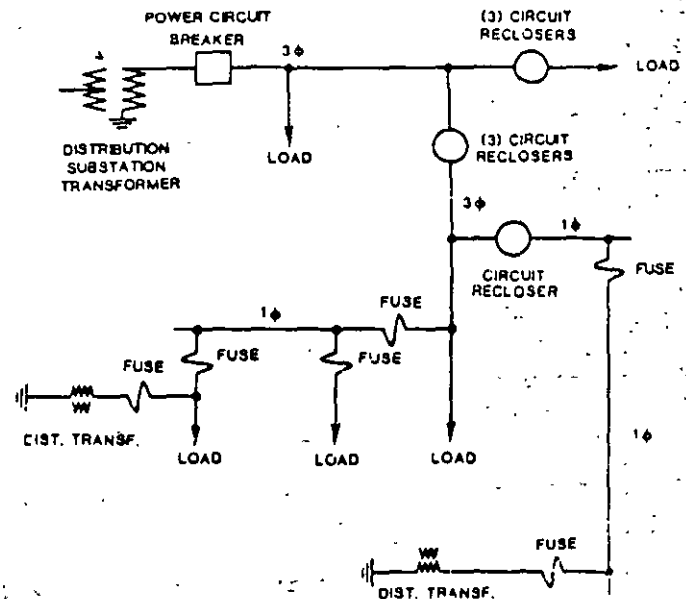
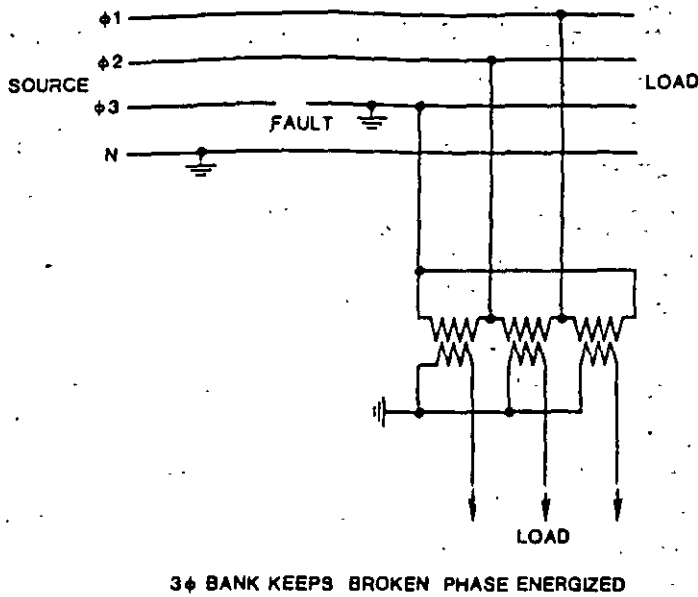


Figure 3-4. Distribution circuit diagram.



3 ϕ BANK KEEPS BROKEN PHASE ENERGIZED

Figure 3-3. Distribution transformer connection (three phase).

distribution transformer primary fuses. This may tend to force up the settings on some of these devices, and thus reduce their sensitivity. In addition, three-phase transformer banks may energize broken phase wires that are grounded on the load side only if the three-phase bank is located on the same side as the ground. (See Figure 3-3.)

There are a variety of other arrangements for connecting distribution loads. Some utilities connect distribution transformers as shown in Figure 3-2 but use an insulated neutral, grounded only at the substation. Others do not bring the neutral out of the substation at all but use single-phase transformers connected line-to-line.

Feeder and main sections of modern distribution circuits are generally constructed of large conductors, with ampacity ratings ranging from 500 to 800 amperes, or more. However, a considerable number of circuits are still in service, particularly on branches off the main trunk, that are built with small conductor, such as 1/0 aluminum or #6 copper. These lines have limited load capacity and tend to anneal and melt quickly when faulted; and for this reason they are normally protected by small line fuses that must be coordinated with the distribution transformer cutouts. Circuit lengths vary considerably, from one or two miles in dense urban areas, to as much as 20 miles or more in sparsely populated rural locations.

A large percentage of distribution customers in the United States are served from single-phase lines, and some are many miles from the nearest three-phase supply. Many customers are connected to radial underground distribution circuits, which are tapped to overhead lines. These customers are served from so-called "padmount" transformers, which are sited at ground level near the load.

In general, most of the various service methods presently employed in this country will permit overhead distribution customers to install dispersed storage and generation, and these devices may have an important effect on circuit protection and coordination.

Most electric utilities depend upon phase overcurrent relays and a residually connected overcurrent relay, usually referred to as a "ground" relay, to detect faults on the main trunk portion of distribution circuits. These relays may be installed in the control cabinet of the substation power circuit breaker protecting the circuit, and are connected as shown in Figure 3-5. The phase relays are relatively insensitive to single-phase-to-ground faults, because they must be set to operate above the maximum expected load current under emergency conditions. As a result, phase relay settings of 600 to 1200 amperes are not uncommon, particularly in urban areas. The circuit ground relay receives the phasor sum of the currents in the three phase relays, and both types of relays must be coordinated with all protective devices on the circuit.

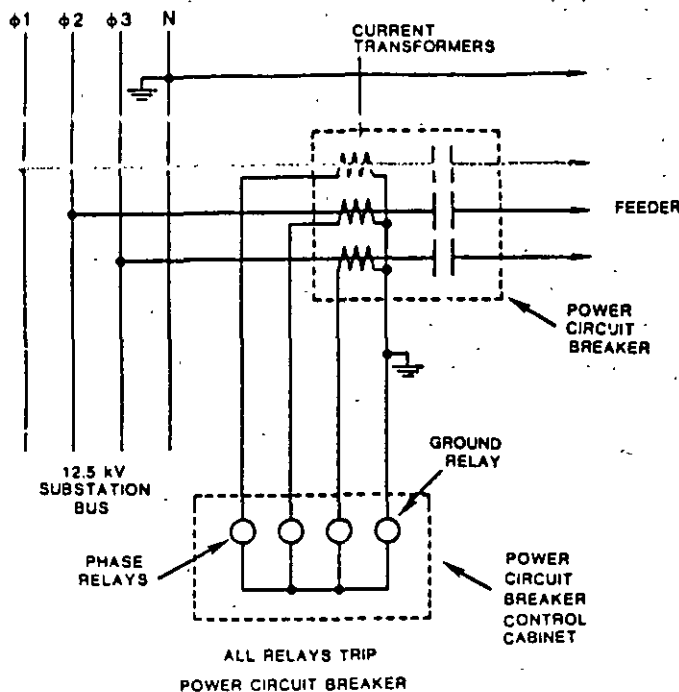


Figure 3-5. Overcurrent relay connection diagram.

The sensitivity of a residually connected ground relay is generally limited by the fact that it must be set high enough so as to coordinate with all downstream protective devices, and high enough to prevent incorrect tripping due to the large inrush currents that may occur during cold-load pickup. It must also be set high enough to prevent accidental tripping on load unbalance, and it should be noted that this unbalance may be greatly increased upon the operation of a fuse or oil circuit recloser serving a single-phase tap. Consider Figure 3-6. If the largest recloser on a particular circuit has a 140/280 A rating, a ground relay set at 240 A will properly coordinate with this recloser. However, operation of the recloser will cause a change in the residual load current measured by the ground relay. This may result in a current higher than the relay setting, in which case the entire circuit would be incorrectly tripped (Figure 3-7). To overcome this problem, it is frequently necessary to set the circuit ground relay as high as one-half the setting on the phase relays; some companies have found it necessary to remove all residually connected relays from their distribution circuits.

GROUND RELAY SET ON 240A. WILL TRIP SOURCE PCB WHEN LINE OCR OPERATES

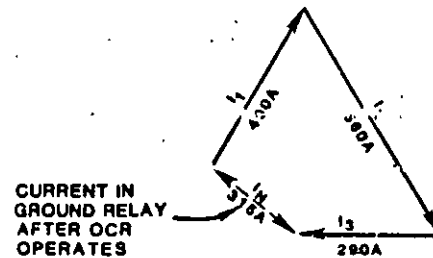
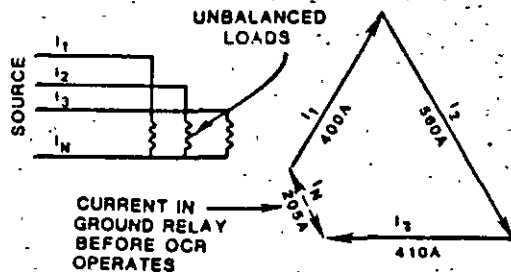


Figure 3-6. Incorrect trip caused by unbalance.

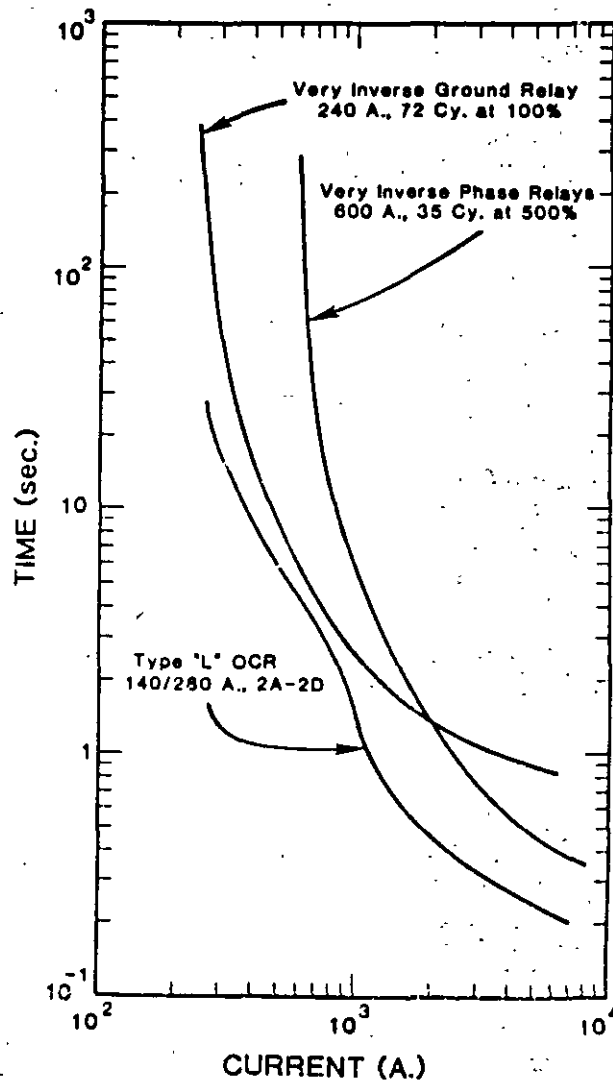


Figure 3-7. Feeder coordination with recloser.

The detection of downed conductors on single-phase taps may be greatly improved if a fuse or recloser is installed at the point where the tap is connected to the main line. These devices will usually operate at considerably lower fault current levels than the relays in the station breaker; however, their sensitivity is still limited by the amount of load current that must be carried on the tap, and the fact that they must coordinate with the fuse protecting the largest transformer connected to the tap. Protection may also be improved by providing properly coordinated protective devices on the various sub-branches. Experience has shown, however, that even lightly fused sub-branches may be subject to downed conductors that are not deenergized. This generally occurs in those cases where a high resistance at the point of fault has limited the ground fault current to a very few amperes. It should also be noted that the sensitivity of any overcurrent protective device will always be limited by the need to survive the heavy inrush and cold-load pickup currents which will occur when the circuit is reenergized after a long outage. These currents have increased markedly in recent years, particularly with the advent of large numbers of residential and commercial electric heating and cooling units now installed in most areas.

AUTOMATIC RECLOSING

Prompt clearing of certain types of faults may be affected by the automatic reclosing schedule adopted by individual utilities for their distribution circuits. Some companies do not reclose the substation power circuit breaker after a protective relay operation under any circumstances, but prefer to rely on supervisory control or manual restoration of service. Other companies prefer one-shot, ultra-high-speed reclosing on all overhead circuits. Most utilities, however, use multiple-shot reclosing for their distribution station breakers. The initial reclosure can be high-speed (0.2 - 0.5 second), or delayed for three to five seconds. Then, one or two additional time-delayed reclosures are programmed on the reclosing relay. Typical schedules might be "instantaneous", followed by 15 seconds, followed by 60 seconds; or "instantaneous", followed by 30 seconds; or 3 seconds followed by 15 seconds. In general, automatic reclosing is not used on underground cables.

Three-phase and single-phase oil or vacuum circuit reclosers are widely used on overhead distribution lines. Most of these devices are set to provide "three shots to lockout". That is, after a fault is detected by the overcurrent sensing element, the recloser will open to de-energize the circuit and reclose after about 1.5 seconds. This sequence will be repeated two more times, unless the fault has been cleared. If the fault is "permanent", the recloser locks open after the fourth trip operation.

It is standard practice for utilities to design the overall reclosing system on a distribution circuit to be compatible with the circuit design and the environment in which it must operate; and, most important, to provide reliable service to its customers. Note that it is frequently necessary to modify the automatic reclosing schedule on a circuit when certain types of customers are added to an existing line; and this may also require major changes in the circuit protective devices.

STATISTICAL SUMMARY OF PRACTICES

As previously stated, to fully understand the difficulties utilities face in detecting downed conductors, it is necessary to have a complete understanding of existing distribution

feeder protection practices. The fundamental protection concepts utilized are relatively consistent across the utilities with only minor variations to fit local conditions and circumstances. The practices of phase overcurrent protection, fusing, and reclosing previously described, are pervasive and generally vary only by degree in such areas as settings and coordination methods.

When one studies ground fault protection practices, however, a different picture emerges. The wide diversity of practices among utilities is the best evidence that no clear and distinct solution exists to the detection of low grade, low current faults on distribution feeders. Downed conductors are a persistent problem that utilities have sought to solve by numerous techniques. It is evident today that no clear and distinct method using conventional technology exists to provide consistent and reliable detection.

Both formal and informal surveys of distribution practices have been conducted to document the consistency among utilities in the protection of distribution feeders. The survey periodically run by the Power System Relaying Committee is an excellent summary of current practice [10]. This survey, published twice in the last seven years, documents general consistency in protection practices, while pointing out the diversity of methods used by utilities to detect grounded conductors. The following statistical comments on utility practice are derived from several sources including the PSRC survey, independent surveys conducted by researchers at Texas A&M University, and the general knowledge of the authors of this document based on their own experience.

Almost 80% of the energy distributed by electric utilities is done on 15 kV class systems. The practice of most utilities is to use multi-grounded neutrals regardless of voltage class. Over 90% of all utilities apply phase overcurrent protection devices with instantaneous tripping for the purpose of "fuse saving". The use of one instantaneous trip is most common, but many utilities use two instantaneous trips.

Utility practices vary as to the use and purpose of instantaneous tripping. Generally, a low set instantaneous trip is used for fuse saving, while a high set trip is used to minimize equipment damage and inhibit reclosing. One can see the strong consistency in practice among utilities with respect to phase overcurrent protection and reclosing practices. This can be attributed to the significant success experienced by utilities in applying these methods to detect such events as phase-to-phase and high current faults. The same uniformity of practice does not exist in the area of feeder ground protection.

About 75% of utilities use TOC trip for ground protection. About 65% of all utilities apply an instantaneous or fast trip. While this may seem a significantly high number, implying consistent practice, it must be interpreted in light of the settings used on these devices.

Unlike phase overcurrent protection, there is wide variation among utilities in how ground protection devices are set. While few utilities attempt low ground settings with respect to phase settings, the trend among utilities is to increase ground protection settings. In many cases, ground relays are set at or near the same levels as the phase relays. Table 3-1 shows the basis of TOC pick up settings for those utilities using such devices. One can see that most ground relays are set as a percentage of the phase trip setting. It is also common practice to set such relays as a given percentage above estimated normal load unbalance or normal load level. In all cases, this means that load unbalance must be carefully

OVERCURRENT GROUND PROTECTION

		Main	Feeder
A. Apply TOC Trip	Yes	69%	87%
	No	31%	13%
B. Apply Instantaneous or Fast Trip	Yes		50%
	No		20%
C. Basis of TOC Pickup Setting When Applied: (over 100% = multiple methods used)			
1. Percentage above estimated normal load unbalance.		23%	20%
2. Percentage above estimated load unbalance due to switching.		9%	9%
3. Percentage of the phase trip pickup.		35%	50%
4. Percentage of the base transformer full load.		25%	
5. Percentage of the feeder emergency load rating.			16%
6. Percentage of the feeder normal load rating.			20%

* Of 95 utilities, 93 provide automatic reclosing on overhead lines following a relay trip.

Table 3-1. Overcurrent ground protection practices. (PSRC survey data, in percent)

considered when applying such devices.

Since the majority of utilities consider tripping on load unbalance an unacceptable practice, it is necessary that load unbalance be carefully monitored and/or ground relays set high enough to avoid unnecessary tripping, resulting in service interruption. Herein lies the most significant practical limitation in the detection of low current faults on distribution feeders. If load unbalance were eliminated as a practical constraint, ground relays with low settings would result in a very significant improvement over phase relays for the detection of high impedance faults. While some faults would remain undetected, certainly the majority would be found by this method. But, for the most part, utilities have been unsuccessful in their attempts to control load unbalance so that low ground overcurrent relay settings could be used. Attempts have been made to continually adjust settings as a function of load unbalance. These attempts are discussed in Chapter 4. While in theory this method holds promise, commercial implementations of this methodology have not proven completely successful. It is likely that future relaying devices will take load unbalance into account and, by adaptive means, will adjust their settings accordingly. Such variable sensitivity devices would serve to improve ground protection during periods of low load unbalance.

Most utilities believe that instantaneous or fast trip ground protection is very effective for "fuse saving". Virtually all utilities use automatic reclosing following a relay trip. Predominant practice is for two or three reclosing attempts with three being most prevalent. Table 3-2 shows the time intervals typically used by utilities in applying reclosing on 15 kV class feeders. The typical practice would be three open intervals between reclosings of less than 1 second, 15 seconds, and 15 to 120 seconds respectively. Ninety percent of all utilities use a reset after successful reclosing. Reset time may vary from instantaneous to 180 seconds or more. Typical settings of 10-30 seconds are used.

Open Interval Time, Seconds	5 kV	15 kV	25 kV	35 kV
Initiate to 1st:				
0 - 1	37	53	28	13
1 - 5	20	30	13	14
6 - 10	1	3		2
11 - 20	2	3	1	1
21 - 60	4	2		1
1st and 2nd:				
0 - 1		4	2	
1 - 5	12	15	10	6
6 - 10	3	5	3	1
11 - 20	26	43	19	15
21 - 60	13	17	6	6
2nd to 3rd:				
< 10	8	10	7	3
10 - 30	16	22	10	10
31 - 50	5	11	4	1
> 50	10	13	4	4
3rd to 4th:				
< 10	1	5	3	1
10 - 30		2		
31 - 50	1			
> 50		1		

Of 95 utilities, 93 provide automatic reclosing on overhead lines following a relay trip.

Table 3-2. Reclosing practices. (PSRC survey data, in number of responses)

Reclosing practices are under constant review by utilities. While there is certainly no consensus, it is felt by some utilities that the third reclosing attempt has a relatively low incremental success rate and might well not be needed if SCADA systems are in place to allow remote manual closing. Some utilities are experimenting with longer reset times for the reclosing relay to give tripping equipment more opportunity to trip for random behavior, low current faults. It remains to be seen what these changes and trends will accomplish in terms of protection effectiveness. The data available from utilities to document protection improvement due to such changes is poor. It is hoped that such data will be more available in the future and the effectiveness of such practices can be better evaluated.

Given the above practices, it is useful to note the statistics reported by utilities with respect to fault occurrence and behavior and the steps taken to improve detection. While very few utilities keep quantitative records of fault statistics, many utilities can provide general information about faults on their systems. Most utilities report difficulty in detecting some percentage of ground faults. Reports of conductor burn down are also frequent on some systems. Where faults occur due to conductors down on macadam, dry ground, and trees, the incidence of undetected faults increases.

Utilities report trying numerous modifications to their protection practices to improve the detection of low grade faults. Actions tried in recent years include reducing the low set instantaneous and fast trip settings and reducing ground protection settings. Other actions include reduction of feeder fuse sizes and, where not previously used, adding ground protection. Again, considerations of load level, overall coordination, and system unbalance must be carefully studied. Some utilities have completely removed instantaneous reclosing, extended reclose intervals, and reduced the number of reclose attempts in an attempt to improve protection.

The present system of overcurrent protection does an excellent job of detecting and removing most faults with minimal service interruption. Presently available equipment and practices have inherent limitations with regard to detection of low current faults. The following chapters discuss new methods to augment present practices to improve the detection of high impedance faults.



**IEEE TUTORIAL COURSE
DETECTION OF DOWNED
CONDUCTORS
ON
UTILITY DISTRIBUTION
SYSTEMS**

**Course Organizer: Dr. B. Don Russell
Texas A&M University**

Sponsored by
POWER ENGINEERING EDUCATION COMMITTEE
in cooperation with
POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE
TRANSMISSION AND DISTRIBUTION COMMITTEE
SUBSTATIONS COMMITTEE
of the
IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY

Available from
Publication Sales Department
IEEE Service Center
445 Hoes Lane
P.O. Box 1331
Piscataway, NJ 08855-1331

PROPIEDAD DEL
TITULO DE
INVESTIGACIONES ELECTRICAS

FUNDAMENTOS DE PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS POR RELEVADORES

PROPIEDAD DEL INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES ELECTRICAS

ING. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

Profesor titular de la Escuela Superior
de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del
Instituto Politécnico Nacional de México

18626

Instituto de Investigaciones Eléctricas
CENTRO DE INFORMACION



No. DE
ADQUISICION: P94-0363

FO 96 00-0247

EDITORIAL LIMUSA

CAPITULO 3

PROTECCION DE REDES DE DISTRIBUCION AEREAS

e.1.- INTRODUCCION. Desde el punto de vista de las redes eléctricas por lo general se le da una importancia notable en la planeación, diseño, construcción y operación a la generación, transformación y transmisión debido a que se requiere tener altos índices de confiabilidad en el transporte y producción de la energía eléctrica y con este mismo criterio se establecen los esquemas de protección y la inversión que se hace en estos esquemas es decir, que en la elección de la protección que debe llevar un sistema eléctrico intervienen factores que en un momento dado fijan el criterio a seguir y que en particular para los sistemas de distribución se pueden mencionar los siguientes:

a).- Magnitud de la carga, grado de importancia y características de la misma.

b).- Tipos de fallas a que se puede ver expuesta la instalación.

c).- Costo de las posibles alternativas de protección en función del grado de confiabilidad deseado.

d).- Dispositivos de protección usados.

Para el caso de las redes de distribución aéreas se pueden mencionar como típicas las siguientes fallas:

1.- Flameos externos y fallas de aislamiento debidas a descargas atmosféricas.

2.- Fallas debidas a problemas de contaminación ambiental.

3.- Envejecimiento de aislamientos por calentamiento excesivo.

4.- Sobretensiones por maniobras de interruptores o debidas al fenómeno de ferresonancia.

5.- Fenómenos de corrosión en aislamientos.

6.- Ruptura de conductores aisladores y postes a causa de choques automovilísticos, sismos, caída de árboles, viento, etc.

7.- Errores humanos en construcción y operación.

En la República Mexicana en el año de 1980 los datos estadísticos reportaban que en los transformadores de distribución usados para la Comisión Federal de Electricidad había un índice de falla del orden del 7% del total instalado, estimándose que las causas probables de falla tenían una distribución como la siguiente:

Defectos de fabricación	10%
Sobretensiones por rayo	27%
Sobrecargas	73%
Corto circuito en el secundario del transformador	50%

Si se toma en consideración que aproximadamente el 50% de la inversión en los sistemas eléctricos de potencia se hace en lo que corresponde a distribución, se justifica poner la debida atención a todo este tipo de estudios de protección.

Dependiendo de la naturaleza de las fallas se pueden clasificar como:

i). - Temporales

Son aquellas que se pueden interrumpir en periodos de tiempo breves antes de que puedan causar daños esta interrupción se hace normalmente con dispositivos de protección. Algunas de las causas que provocan estas fallas temporales son: Flameo en aisladores debido a descargas atmosféricas, caída de ramas de árbol sobre los conductores, contacto entre conductores, arcos por contaminación, etc. este tipo de fallas temporales es típica de las redes de distribución y se debe contar con los elementos de protección apropiados para aislarlas de otra manera pueden resultar permanentes.

ii). - Permanentes

Corresponden a este tipo de fallas a las que prevalecen sin un enfoque la rapidez de desconexión de los dispositivos de protección o las maniobras que se realizan para establecer el servicio cuando se presentan las desconexiones temporales, en las redes de distribución aéreas caen dentro de esta categoría la caída de conductores, el contacto entre conductores de fases distintas, etc. y en las redes de distribución subterránea la mayoría de las fallas

son permanentes debido a que generalmente se deben a fallas de aislamiento en los cables o equipos.

Es conveniente considerar en la selección del tipo de protección por aplicar en una red de distribución dos aspectos importantes.

a).- El tipo de carga e importancia de la red de distribución.

b).- La función de los dispositivos de protección y la política económica.

a).- El tipo de carga e importancia de la red de distribución es un aspecto relacionado con el tipo de usuario y la importancia que tiene la continuidad en el suministro de la energía eléctrica o sea que pueden tener un criterio diferente de diseño y protección usuarios de tipo residencial (casas habitación y fraccionamientos), edificios públicos, hospitales, centros comerciales, áreas industriales, etc., dependiendo de esto también depende el valor de la corriente de corto circuito.

b).- La función de los dispositivos de protección y la política económica tiene relación con la estadística que se lleva de la naturaleza de las fallas en las redes de distribución, específicamente en el caso de las redes de distribución aéreas se sabe que del orden del 80% de las fallas son temporales por lo que la rápida restauración del servicio debería ser importante normalmente, esto significa que se requeriría de restauradores, sin embargo su costo es elevado y probablemente no se justificará en ciertas redes de distribu

ción en donde la economía de la instalación es importante por el tipo de usuarios a que se presta servicio ya que es necesario considerar la inversión en las instalaciones en función del tipo de usuario, cosa que desde el punto de vista social no debería suceder ya que en teoría todo mundo debería tener el mismo tipo de servicio.

8.2.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION EMPLEADOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCION.

En la ingeniería de distribución como en otras actividades de la ingeniería eléctrica se debe diseñar sistemas para proporcionar servicio a los usuarios al menor costo posible para lo cual se requiere de una buena práctica de ingeniería, servicio, seguridad y buenos requerimientos de operación lo que significa una buena selección de los equipos y aparatos a emplear en la instalación. Desde un punto de vista de la protección en redes de distribución, dado que se tienen restricciones económicas es necesario seleccionar los dispositivos de protección apropiados a las funciones que van a desempeñar y efectuar una adecuada coordinación debido a que se deben cumplir los requerimientos de un buen sistema de protecciones que debe ser, seguro, selectivo y confiable básicamente.

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en las redes de distribución están diseñados no solo para interrumpir corrientes de corto circuito, también desempeñan otras funciones como la interrupción de corrientes de sobrecarga con la función primordial de aislar las fallas permanentes de las áreas no falladas.

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes que se

usan en forma mas común en las redes de distribución son:

Restauradores

Corta circuitos fusible

Seccionadores

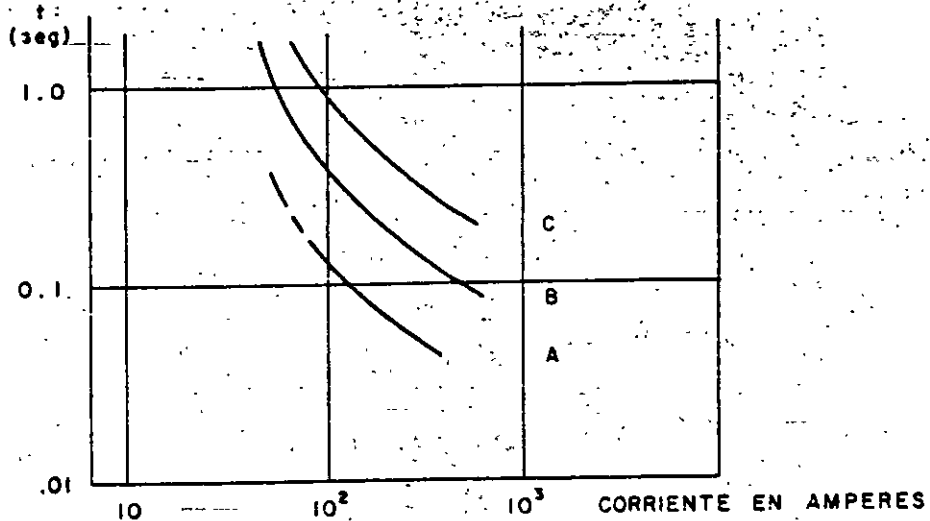
8.2.1.- RESTAURADORES

Anteriormente se mencionó que en las redes de distribución del orden de un 80% de las fallas son de naturaleza temporal - por lo que es conveniente restablecer el servicio en la forma mas rápida posible para evitar interrupciones largas e innecesarias y en este caso se requiere de un dispositivo que tenga la posibilidad de desconectar un circuito y reconectarlo después de fracciones de segundo. Los restauradores se diseñan para interrumpir una fase o tres fases simultáneamente pudiendo tener accionamiento hidráulico o electrónico pudiendo ser desde el punto de vista de extinción del arco: En aceite ó en vacío y operando con disparo monofásico con bloqueo trifásico o disparo trifásico con bloqueo monofásico.

De acuerdo con los principios de diseño para el restaurador son dispositivos auto controlados para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos de corriente alterna con una secuencia determinada de aperturas y cierres seguido de una operación final de cierre ó apertura definitiva, por lo general los restauradores son de operación de apertura definitiva pudiendo tener 4 aperturas y 3 recierres.

En la siguiente figura se muestra una curva característica típica tiempo-corriente observandose tres curvas, una A de disparo ins

instantáneo y las B y C con retardo.



CURVAS CARACTERISTICAS CORRIENTE-TIEMPO PARA RESTAURADOR RAPIDO "A" Y DE RETARDO "B Y C"

La curva de disparo rápido es para la característica de interrupción de fallas temporales evitando la operación de los dispositivos de protección del lado de carga (generalmente fusibles) - mientras que las curvas de operación con retardo sirven para coordinar la interrupción de fallas permanentes o permiten la operación de los dispositivos de operación del lado de carga de manera tal que para fallas que se mantengan durante un cierto tiempo el - restaurador abre en forma permanente generalmente permiten al menos dos disparos para coordinar la protección.

Desde el punto de vista de selección de los restauradores - los parámetros importantes de especificación son: capacidad de interrupción corriente nominal, corriente mínima de disparo tensión nominal (o máxima de diseño) y número de operación de cierre y apertura, así como la frecuencia.

Algunas de las características más importantes para los restauradores se dan en la tabla siguiente:

TABLA 8.1
CARACTERÍSTICAS DE RESTAURADORES USADOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN AEREA:

Tensión Nominal KV	Tensión Máxima de diseño KV	Corriente Nominal (A)	Capacidad interruptiva KA SIM.	Número de operaciones esperado.
14.4 ⁽¹⁾	15.0	50/560	8.0	100
24.9 ⁽¹⁾	27.0	10/280	2.0/4.0	68
34.5 ⁽¹⁾	38.0	560	8.0	58
TRIFASICOS				
14.4	15.0	50/1120	1.25/16	100
24.9	27.0	560	8.0 /12.0	58
34.5	38.0	400/560	6.0 /16.0	62
69.0	72.5	560	8.0	58

(1) Monofásicos.

Para su designación los restauradores se clasifican de acuerdo a:

i). - El medio de interrupción.

El medio de interrupción se refiere al medio en el cual se produce la extinción o auxilia a la extinción del arco eléctrico y pueden ser por lo general.

- Aceite aislante.
- El vacío.

ii).- En cuanto al número de fases los restauradores pueden

- Mono fásicos.

- Trifásicos.

iii).- En cuanto al sistema de control

- Con control de tipo hidráulico.

- Con control de tipo electrónico en forma automatizada.

Un aspecto importante a considerar en la selección y aplicación de restauradores es su característica de operación mediante la relación tiempo-corriente y que de hecho parte de la definición propia de lo que es un restaurador que según la norma ANSI 37.60 publicación 1974 lo define como:

"Un dispositivo auto controlado que permite abrir y cerrar - en forma automática un circuito de corriente alterna con una secuencia de aperturas y cierres deseada seguida de una operación de - cierre o apertura definitiva. Siendo la mayoría de los restauradores fabricados de manera que tengan una apertura definitiva.

Las características de operación por lo general se muestran - como una curva tiempo corriente como las que se muestran en las siguientes figuras para restauradores con bobina serie y sin bobina - serie estas curvas tienen un buen número de variantes y son usadas - normalmente con propósitos de coordinación de protecciones.

Las secuencias de operación normalmente usadas en los restauradores que se aplican para la protección de las redes de distribu-

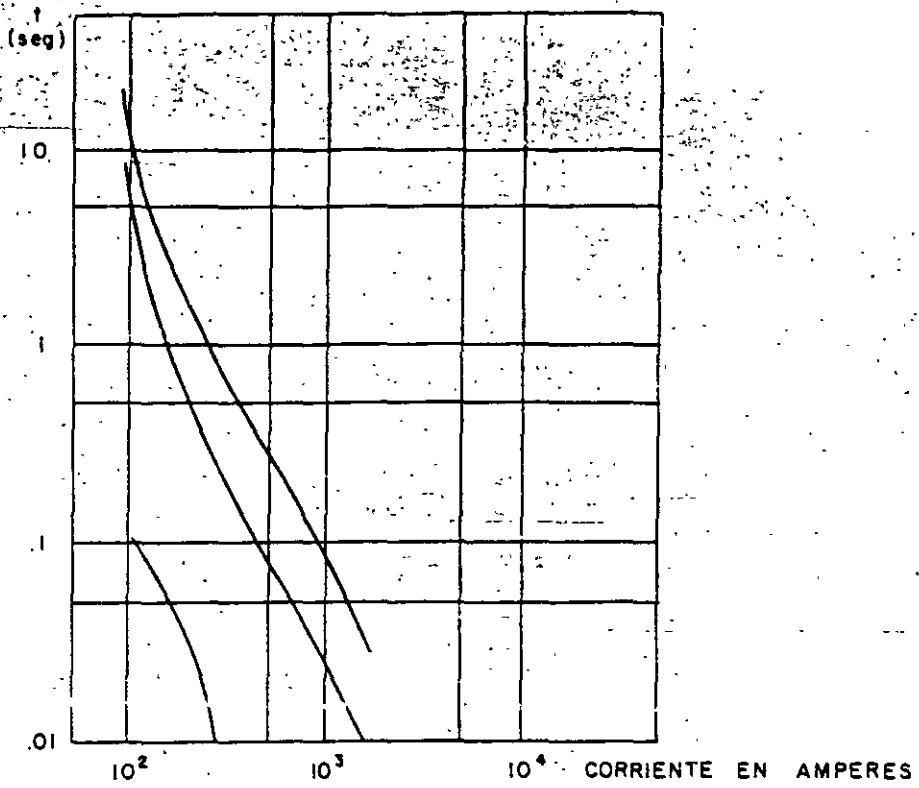
ción caen por lo general dentro de las siguientes:

Tipo de secuencia de maniobra	Característica de la Maniobra
A	2 interrupciones rápidas y 2 con retardo
B	1 interrupción rápida y 3 con retardo.
C	1 interrupción rápida y 2 con retardo.
D	2 interrupciones rápidas y 1 con retardo.

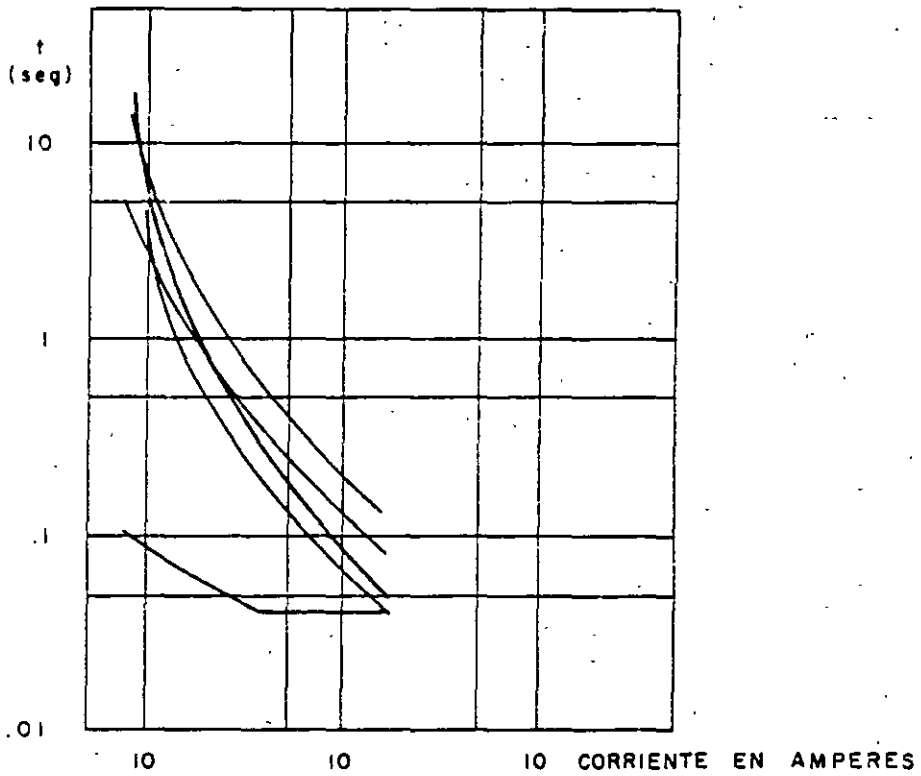
Las características de aplicación en general para estas secuencias de operación se dan a continuación, obteniéndose condiciones semejantes para las que no se indican.

Tipo de secuencia de Maniobra.	Ventajas.	Comentarios sobre la aplicación.
A	El esquema de dos interrupciones rápidas y dos con retardo permite la coordinación con los relevadores que accionan interruptores en aceite y también una buena coordinación con los fusibles.	Con esta secuencia de maniobra se ha observado estadísticamente que interrumpe el 90% de las fallas durante la operación rápida, el 5% a la tercer operación por protección a un fusible y el 5% para apertura definitiva cuando las fallas son permanentes.
B	El esquema de 1 disparo rápido y 3 retardos permite una buena coordinación entre restauradores y fusibles cuando se encuentran en serie.	El 80% de las fallas se interrumpen con la operación rápida del restaurador permitiendo un mayor tiempo de operación del fusible que por lo general fun- de en el primer tiempo.

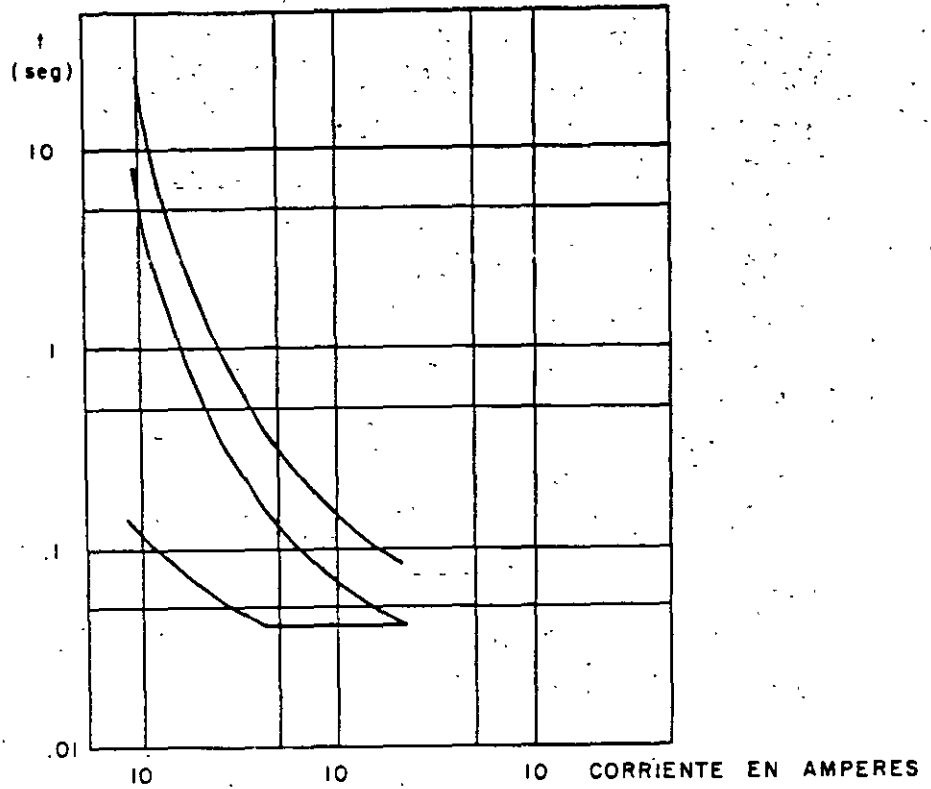
En las siguientes curvas se muestran algunas características tiempo-corriente para restauradores.



CURVA CARACTERISTICA DE UN RESTAURADOR CON BOBINA NO SERIE.



CURVAS DE INTERRUPCION PARA RESTAURADORES CON BOBINA SERIE.



CURVAS TÍPICAS DE INTERRUPCIÓN PARA RESTAURADORES NO SERIE.

8.2.2. - FUSIBLES. - Como se sabe, en cualquier tipo de instalación eléctrica ya sea residencial, industrial o comercial así como en las redes de distribución se requiere protección contra sobrecargas o corto circuito, como se describió en el capítulo 3 una forma de hacerlo es instalando en el circuito un punto débil que responda a las condiciones de exceso de temperatura y esto constituye el principio de funcionamiento del fusible y cuyas funciones en las instalaciones eléctricas es:

- Abrir el circuito eléctrico el cual se encuentra conectado cuando existe una sobrecarga o corto circuito, protegiendo de esta manera a la instalación y al equipo mismo.

- Proporcionar seguridad de funcionamiento al quedar instalado en el circuito eléctrico al cual va a proteger.

De acuerdo con estas funciones los elementos fusibles deben cumplir con los siguientes requerimientos de diseño.

- Limitar los efectos de las sobrecorrientes en las instalaciones eléctricas a un mínimo grado.

- En condiciones normales al no permitir sobrecorrientes en las instalaciones, no permiten sobre calentamientos y consecuentemente prolongan la vida de la instalación.

- Deben satisfacer las condiciones técnicas y económicas que lo justifiquen como elemento de protección.

- Deben operar en periodos de tiempo relativamente cortos

cuando se presenten las sobrecorrientes.

Desde el punto de vista de la velocidad de fusión de un fusible que en realidad da una idea de la rapidéz con que responde el elemento fusible a la magnitud de la sobrecorriente que se presente, se puede definir esta velocidad de fusión como la relación que existe entre la corriente mínima de fusión a 0.1 seg. y la corriente mínima de fusión a 300 ó 600 seg. De acuerdo con esto los elementos (eslabones) fusibles se acostumbra clasificarlos como:

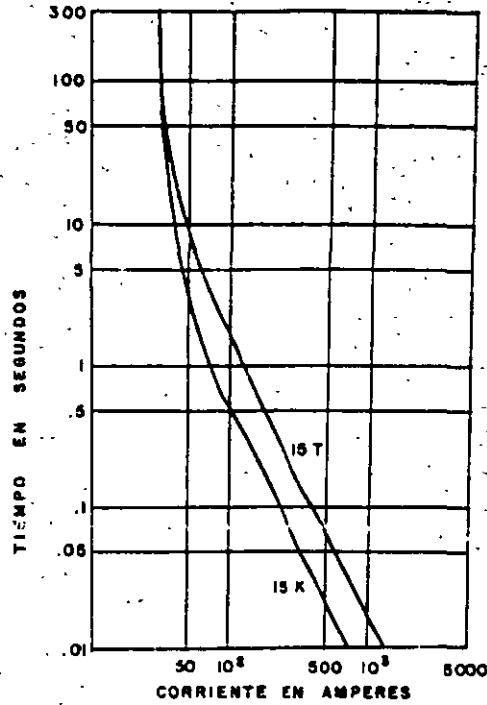
Elemento fusible T. (lento).-

Las características que establecen la diferencia entre un tipo de fusible y otro son su velocidad de fusión y su corriente nominal los llamados eslabones fusibles lentos (T) son aquellos cuya velocidad de fusión se encuentra en el rango de 10 a 13 y su capacidad de conducción de corriente nominal va de 6 hasta 200 A en valor eficaz.

Elemento fusible K (rápido).-

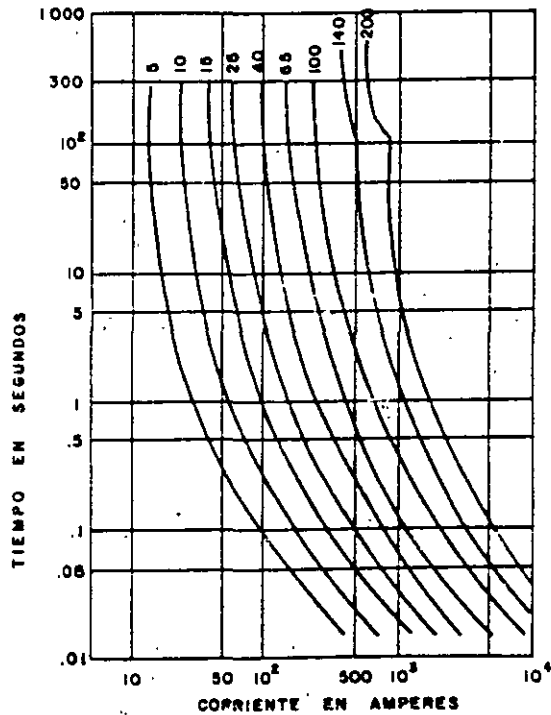
A estos elementos fusibles se les conoce como rápidos por que tienen una velocidad de fusión que va de 6 a 8.1 teniendo una capacidad de conducción de corriente nominal que está comprendida en el rango de 6 a 200 A en valor eficaz. El valor de corriente nominal de un fusible se refiere a valores de corriente eficaz expresada en amperes que conduce el fusible sin que se presente ninguna elevación de temperatura en alguna de las partes que lo constituyen. En la figura siguiente se muestran las diferencias entre la respuesta de los

fusibles tipo K y tipo T

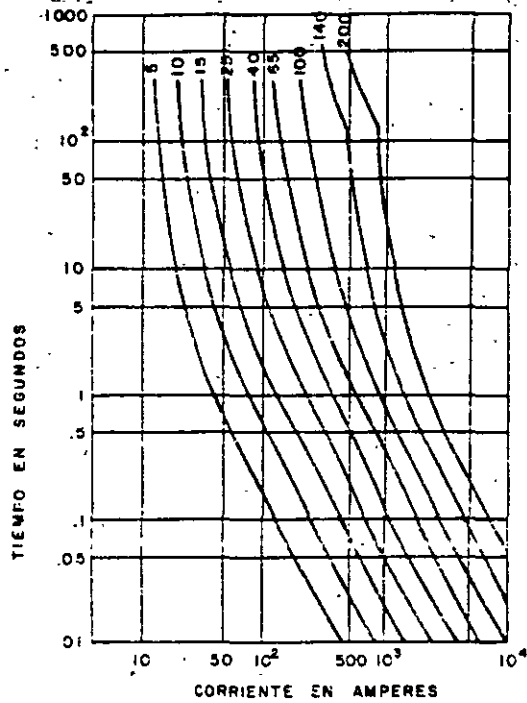


DIFERENCIA DE RESPUESTA PARA FUSIBLES TIPO "K" Y TIPO "T"

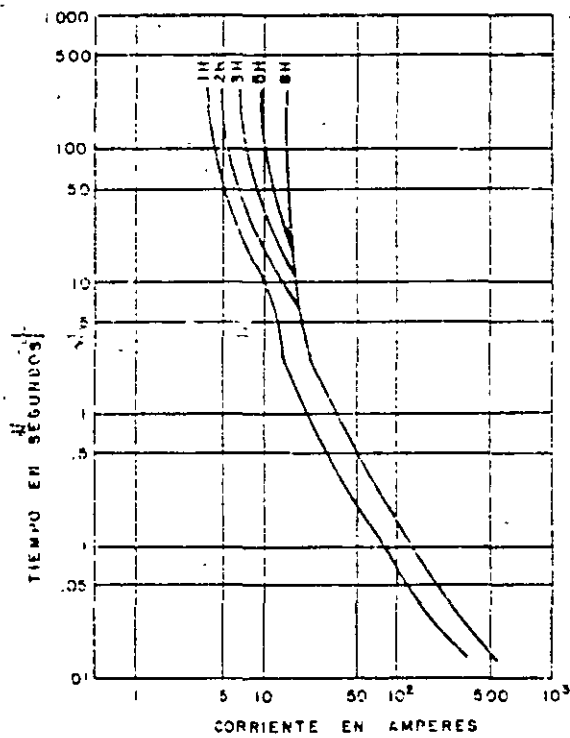
Algunas curvas características de fusibles son las que se muestran a continuación.



CURVAS DE INTERRUPCION TOTAL PARA ESLABON FUSIBLE TIPO K



CURVAS DE FUSION MINIMAS PARA
ESLABON FUSIBLE TIPO "T"



CURVAS DE INTERRUPCION PARA FUSIBLES
DE DOBLE RESPUESTA TIPO "N"

TABLA 8.2

CORRIENTES DE FUSION PARA ELEMENTOS FUSIBLES TIPO "K"

Corriente Nominal del elemento fusible en Amperes.	Corriente de fusión en Amperes					Relación de Velocidad.
	300 - 600 seg.		10 seg.		0.1 seg.	
	min. -	max.	min. -	max.	min. - max.	
6 ⁽¹⁾	12	14.4	13.5	20.5	72 - 86	6
10	19.5	23.4	22.5	34	128 - 154	6.6
15	31	37.2	37	55	215 - 258	6.9
25	50	60	60	90	350 - 420	7.0
40	80	96	98	146	565 - 680	7.1
65	128	153	159	237	918 - 1100	7.2
100	200	240	258	388	1520 - 1820	7.6
140	310	372	430	650	2470 - 2970	8.0
200	480	576	760	1150	3880 - 4650	8.1
8 ⁽²⁾	15	18	18	27	97 - 116	6.5
12	25	30	29.5	44	166 - 199	6.6
20	39	47	48	71	273 - 328	7.0
30	63	76	77.5	115	447 - 546	7.1
50	101	121	126	188	719 - 862	7.1
80	160	192	205	307	1180 - 1420	7.4
1	2	2.4	-	10	- 58	-
2	4	4.8	-	10	- 58	-
3	6	7.2	-	10	- 58	-

(1) Serie preferida

(2) Serie no preferida.

TABLA 8.3
CORRIENTES DE FUSIÓN PARA ELEMENTOS FUSIBLES TIPO "T"

Corriente Nominal del elemento fusible en Amperes.	Corriente de fusión en Amperes						Relación de velocidad.
	300-600 seg.		10 seg.		0.1 seg.		
	min.-	max.	min.-	max.	min.-	max.	
6 ⁽¹⁾	12	14.4	15.3	23	120	144	10
10	19.5	23.4	26.5	40	224	269	11.5
15	31	37.2	44.5	67	388	466	12.5
25	50	60	73.5	109	635	762	12.7
40	80	96	120	178	1040	1240	13
65	128	153	195	291	1650	1975	12.9
100	200	240	319	475	2620	3150	13.1
140	310	372	520	775	4000	4800	12.9
200	480	576	850	1275	6250	7470	13
8 ⁽²⁾	15	18	20.5	31	166	199	11.5
12	25	30	34.5	52	296	355	11.8
20	39	47	57	85	496	595	12.7
30	63	76	93	138	812	975	12.9
50	101	121	152	226	1310	1570	13
80	160	192	248	370	2080	2500	13
1	2	2.4	-	11	-	100	-
2	4	4.8	-	11	-	100	-
3	6	7.2	-	11	-	-	-

(1) Serie preferida.

(2) Serie no preferida.

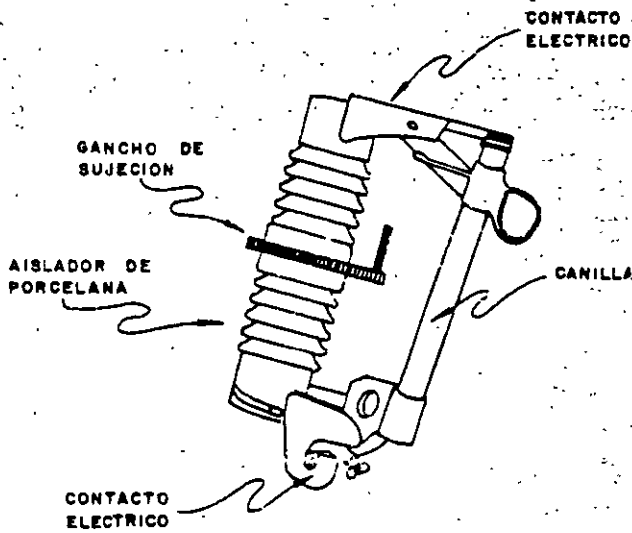
8.2.3.- CORTA CIRCUITOS FUSIBLE.-

Desde el punto de vista del reglamento de obras e instalaciones eléctricas los fusibles que operan con tensiones superiores a 600 volts. son considerados como de alta tensión encontrándose dos formas ó tipos para su aplicación en las redes de distribución aéreas una de estas formas es la que se denomina corta circuitos y la otra los fusibles de potencia.

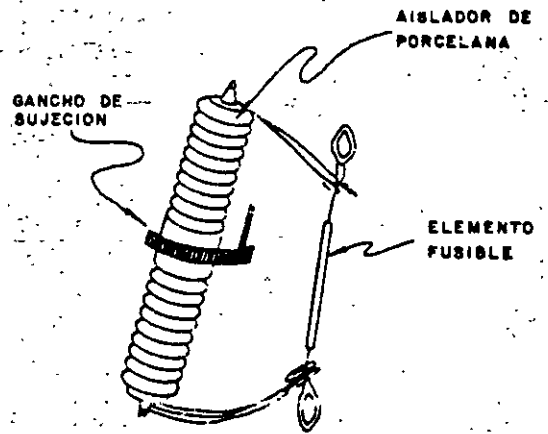
El corta circuitos está diseñado principalmente para ser instalado a la intemperie y está constituido como se indicó en el capítulo 3 por una estructura soporte y el elemento fusible permitiendo:

- Instalarse a la intemperie en instalaciones aéreas generalmente montado en la cruceta de los postes.

- Se instala por lo general en el lado primario de los alimentadores en las redes de distribución aéreas empleándose fusibles tipo expulsión en tubo de fibra y eventualmente con el elemento sin la protección del tubo de fibra (Canilla). El fusible que se encuentra en tubo de fibra se coloca en el interior de la Canilla que tiene contactos eléctricos en ambos extremos como se muestra en la figura.



CORTACIRCUITO CON TUBO DE FIBRA DE VIDRIO



ELEMENTO FUSIBLE ABIERTO

En las tablas siguientes se dan los valores de capacidades nominales de corta circuitos-fusible del llamado tipo abierto.

TABLA 8.4

CAPACIDADES NOMINALES DE CORTA CIRCUITOS-FUSIBLES DEL TIPO ABIERTO.

Características del corta circuito.		Capacidad de Interrupción. KA: VALOR EFICAZ.			
Corriente Nominal A	Tensión Nominal V	5.2 KV	7.8 KV	15 KV	27 KV
100	5.0	3/10	-	-	-
200	5.0	4/12	-	-	-
100	7.5		3/10		
200	7.5		4/12		
100	15			2/8	
200	15			4/10	
100	25				1.2

TABLA 8.5

CAPACIDADES NOMINALES DE CORTACIRCUITOS FUSIBLES DEL TIPO ENCERRADO.

Características del Cortacircuito.		Capacidad de interrupción KA.		
Corriente Nominal A	Tensión Nominal KV	2.6 KV	5.2 KV	7.8 KV
50	5	3/8	2/5	
100	5	5/14	3/10	
200	5	14/20	10/15	
50	7.5			2/4
100	7.5			3/8

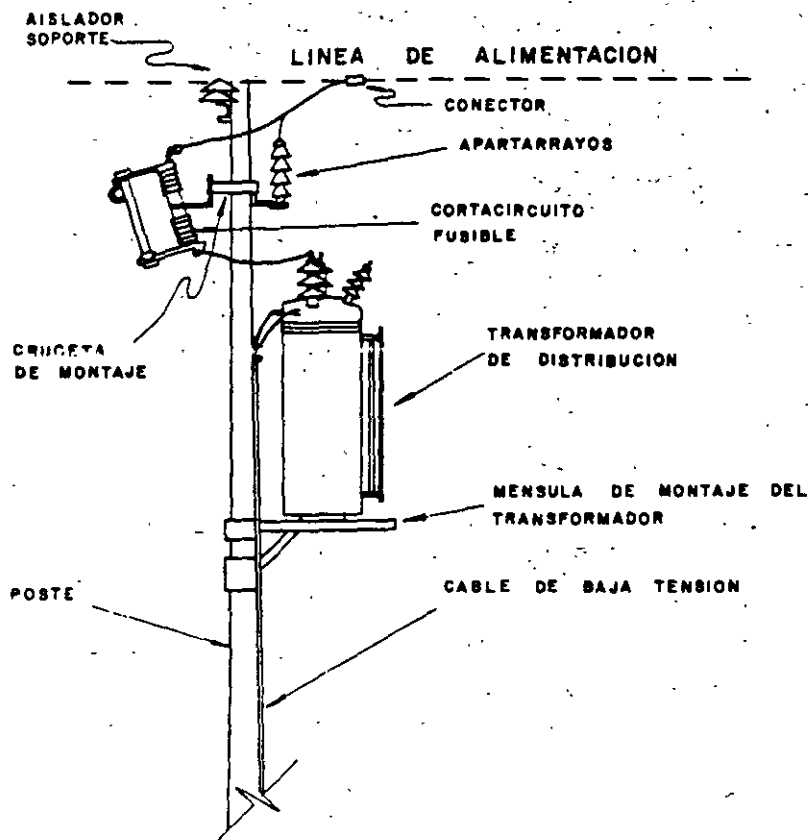
Para cortacircuitos fusibles con elemento fusible universal la serie de números de corriente preferidos es: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140, 200 Amperes.

TABLA 8.6

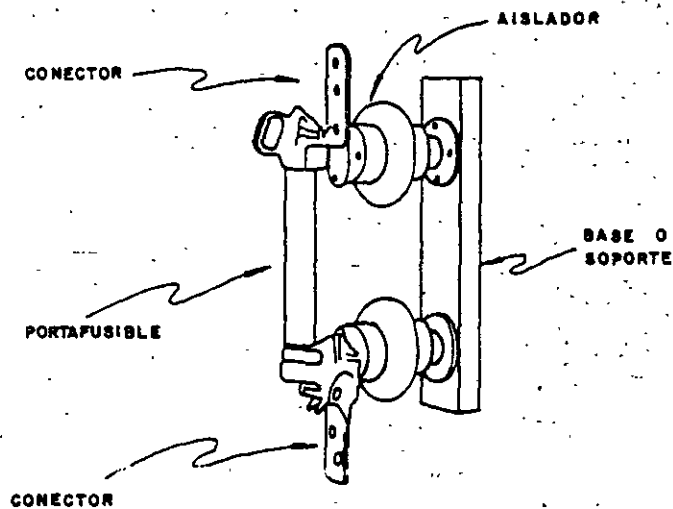
CAPACIDADES NOMINALES DE ELEMENTOS FUSIBLE DESCUBIERTOS PARA CORTACIRCUITOS FUSIBLES NORMALMENTE USADOS EN REDES DE DISTRIBUCION RURAL.

Características del Corta circuitos.		Características del elemento fusible	
Corriente Nominal. A	Tensión Nominal KV	Corriente Nominal A	Capacidad de Interrupción. KA
50	5	1-50	1.2
100	5	1-100	1.2
50	7.5	1-50	1.2
100	7.5	1-100	1.2
50	15	1-50	1.2
100	15	1-100	1.2
50	17	1-50	0.75

En la figura siguiente se indican los principales elementos que intervienen en la selección e instalación de corta circuitos - fusible usados en redes de distribución aéreas.



8.2.4.- FUSIBLES DE POTENCIA. - Los fusibles de potencia constituyen otro de los elementos de protección contra sobrecorrientes en las redes de distribución y su aplicación en cierto modo es semejante a la de los corta circuitos solo que está mas orientada hacia las subestaciones eléctricas convencionales (no tipo poste) pudiendose usar en interiores o a la intemperie está constituido por un soporte, una estructura del fusible y una unidad fusible.



ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN FUSIBLE DE POTENCIA

Para la aplicación se requiere de la determinación de los llamados parámetros de selección que básicamente son los mismos que para los corta circuitos fusible y que básicamente son los siguientes:

- Tensión nominal.
- Tipo de conexión a tierra del sistema a que se conectará el fusible o corta circuitos.
- Relación X/R y valor máximo del corto circuito en el punto de su instalación.
- Corriente de carga.

La serie de valores de corrientes nominales preferidos para fusibles de potencia es:

0.5, 1.0, 2.0, 3.0, 5.0, 7.0, 10.0, 15.0, 20.0, 25.0, 30.0, 40.0, 50.0, 65.0, 80.0, 100.0, 125.0, 150.0, 200.0, 250.0, 300.0 y 400.0.

En la tabla siguiente se dan algunos datos de valores de corrientes de corto circuito para corta circuitos de expulsión y elementos fusible tipo T y K dados por las normas.

TABLA 8.7

VALORES DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PARA CORTA CIRCUITOS DE EXPULSION Y ELEMENTOS FUSIBLE TIPOS T Y K.

TENSION MAXIMA DE DISEÑO. KV	TIPO	CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN AMPERES SIMETRICOS.
5.2	Encerrado	1600 - 12500
7.8	Encerrado	7400 - 8000
7.8	Eslabón abierto	1200
7.8/13.5	Abierto	3600 - 12500
15	Eslabón abierto	1200
15	Abierto	2800 - 10000
15/26	Abierto	2800 - 5600
18	Eslabón abierto	750
27	Abierto	1100 - 8000
38	Abierto	1300 - 5000

8.2.5.- SECCIONADORES

Los seccionadores son elementos que no están diseñados para interrumpir corrientes de corto circuito ya que sirven para abrir circuitos en forma automática después de contar y responder a un número predeterminado de impulsos de corriente de igual a mayor valor que una magnitud previamente determinada, abren cuando el -

circuito principal queda desenergizado, tratándose de la desconexión de cargas se puede hacer en forma manual.

En cierto modo el seccionador permite aislar sectores de la red de distribución llevando un conteo de las operaciones de sobrecorriente del dispositivo de respaldo. Es importante hacer notar que debido a que no interrumpen corrientes de corto circuito, no tienen curva característica tiempo-corriente por lo que no intervienen en la coordinación de protecciones, pudiéndose instalar entre dos dispositivos de protección.

Por su principio de operación el medio aislante de interrupción puede ser aire, aceite o vacío y en cuanto al control se refiere es similar al caso de los restauradores o sea puede ser hidráulico, electromecánico o electrónico.

Por lo general el registro de las sobrecorrientes se efectúa cuando la corriente a través del seccionador cae debajo de un valor de alrededor del 40% de la corriente mínima con que se activa al seccionador.

Los valores típicos para especificación de un seccionador son:

- Tensión máxima de diseño.
- Corriente de conducción.
- Corriente de interrupción.

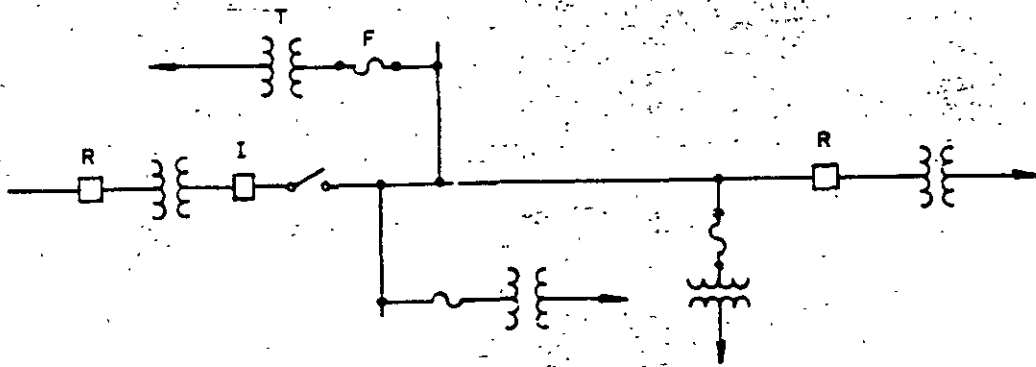
Las características más importantes para seccionadores de línea se dan a continuación.

TABLA 8.8
SECCIONADORES MONOFASICOS

Tensión Nominal en KV.	Tensión Máxima de diseño KV.	Corriente Nominal Amperes.	Capacidad Interruptiva KA
14.4	15	200	440
14.4	15	200	200
14.4	15	200	440
24.9	27	200	-
SECCIONADORES TRIFASICOS			
14.4	15.5	200	440
14.4	15.5	400	880
14.4	15.5	600	1320
34.5	38.0	400	880

8.3.- PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

Los transformadores de distribución instalados en las redes aéreas se pueden proteger contra sobrecorrientes en distintas formas dependiendo de factores diversos tales como: Tipo de conexión de la red (radial ó en malla), importancia de la carga o de su localización dentro de la red así como del criterio de la coordinación de las protecciones. Un esquema típico de los elementos en la red eléctrica es el que se muestra a continuación.



T - Transformador

R - Restaurador

I - Interruptor

F - Corta circuito fusible.

Por lo general los elementos de protección contra sobrecorriente en los transformadores de distribución se encuentran localizados en el lado de alta tensión por lo que cuando ocurren fallas en el secundario del transformador (a cierta distancia del devanado de bajo voltaje) debido a la impedancia propia del transformador y a la del cable, la protección del primario no detecta la falla como tal, mas bien la ve como una sobrecarga y esto hace que un buen porcentaje de los transformadores de distribución dañados tengan como origen de la falla la presencia de corto circuito en el secundario y en ciertos casos haga necesaria la aplicación de dispositivos de protección contra sobrecorriente en este devanado.

En la protección de transformadores que operan en las redes de distribución aéreas, es necesario considerar que con cierta fre-

cuencia estarán sometidos a sobrecargas y una pregunta que surge es que tanto se puede sobrecargar un transformador de distribución durante su operación considerando la diversidad de condiciones de carga a que se encuentran sometidos dependiendo del número de usuarios.

Como se estudió en el Capítulo 1 la capacidad de disipación del calor de una máquina eléctrica es la capacidad de sobrecarga que puede tener en el caso particular de los transformadores de distribución se puede tomar como referencia la norma ANSI 57.92 que se refiere a la "Guía para carga de transformadores sumergidos en aceite" y que da en la tabla siguiente algunos valores de carga de corto tiempo permisibles para la protección por sobrecorriente.

TABLA 8.9
SOBRECARGA PERMISIBLE EN TRANSFORMADORES

Periodo de tiempo	Número de veces la corriente nominal del transformador (sobrecarga)
2 seg.	25.0
10 seg.	11.3
30 seg.	6.7
60 seg.	4.75
5 min.	3.0
30 min.	2.0

Los transformadores de distribución también tienen una capacidad de conducción de corrientes de corto circuito durante lapsos

de tiempo cortos y dependiendo también del valor de su impedancia, -
 estos valores de corriente y su relación con la impedancia se en-
 cuentran normalizados en la norma ANSI C57.12.10 para transformado-
 res con tensiones iguales o inferiores a 13.8 KV. y se dan en la ta-
 bla siguiente:

TABLA 8.10
 CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

Periodo de Tiempo en segundos	Número de veces la corriente de carga nominal.	Impedancia en por ciento.
2	25	Menor o igual a 4
5	14.5	7

8.4.- PROTECCION DE BANCOS DE CONDENSADORES.

Como se sabe es bastante común que en algunas redes de distri-
 bución aéreas se usen capacitores con propósitos de regulación de
 voltaje y de corrección de factor de potencia, razón por la que es ne-
 cesario que en forma semejante a los transformadores se protejan con-
 venientemente a los bancos de condensadores para evitar fallas inter-
 nas que pueden tener su origen en otras pero que al final de cuentas
 producen un efecto negativo en la operación de la red misma.

Como política de operación y los mismos fabricantes de capaci-
 tores recomiendan que en las redes de distribución se pueden operar
 a máxima carga y una sobre capacitancia máxima de 115% sin tener pro-
 blema y en permitir una sobretensión del 110% y por esto el factor -

combinado es del 25%, lo que permitirá ofrecer un mejor servicio siendo el factor del 25% el que resulta satisfactorio.

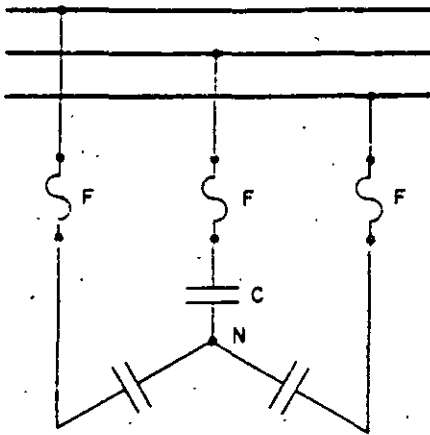
Además de la protección de los bancos de condensadores contra sobrecorrientes por corto circuito o sobrecargas es necesario considerar que no puede iniciar su operación en cualquier forma, ya que también se presentan las corrientes de inserción inicial. Con una corta duración y de respuesta senoidal como se estudió en el Capítulo ó correspondiente a la protección de transformadores y que en este caso depende del tamaño del capacitor y de otros factores como la corriente inicial de inserción que produce una respuesta senoidal amortiguada de alta frecuencia cuyas características dependen del tamaño e impedancia de fuente del capacitor.

Cuando ocurre un corto circuito y se presenta una corriente de falla en el banco de condensadores expresado como un valor I^2t mayor que la corriente de inserción. Expresando el resultado de las corrientes similares en casos parecidos para cada zona.

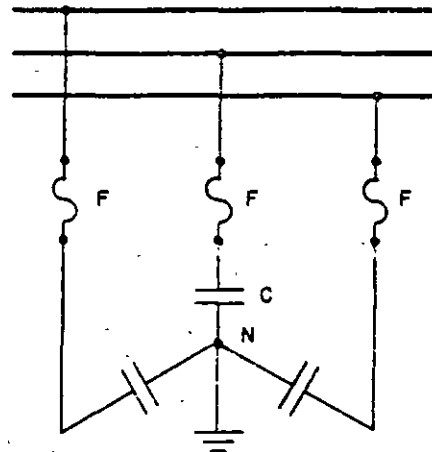
Debido a que los condensadores se encuentran contruidos por medio de grupos de paquetes que están conectados en paralelo de manera que cuando una falla ocurre en un paquete, tiende a propagarse y la corriente del capacitor se incrementa causando la mayoría de las veces una sobrecorriente aumentando también la tensión de los paquetes no fallados pudiéndose presentar la ruptura dieléctrica del capacitor al tanque del banco. Esta ruptura es la que constituye la base de la protección y se maneja probabilísticamente por medio de la curva "conocida como de probabilidad de ruptura a tanque".

En cuanto a la conexión los bancos de condensadores en redes -

de distribución aéreas, generalmente es auxiliar valioso su conocimiento para la protección, estando conectados estos bancos en general en delta o en estrella como se indica en las figuras siguientes:

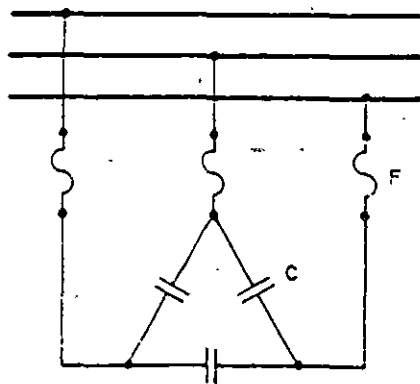


CONEXION ESTRELLA CON
NEUTRO FLOTANTE



CONEXION ESTRELLA CON
NEUTRO SOLIDO A TIERRA

F = FUSIBLE
C = CAPACITOR



CONEXION EN DELTA

cuando un banco de condensadores está conectado en estrella con el neutro flotante, la corriente de falla se limita a tres veces la corriente de línea normal pudiéndose seleccionar de esta forma corrientes de menor capacidad.

Cuando el capacitor fallado se encuentra instalado en el circuito se corre el neutro y se produce en el circuito una tensión incrementada del 173% de la nominal del banco.

Los valores recomendados de corrientes permisibles usados para fusibles de protección a bancos de condensadores en redes de distribución aéreas se dan en la table siguiente:

TABLA 8.11
DATOS DE PROTECCION A GRUPOS DE CAPACITORES DE 12.5 KV.

Capacidad del banco en KVAR	Combinación usual por fase en KVAR	Corriente Nominal en amperes	Capacidad del fusible en amperes
1200	4 de 100, 2 de 200	55.7	80
900	3 de 100, 2 de 150	41.6	65
600	2 de 100, 1 de 200	27.8	50
300	1 de 100	13.9	25

Una recomendación de tipo general llevada a la práctica es la de permitir que el fusible de protección opere en un periodo de 5 minutos al 95% de la corriente de falla mínima que pueda provocar la fusión del fusible.

Bibliografía General

- 1.- *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, 4th Edition, Westinghouse Electric Corporation.
- 2.- *IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics terms*, 1976 Edition.
- 3.- *Elements of Power System Analysis*. W.D. Stevenson 3rd Edition, 1978 Mc Graw Hill.
- 4.- *Protective Relaying*, A Silent Sentinel publication of Westinghouse Electric Corporation, 1978.
- 5.- *The Art and Science of Protective Relaying* C.R. Mason, 1956, John Wiley and Sons.
- 6.- *Protective Relays* A.R. Van C. Varrington, Vol. I. 1962, John Wiley and Sons, Vol. 2 2nd Edition 1974, Chapman and Hall, London.
- 7.- *IEEE Standard For Relay and relay Systems Associated With Electric Power apparatus*, IEEE std 313-1971.
- 8.- *Analysis of Faulted Power Systems*, P.H. Anderson. Iowa state University Press.
- 9.- *The application of Relaying on a EtIV System*, H. J. Sutton, IEEE, trans on PAS Vol. 86, 1967.
- 10.- *Local Back up Relaying protection*, IEEE committee Report, IEEE, PAS Vol. 89 1970.
- 11.- *Application of Under frequency Relays for automatic load shedding*, H.E. Lokay and V. Burtnyk, IEEE trans on PAS Vol. 87, 1968.
- 12.- *Protección de sistemas eléctricos contra sobre intensidades*, José Ramírez Vázquez. Monografías CEAC de electricidad 1974.
- 13.- *Protección de sistemas de potencia e interruptores* B. Ravindranat, M. Chander, Ed. Limusa 1980.

- 14.- Protezione e automazione nelle reti elettriche Claudio Lanzi,
ETAS LIBRI , 1975.
- 15.- Requirements for Instrument transformers, ANSI C57.13 1968.
- 16.- Elementos de diseño de Subestaciones eléctricas, G.Enríquez Harper.
Ed. Limusa, 1980.
- 17.- Protective Relay Application Guide, The English Electric Company
Limited, Stanfórd 1968.
- 18.- Circuit Breakers, Physical and Engineering Problems part I. IEEE,
Spectrum, July 1970. Rieder W.
- 19.- Circuit Breakers: Physical and Engineering Problems, Part III, Rieder
IEEE, Spectrum September 1970.
- 20.- Power System Protection; Lectures Notes of the Course on Power Systems
Modelling, The University of Texas at Arlington, 1978.
- 21.- Power System Analysis, Charles Gross. John Wiley and Sons, 1979.
- 22.- IEEE Recommend Practice For Protection and coordination of Industrial
and Commercial Power Systems, Wiley-Interscience, New York 1975.
- 23.- Weedy, B. M. Electric Power Systems, 2nd Edition John Wiley and
Sons Ltd, London 1972.
- 24.- Impianti elettrici, VI edizione, editoriale Delfino, Antonio Bossi-
Ezio Sesto, Milano 1976.
- 25.- Barbagelata A. Depol Macchine e Apparecchi Elettrici. Ed. Tamburini,
Milano.
- 26.- Falsetti N. Trasmissione e Distribuzione Dell'Energia Elettrica, Ed.
Patron, Bologna.
- 27.- Contessini F. Impianti idroelettrici, Ed. Tamburini, Milano.

Protective Relaying

PRINCIPLES AND APPLICATIONS

J. Lewis Blackburn

Bothell, Washington

Library of Congress Cataloging-in-Publication Data

Blackburn, J. Lewis.
Protective relaying.

(Electrical engineering and electronics ; 37)

Includes bibliographies and index.

1. Protective relays. I. Title. II. Series.

TK2861.B59 1987 621.31'7; 86-32869

ISBN 0-8247-7445-0

Copyright © 1987 by MARCEL DEKKER, INC. All Rights Reserved

Neither this book nor any part may be reproduced or transmitted in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying, microfilming, and recording, or by any information storage and retrieval system, without permission in writing from the publisher.

MARCEL DEKKER, INC.

270 Madison Avenue, New York, New York 10016

Current printing (last digit):

10 9 8 7 6 5 4 3

PRINTED IN THE UNITED STATES OF AMERICA

12.2 TECHNIQUES APPLICABLE FOR LINE PROTECTION

The protection available for line protection includes:

1. Nondirectional instantaneous overcurrent
2. Nondirectional inverse-time overcurrent
3. Directional instantaneous overcurrent
4. Directional inverse-time overcurrent
5. Current balance
6. Directional distance — instantaneous and/or step or inverse time
7. Pilot with a communication channel between terminals

All of these are utilized individually or in various combinations for both phase and ground protection of lines. Several of these relay types have been discussed briefly in Chapter 6 and their application are covered in the present chapter. The current-balance type compares the currents in parallel lines to detect an unbalance resulting from a fault in one line. It is not in general use in the United States. The reasons are that it is not applicable to single lines; must be disabled for single-line operation; requires interconnections between the controls for the two lines, which is not desirable for operation and testing; and can experience difficulties for a fault involving both paralleled lines.

12.3 FUNDAMENTALS OF PROTECTION COORDINATION

Except where differential protection (7, for lines) is used, the protection for the lines will extend into adjacent lines and equipment (buses, transformers, motors, etc.) Similarly, equipment protection overlaps into the lines. As a result, the settings must assure that the protection does not operate for faults in this overlapping (backup) area until the primary relays assigned to that area have had the opportunity to clear the fault. This process of setting is called coordination or selectivity.

Both phase-fault and ground-fault relays must be selectively set or coordinated. The process is basically the same for both. Phase relays are set using three-phase fault data and maximum short-time load or transient inrush. Ground relays are set using single-phase-to-ground fault data and the maximum zero-sequence load unbalance.

At the distribution-utilization levels, fuses are used and must be included in the coordination process. Fuses are often associated with equipment protection as well as for line protection. Fuses provide both phase- and ground-fault protection, but they receive only the phase

or line currents; while ground relays operate on $3I_0$ currents. Fortunately, fuses generally are applied only to radial or feeder circuits, where the line current equals the $3I_0$ current (i.e., for a phase-a-to-ground fault, $I_a = 3I_0$). This is not true for loop circuits, where the faulted phase current and the $3I_0$ current can be quite different. This is discussed and illustrated in Chapter 4 (see Fig. 4.25 for an example).

As a result, the coordination of relays and fuses, even on feeder circuits, can be difficult or impossible where the ground relays are set more sensitively. This is normal where only ground relays without fuses are coordinated. Thus with fuses, the situation often requires raising the ground relay setting to that essentially equivalent to the phase relays. This suggests the elimination of separate ground relays, since little to no increased sensitivity can be obtained. This is not recommended, as the absence of separate ground relays, commonly used, can suggest inadequate protection in liability cases.

The protection problem was introduced in Chapter 6. Applying this to line protection, Fig. 12.1 is an extension of Fig. 6.4 and shows the fault data required with typical time coordination curves. The objective is to set the protection to operate as fast as possible for faults in the primary zone, yet delay sufficiently for faults in the backup area. This requires setting well below the minimum fault current for which they should operate, but not operate on all normal and tolerable conditions. In some cases these requirements provide very narrow margins or no margin. This is especially true where there is a large variation in fault current magnitude with system operation. Fault currents can be high at peak-load periods with all the generation and lines in service, but quite low as equipment is removed during the light-load periods. Where this is significant, the fault study should document the extremes. Where coordination is not possible, either a compromise must be made or pilot protection applied. The latter area is discussed later.

Thus coordination is often a "cut and try" process. For radial lines and feeders, the coordination is done conveniently by overlaying time-current characteristics drawn on transparent log-log paper and shifting them until the objectives are obtained. This was the method used earlier for transformer protection (Figs. 9.18, 9.20, and 9.21). In these applications the currents in the several protective devices is the same or a fixed difference, as for the currents through wye-delta transformer banks.

In loop systems with multiple fault current sources, the current in the relays being coordinated will be different for the fault, so that the curve overlay method can become difficult. A coordination chart or table is then suggested. A later example will amplify this.

With fault current flowing in both directions through the relays, all time-overcurrent relays should be directional. This limits their operation, and hence coordination, only to fault current flowing in the "trip direction," which normally is into the line being protected.

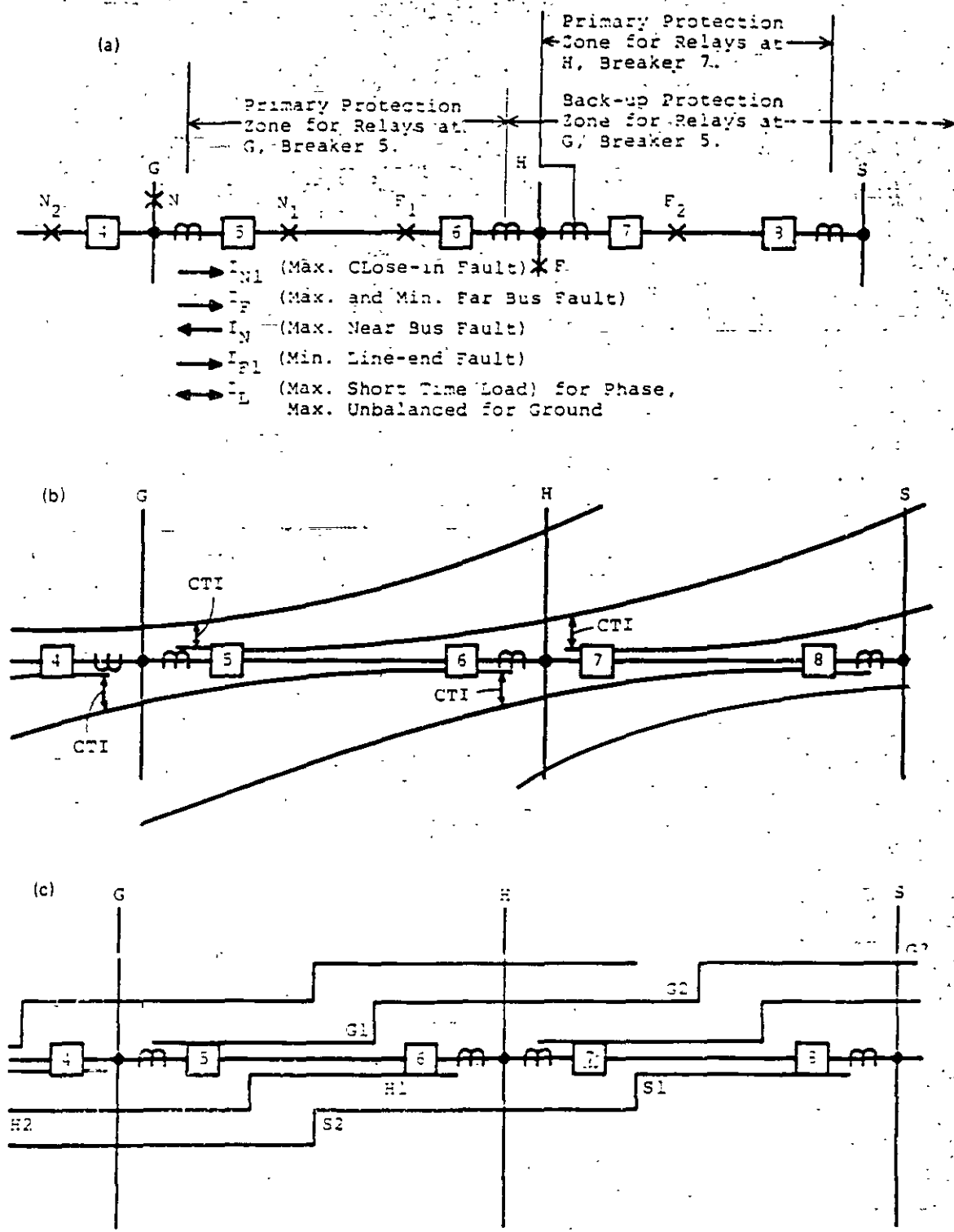


Fig. 12.1 Fault data requirements and typical time coordination settings: (a) the key currents for setting relays at G breaker 5 to protect line GH; (b) coordination with instantaneous overcurrent and fixed time; (c) coordination with instantaneous overcurrent and fixed time.

12.4 GENERAL SETTING AND COORDINATION CRITERIA

The basic requirements and limits for overcurrent relays and/or fuses can be defined as follows:

12.4.1 Phase Overcurrent Relay Current Setting

For lines there is rarely a thermal limit as there was for transformers. The minimum operating current (relay pickup) must be set so that operation will not occur on the largest transient or short-time current that can be tolerated by the system. The key factors to be considered are:

1. Short-time maximum load (I_{STM}). This is the current that the circuit may be required to carry during emergencies or unusual operating conditions for intervals which can be from about 1 hour up. Practically, it is often the maximum capability of the transformer or maximum limit of the load.
2. Magnetizing inrush of the transformers supplied by the circuit. Where overcurrent type relays are applied, the inrush often is not too severe and/or decays rapidly because of the appreciable amount of resistance in the circuit.
3. Cold load is a short-time increase in load current that occurs when a distribution feeder is reenergized after an outage. Normal feeder load is based on diversity, since not all customers require maximum load at the same time. After an outage this diversity is lost momentarily as all of the load is energized at the same time. The amount and duration is quite variable, depending on the circuit and the length of the outage, so experience history is usually necessary to document this.

A phase overcurrent relay pickup of 1.25 to 1.5 times the maximum short-time load or greater will be required to avoid operation on short-time transients with inverse relay characteristics. The lower multiples can be used with the extremely or very inverse types, as the operating times are very long just above pickup. The transient overcurrents may energize the relays but subside below relay pickup before the operating time is reached. Generally, the extremely inverse characteristics more nearly match the fuse characteristics and motor starting curves, so are preferable for protection in the load areas. Moving back toward the source, the less inverse types are applicable.

12.4.2 Ground Overcurrent Relay Current Setting

The minimum operating current (pickup) must be set above the maximum zero-sequence current unbalance that may exist and can be

tolerated by the system. This unbalance usually is the result of unequal loading of single-phase taps between the three phases. Monitoring the unbalance and changing taps are used to keep the unbalance minimum. With this, and except for problems in coordinating with fuses, ground relays can be set much lower than the phase relays for increased fault sensitivity.

Typically, 0.5- and 1.0-A taps are used where the unbalance is low, especially at the higher voltage levels.

12.4.3 Fuses

The continuous rated current of the fuse must be equal to or greater than the maximum short time load that will pass through it. Also, the symmetrical interrupting rating of the fuse should be equal to or greater than the maximum fault current. Attention must be given to system voltage and insulation level and the system X/R ratio. Fuses operate in a time-current band between maximum clearing times and minimum melt (or damage) times. The difference is the arcing time within the fuse.

The minimum melt time is important when the fuse backs up or overreaches other devices. The latter devices must clear the fault before thermal damage can occur to the fuse, as is indicated by the minimum melt time.

12.4.4 Automatic Circuit Reclosers

Commonly known as reclosers, these are a type of circuit interrupters with self-contained controls to sense overcurrent and open on faults either instantaneously or with time delay. They can be programmed to initiate automatic reenergization of the circuit (reclosing) at variable intervals if the fault persists and eventually lock out. They are used frequently in distribution systems, as their cost is less than that of conventional circuit breakers and separate relays. The setting criteria for these devices is similar to those outlined for fuses.

12.4.5 Coordinating Time Interval

The coordinating time interval (CTI) is the time interval between the primary and remote backup protective devices. It is illustrated in Fig. 12.1. For example, it represents the delay required for the relays at breaker 5, station G, to permit breaker 7 relays at station H to clear faults in line HS, such as fault F_2 . It consists of:

1. Breaker fault interruption or clearing time, typically two to eight cycles (0.33 to 0.133 s).
2. Relay overtravel (impulse) time. The energy stored in the electro-mechanical induction disk or solid-state circuitry will continue

operation after the initiating energy is removed. Typically, this is not more than 0.03 to 0.06 s for electromechanical units, less but not zero for solid-state units.

3. Safety margin for errors or differences in equipment operating time, fault current magnitudes, CT ratios, and so on.

CTI values frequently used in relay coordination range between 0.2 to 0.5 s, depending on the degree of confidence or the conservatism of the protection engineer.

12.5 EXAMPLE: COORDINATION FOR A RADIAL DISTRIBUTION FEEDER

A typical 13-kV feeder of several fed from a 115-kV power system through a 15/20/25-MVA transformer is shown in Fig. 12.2. There are four load taps protected by fuses. Three taps have an automatic circuit recloser ahead of them which is set to operate and reclose for faults to and beyond the three fuses on the right. The sequence can be one or more instantaneous trips and reclosures to clear temporary faults and restore service. If the fault persists, the fuses will clear when the fault is to their right (downstream), or the recloser on timed trip will clear faults downstream to the fuse location. Approximately 80 to 95% of the faults on open-wire circuits of this type are temporary and can be cleared by momentarily deenergizing the circuit. They are usually caused by tree contact from wind or are lightning induced. Thus tripping-reclosing cycles provide a high service continuity for these type faults, which is highly desirable for the customers of power. Reclosing can provide a potential liability where the circuit is physically contacted by people, such as downed lines at or near ground level. The particular sequence is a judgment based on many local factors and experience.

Separate overcurrent phase and ground relays are applied at the feeder breaker. These may or may not use reclosing relays coordinated with the downstream devices. One practice is to set an instantaneous unit to overreach the first fused tap with reclosing, after which the operation of the instantaneous unit is locked out. This permits the fuse or timed units to clear the permanent faults.

For this example, coordination only will be covered. The maximum load for 25-MVA tap is

$$\frac{25,000}{\sqrt{3} \times 115} = 125.5 \text{ A at } 115 \text{ kV}$$

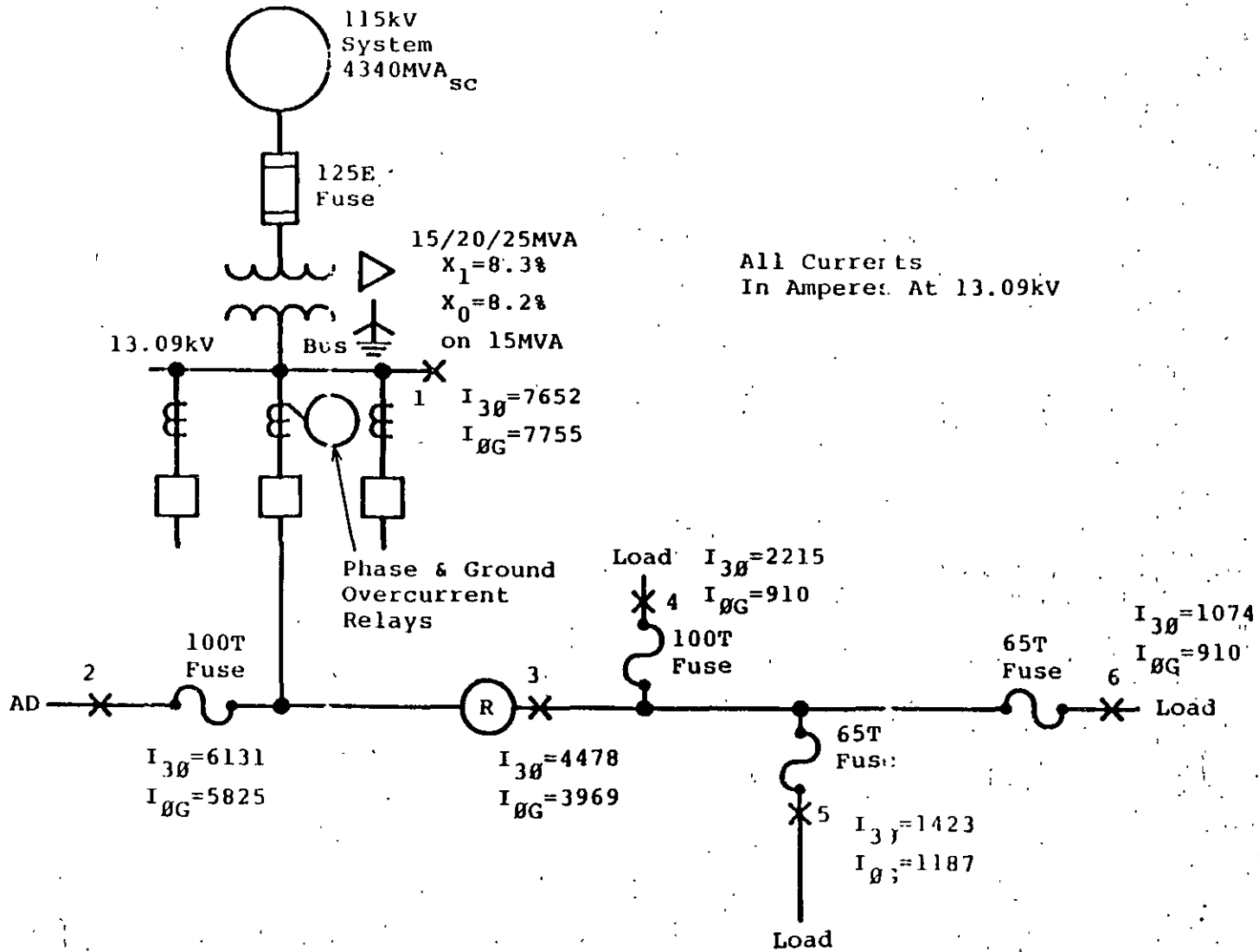


Fig. 12.2 Typical distribution feeder serving multiple load centers

A 125E fuse was selected for the transformer bank primary. Its operating time at around 250 A is 600-s, which should override cold load and magnetizing inrush transients.

The characteristics are plotted on log-log fuse coordinate paper, as shown in Fig. 12.3. The abscissa is amperes at 13 kV, so the 125E fuse in the 115-kV circuit is plotted at $115/13.09 = 8.79$ times the manufacturer's curves. Thus the 600-s minimum melt current of 250 A becomes $250 \times 8.79 = 2196$ A for balanced currents. The dotted minimum melt curve shown to the left reflects the effect of load current preheating the fuse.

Whereas phase-to-phase faults on the 13-kV side are 0.866 of the three-phase fault value, as shown in Fig. 9.19, the current in one phase on the primary is the same as the three phase fault value. However, the primary fuse sees only 0.577 of the secondary one per unit current for 13-kV phase-to-ground faults (Fig. 9.19). The dotted curve to the right is the primary fuse minimum melt characteristic for secondary ground faults. For the 600-s operating time, $2196 \times \sqrt{3} = 3804$ A is equivalent to 2196 A for a phase-to-ground fault.

The transformer through-fault overcurrent limit curve is plotted as shown. This area is discussed in Chapter 9. As shown, the transformer is protected satisfactorily against thermal damage.

The 65T and 100T fuses selected on the basis of the loads served from the taps are shown plotted on Fig. 12.3 from manufacturers' curves. The left curve is minimum melt, the right maximum clearing.

The maximum load through the recloser is 230 A. A recloser was selected with a minimum trip rating of 560 A phase, slightly more than twice the load needed to override cold load with a safety factor. The ground unit is set at 280 A by choice. The time characteristics for both units are plotted for the timed and the instantaneous operations from the manufacturers' data.

The maximum load through the breaker and relays at the 13-kV bus is 330 A. Thus the CT ratio of 400:5 will give a secondary current of $330 \times 5 = 4.13$ A.

Extremely inverse time-overcurrent relays provide good coordination with the fuses and the recloser. Selecting tap 9 provides a phase relay pickup of $9 \times 80 = 720$ A, just over twice the maximum load needed to override cold load. The ground relay is set on tap 4 by choice. This provides a primary 13-kV pickup of $4 \times 80 = 320$ A. Time dial 2 for the phase relays and dial 1 for the ground relay provides a CTI of at least 0.2 s above the recloser. This is satisfactory where the recloser time curves include fault interruption time. The fault currents in fig. 12.2 and 12.3 represent the maximum values. If these values are less as a result of system operating changes or from fault impedance, it is seen that coordination still exists.

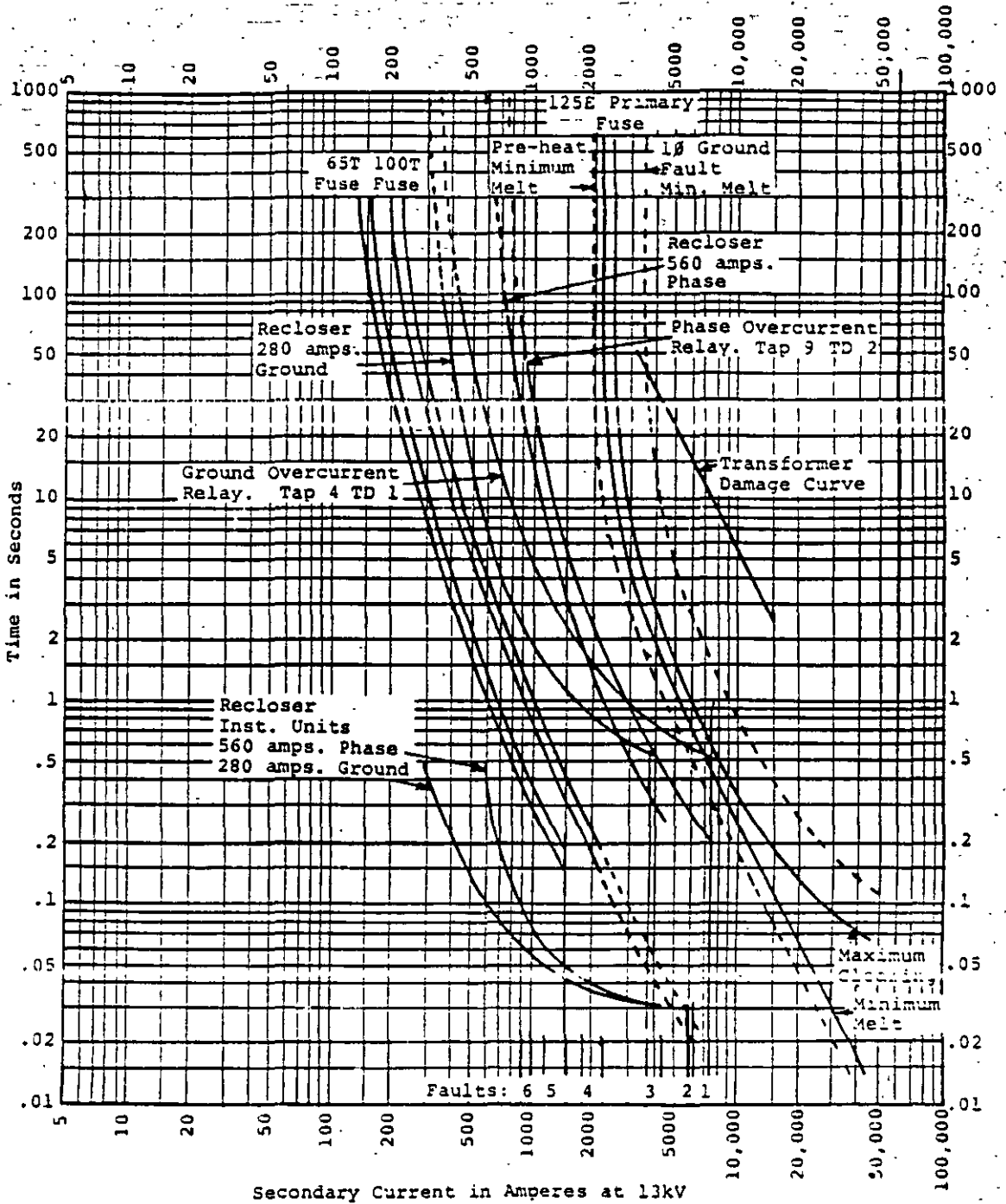


Fig. 12.3 Typical time coordination curves for the distribution system feeder of Fig. 12.2.

12.6 INSTANTANEOUS OVERCURRENT UNIT APPLICATION

Instantaneous overcurrent (IT) units operate with no intentional time delay and generally on the order of 0.015 to 0.05 s. This requires that they be set not to overreach any other protective device. An exception is for "fuse saving," such as discussed for the recloser in the preceding example. At the breaker of Fig. 12.2 feeder, IT units might be used overreaching the first 100T fuse tap with a fast reclose of the breaker to restore service on the feeder for transient faults on the load tap and the feeder circuit up to the recloser. Then the IT units are locked out so that if the fault is permanent, it is cleared by either the fuses or the time-overcurrent relay units. If the instantaneous trip first reclose is successful (transient fault cleared), the reset of the relays and recloser restores the instantaneous unit for the next fault occurrence. A recent industry survey by the IEEE showed that 81% use this for phase faults and 61% for ground faults.

The fundamental principles for setting the instantaneous units with reference to Fig. 12.1, breaker 5 at bus G, are:

1. Set at $kI_{Far.Bus Max}$ ($I_F Max$ in the figure). If there is a tap or a recloser before the far bus, use the maximum current at that device or point. k typically is 1.1 to 1.3. The value depends on the responses of the IT unit to a possible fully offset current and the degree of conservatism of the protection engineer.
2. If this setting value current is greater than the maximum near-bus fault (I_N in Fig. 12.1), a nondirectional instantaneous unit can be used.
3. If this setting value current is less than the maximum near-bus fault (I_N in Fig. 12.1), a directional instantaneous overcurrent unit is required, or the IT setting must be increased to avoid operation with a nondirectional type.

For the example of Fig. 12.2, a nondirectional instantaneous trip unit could be used at the feeder breaker. Using $k = 1.2$, a setting of 7357 for the phase type and 6990 A for a ground type would be required for setting not to operate for fault 2, or with fuse saving, a setting of 5374 A, phase unit; 4763 A, ground units not to operate for fault 3. The coverage of the IT units might be considered quite limited, especially if a lower fault current level can exist for some operating conditions. Generally, these IT units are relatively inexpensive and are recommended even if the coverage is limited or may not exist for light faults. At least they provide fast operation for the large current close-in faults.



the loop for three-phase faults. Typical settings will be made for the phase relays. Setting ground relays for the system is similar using phase-to-ground fault data and relay pickup values, as outlined earlier. In general, these taps will be one half or less of the phase relay taps for most systems.

The directional time-overcurrent relays are applied at breakers 1, 3, 4, 6, 8, 9, and 10, with each directional unit "looking into the line" or operating when current is flowing into the line section. Around the loop clockwise:

Relays at 3 must coordinate with relays at 5 and 8,
 Relays at 8 must coordinate with relays at 10 and 12,
 Relays at 10 must coordinate with relays at 1, 2, and 3.

Around the loop counterclockwise:

Relays at 4 must coordinate with relays at 9 and 12,
 Relays at 9 must coordinate with relays at 5 and 6,
 Relays at 6 must coordinate with relays at 1, 2, and 4.

Thus it is seen that the loops are not completely independent. The settings in both are dependent on the settings of the relays on other circuits (and loops) from the several buses. In the example these other circuits are the relays at breakers 1, 2, 5, and 12 and the generators at buses J and L. In setting relays around the loop, the first step is to determine the settings and operating times for these relays. To simplify the example, assume that the settings for these are:

Phase relays breaker 1: Pilot relays used on this short line with operating time not exceeding 0.06 s.

Phase relays breaker 5: Maximum operating time for fault 26 on the line is 0.24 s.

Phase relays breaker 12: Maximum operating time for fault 37 on the line is 0.18 s.

Phase relays breaker 2: Maximum operating time for fault 12 on the line is 0.21 s.

In setting relays around a loop, a good general rule is to attempt to set each relay to operate in less than 0.20 s for the close-in fault and at least 0.20 plus the CTI interval for the far-bus fault. Where the relays protecting the lines extending from the remote bus have operating times greater than 0.20 s, the setting should be that maximum time plus the CTI interval. For this example, a CTI of 0.30 s will be used.

The relay coordination information for setting the relays around the loop in the clockwise direction, starting arbitrarily at breaker 3;

(a)
Bu

(b)

Bus

(c)

Bus

37

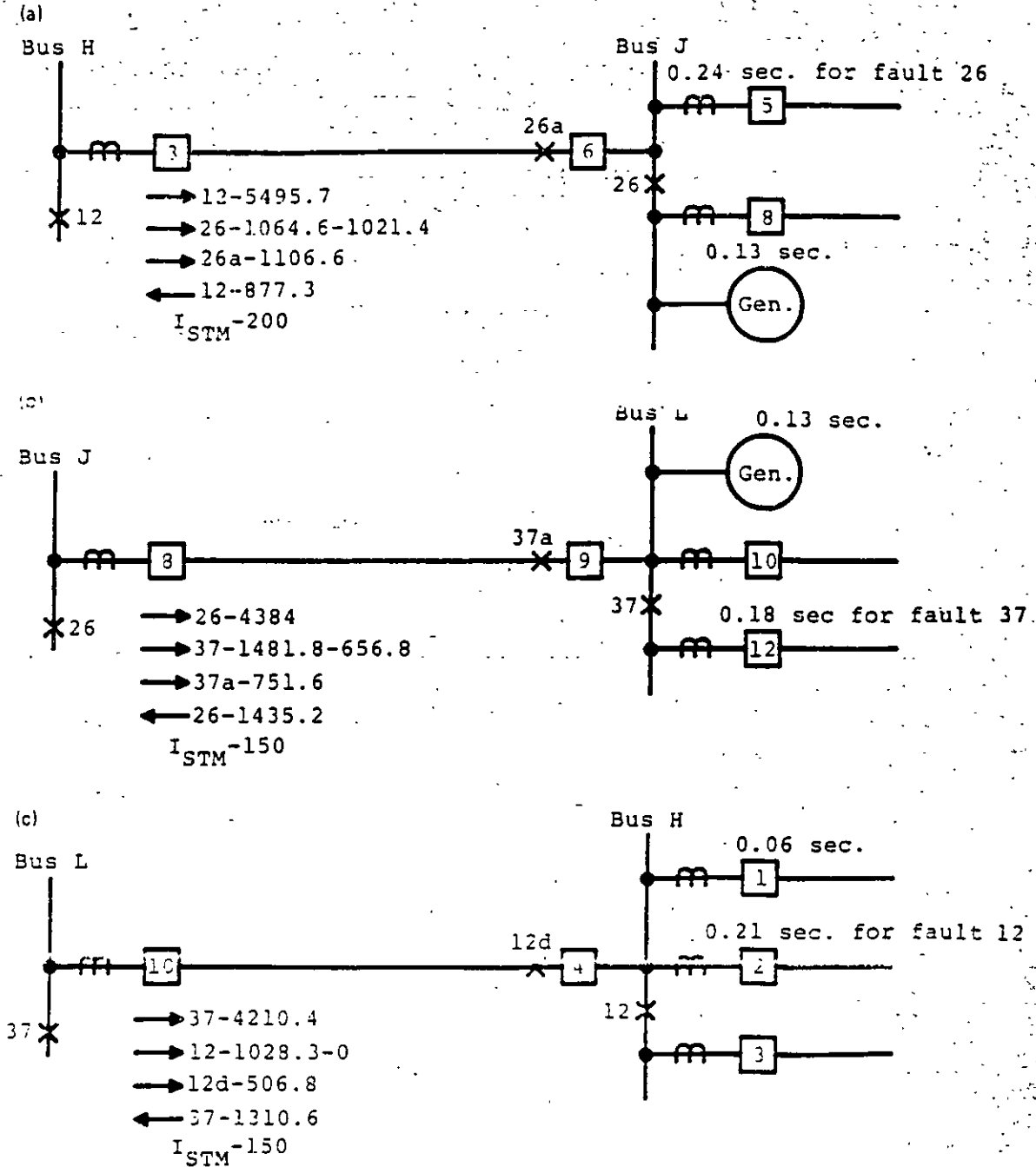


Fig. 12.5 Information for setting relays for phase-fault protection clockwise around the loop of Fig. 12.4: (a) data for setting breaker 3 phase relay; (b) data for setting breaker 8 phase relays; (c) data for setting breaker 10 phase relays.

is documented for convenience in Fig. 12.5a. With the short-time maximum load of 200 A, 250:5 CTs can be used. The maximum load is then $200/50 = 4$ A secondary. Select relay tap 6, which is 1.5 times this maximum load and gives a primary fault current pickup of $6 \times 50 = 300$ A.

Typical time overcurrent relay curves are illustrated in Fig. 12.6 for determining the time dial setting for coordination. In Fig. 12.5a, relay 3 operating times for fault 26 at the far bus must be at least $0.24 + 0.30 = 0.54$ s, assuming that relays at breaker 8 can eventually be set to operate for close-in fault 26 at not more than 0.24 s. For this maximum fault (26), relay 3 receives 1064.6 A or $1064.6/300 = 3.55$ multiple of its pickup current. From Fig. 12.6, a time dial of 1 provides an operating time of 0.58 s at this multiple and thus coordination. Relay 3 operating times: for minimum fault 26, 0.61 s ($1021.4/300 = 3.4$ mult.); maximum close-in fault 12, 0.18 s ($5495.7/200 = 27.48$ mult.); and minimum line-end fault 26a, 0.54 s ($1106.6/300 = 3.69$ mult.). This line-end fault is not a coordination concern, as for it, breaker 6 is open. With directional relays at 3, bus fault 12 is not involved.

Now move to bus J to set relays at breaker 8. The data are shown in Fig. 12.5b. With a 150-A load, 200:5 ratio CTs are suggested. With these the secondary load is $150/40 = 3.75$ A. Tap 5 provides a margin of 1.33 times maximum load and a primary fault current pickup of 5×40 , or 200 A. Now with relay 3 operating at 0.61 s minimum for fault 26 from above, relay 8 should not operate more than $0.61 - 0.3 = 0.31$ s for fault 26. The time of relays at 10 are unknown, but for the rest at bus L, relay 8 for faults 37 must be at least $0.18 + 0.3 = 0.48$ s. Maximum close-in fault 26 is 4384 A, to provide a multiple of $4384/200 = 21.9$. For the far-bus fault 37, the multiple is $1481.8/200 = 7.41$. From the time curves (Fig. 12.6) time dial 2 provides 0.35 s. for the close-in fault and 0.56 s for the far-bus maximum fault. This does not coordinate. Going back to relay 3 and increasing its time dial to 1.5 changes the operating times to 0.25 for the close-in fault and 0.85 s for the far-bus maximum fault. This is 0.5 s above relay 8.

Continuing around the loop to relays at breaker 10, the 150-A load suggests 200:5 CTs, giving a secondary load current of $150/40 = 3.75$ A. Tap 5 provides a margin of 1.33 above the maximum load, and a primary current pickup of $5 \times 40 = 200$ A. For the close-in fault 37, the relay multiple is $4210.4/200 = 21$. For the maximum far-bus fault 12, the multiple is $1028.3/200 = 5.14$. The limits for relay 10 are less than 0.26 s ($0.56 - 0.30$) for the close-in fault and greater than 0.55 s ($0.25 + 0.30$) for the far-bus fault. Time dial 1.5 just meets this, to provide coordination.

Numbers are confusing, so the coordination around the loop is summarized in Fig. 12.7. The relays at bus H are repeated to show coordination. The times in parentheses are the operating times for the far-bus minimum fault and the line-end fault. With the generators out

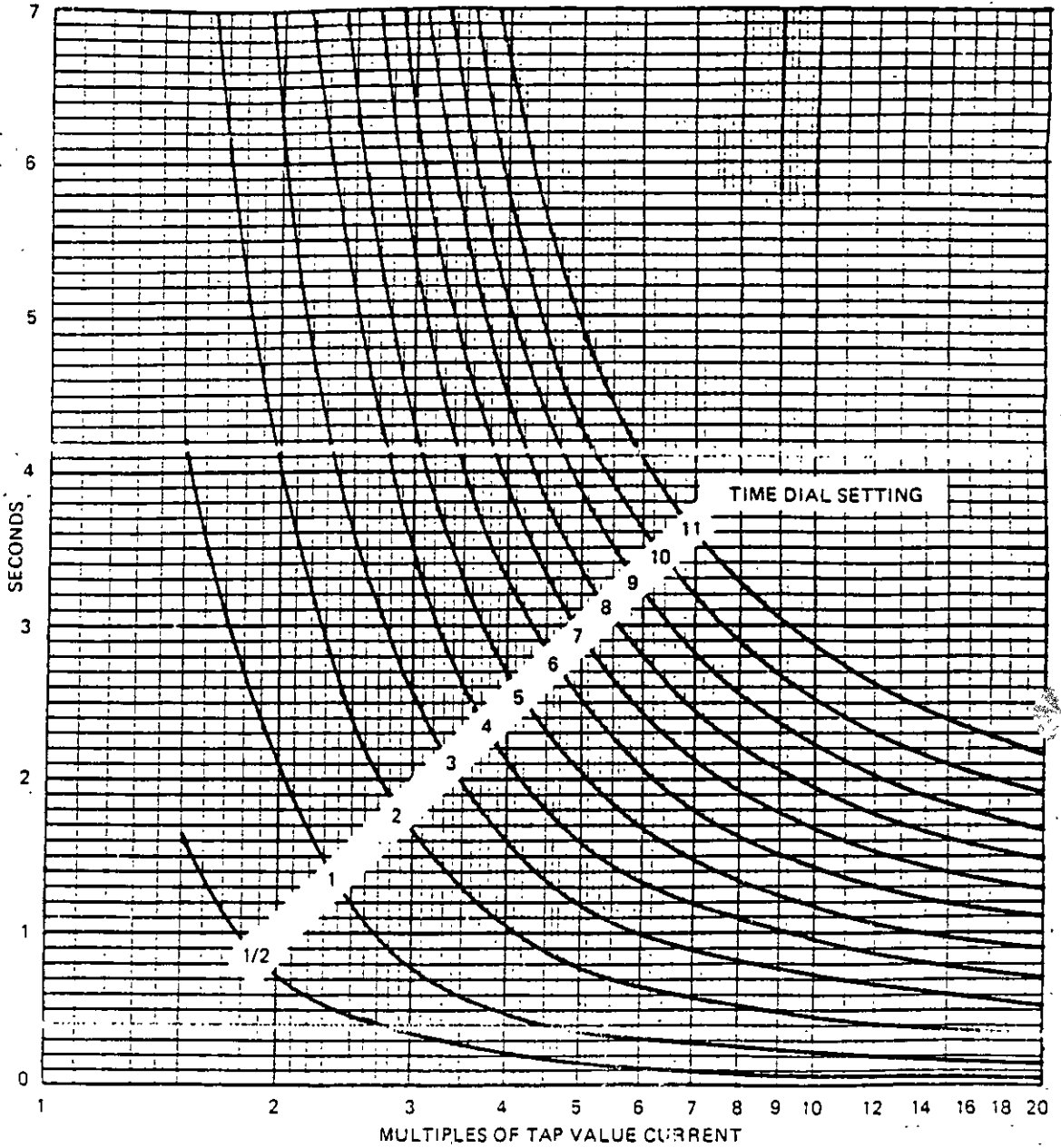


Fig. 12.6 Typical inverse-time-overcurrent relay curves. (Courtesy of Westinghouse Electric Corp.)

of service at both buses J and L for the minimum condition, no current flows through breaker 10 and 6 for far-bus faults. This changes after the far-bus relays 4 or 3 open, which provides fault current per 12d and 12a, respectively, the line-end faults. It is important to assure that the relays can respond to these line-end faults; otherwise, they cannot be cleared.

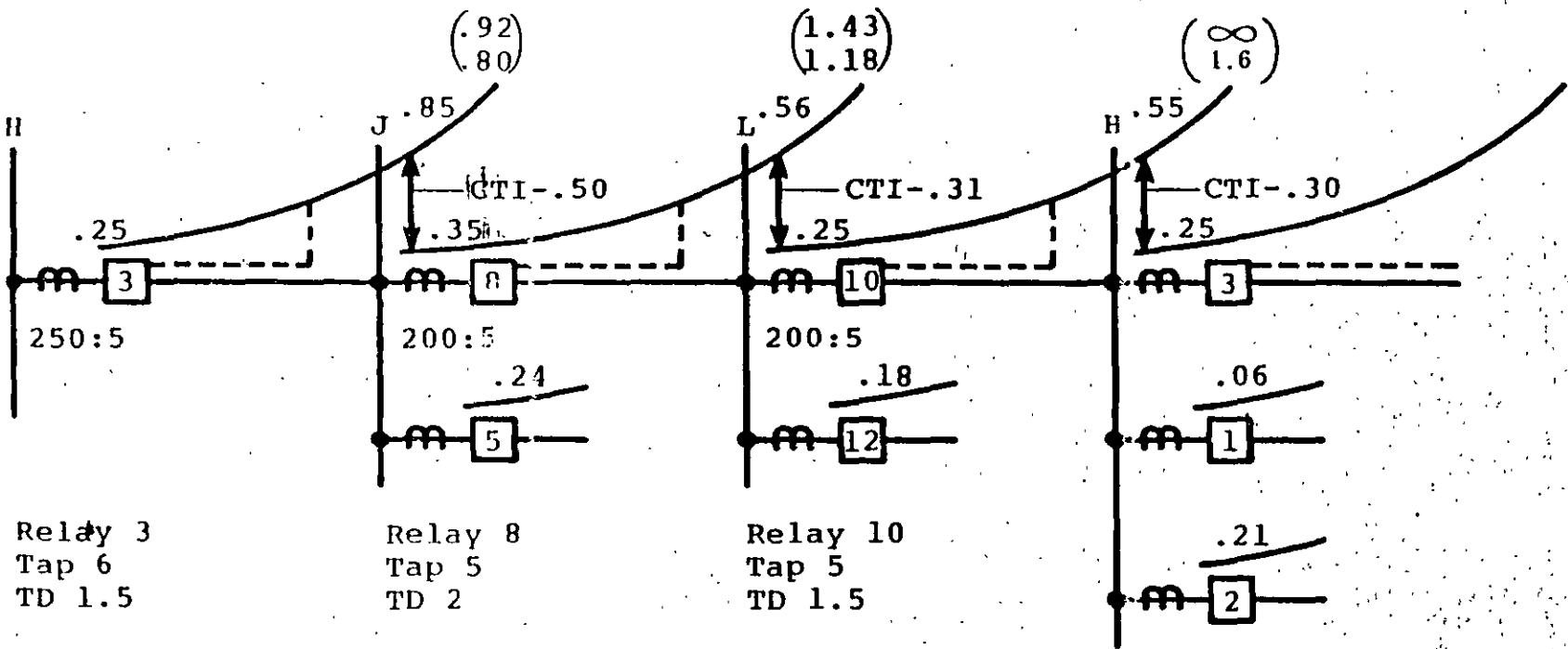


Fig. 12.7 Summary of the phase relay settings around the clockwise loop of Fig. 12.4 system.

Li
so
of
co
is
th
(E
re
la
3.
af
of
ch
ar
de
in
th
lo
lo
cc
of
oc
de
th
fe
m
sc
o
e
c
c
c
w
11
W
ci
V
o
1

clearing times. Thus stability limits tend to be more critical and early separation more important should the system become unstable.

On the other hand, opening a circuit breaker when the two parts of the system are essentially 180° apart may result in breaker damage. This is because of the high recovery voltage across the breaker contacts when interrupting at around 180° between V_S and V_R . An ANSI standard specifies that out-of-phase switching breakers must be able to interrupt a current 25% of the rated interrupting current with a recovery voltage of 3.53 pu rated line-to-neutral voltage. Various out-of-step tripping schemes are available to detect out-of-step conditions as the impedance phasor moves into the operating areas, such as shown in Fig. 14.4, but to inhibit breaker tripping until the out-of-step swing impedance phasor passes out of the outer unit 210° . At that time the angle of V_S and V_R is less than 180° and decreasing to a more favorable angle for breaker interruption.

Specific and additional information on the application and details of available schemes for line and generator out-of-step indication and protection should be obtained from the various manufacturers.

14.7 AUTOMATIC LINE RECLOSING

Somewhere around 80 to as high as 90% of faults on most overhead lines are transient. These result principally from flashover of the insulators by high transient voltages induced by lightning, by wind causing the conductors to move together to flashover, or from temporary tree contact, usually by wind. Therefore, by deenergizing the line long enough for the fault source to pass and the fault arc to deionize, service can be restored more expeditiously by automatically reclosing the breaker. This can significantly reduce the outage time, to provide a much higher service continuity to customers.

Reclosing can be one single attempt (one-shot) or several attempts at various time intervals (multiple-shot). The first attempt may be either "instantaneous" or with time delay. "Instantaneous" here signifies no intentional time delay, where the circuit breaker closing coil is energized very shortly after the trip coil has been energized by the protective relays. This is accomplished by a high-speed (52bb) auxiliary switch on the circuit breaker which closes as soon as the breaker mechanism starts moving to open the main interrupting contacts. Thus both the trip and close coils are energized essentially together, so that the breaker contacts are open for only a very short time. The time from energizing the trip coil to the reclosing of the breaker contacts on an instantaneous reclose cycle is a function of the breaker design. typical values are 20 to 30 cycles. Generally, this is sufficient to permit the fault arc to deionize during the period when the circuit

is open. Long experience has indicated that in a three-phase circuit, on the average the deenergized (open or dead) time for the fault arc to deionize and not restrike is

$$t = \frac{kV}{34.5} + 10.5 \text{ cycles} \quad (14.4)$$

This formula applies where all three phases are opened. For single-pole trip-reclose operation, longer deionizing times are required, as energy coupled from the unopened phases can keep the arc active.

Many varieties of reclosing relays (79) are available with varying degrees of sophistication for single and multiple shots. After their cycle of operation, if reclosures are successful at any point, they reset after a preset time interval. If reclosure is not successful, they move to a lockout position so that no further automatic operation is possible. After service is restored by manual operation of the circuit breaker, the reclosing relays reset after a time delay. This is to prevent an automatic reclose operation should the breaker inadvertently be closed manually with a fault still existing on the line.

As many stations and substations are unattended and are operated by various remote control systems, the reclosing requirements can be programmed into the automation and control from a central dispatch office. A few operations of this type are now in service.

Reclosing practices are quite variable depending on the type of circuit and individual company philosophies. A brief review will outline the more common practices.

14.8 DISTRIBUTION FEEDER RECLOSING

For an overhead radial feeder without synchronous machines or with minimum induction motor load, fast reclosing at the source offers a relative high probability of rapid restoration of service. The almost universal practice for these types of circuits is to use three and occasionally four attempts to restore service before locking out. Subsequent energizing is by manual closing. Generally, the first reclose is "instantaneous," the second around 10 to 20 seconds after retrip, the third attempt about 20 to as high as 145 s after retrip. Specific times vary widely. When applying four reclosure attempts, the times between them are smaller.

Reclosing is generally not used for underground feeders, as cable faults are more inclined to be permanent. Reclosing is used in practice for combination overhead-underground circuits, with more inclination to use it where the percentage of overhead to underground is high.

For industrial ties with large motor loads and/or synchronous machines and for ties connecting "cogeneration" sources, care is

required that reclosing at the utility substation does not cause damage to the rotating equipment. Generally, the connections are by single-circuit ties, so that during the open period the two parts will be operating independently of each other. Reclosing then will connect the two parts together out of phase, resulting in power surges and large mechanical shaft torques that can cause severe damage.

With synchronous machines, reclosing should be delayed until the machines are removed from the circuit; then reclosing can restore voltage and pick up the static and nonsynchronous loads at the station. One effective way to drop the machines is by using underfrequency relays, operable as long as the load at the plant exceeds the available local generation.

For induction motors, reclosing should not take place until their residual voltage has decreased to 33% of rated value. In general, the induction motor voltage decreases very rapidly, as there is no field to supply excitation.

Joint cooperation is very important with these types of interconnections.

Where there are multiple fused taps off a distribution feeder, a common application is to apply an instantaneous trip unit set to overreach these fuses out to the first main feeder sectionalizing point. Fast reclosing is then used and if unsuccessful, further operation of the low-set instantaneous relays is blocked. With the high percentage of transient faults, this prevents the fuse from operating should the fault be on the down side of the fuse, thereby minimizing long delays in fuse replacement. If the fault is permanent, the fuse will clear faults within their operating zone and range. This is known as "fuse saving."

14.9 SUBTRANSMISSION AND TRANSMISSION-LINE RECLOSING

Circuits used to transfer power between stations require reclosing of both terminals to restore service. This can be done at high speed only if there are sufficient parallel ties in the network to provide an exchange of power between the two parts of the system. This is necessary to hold the source voltages in synchronism and essentially in phase during the line-open period. This reclosing requires high-speed simultaneous tripping of the line and so is limited to circuits protected by pilot protection. If this protection is not used or is out of service, fast reclosing should not be used or should be blocked.

Where the effectiveness of the parallel ties is in doubt, several reclosing possibilities exist:

1. Single-pole pilot trip and reclose. This is described in Chapter 13.

2. With pilot relay protection for simultaneous line tripping, reclose one end instantaneously and the other end after a check to assure that the line and bus voltages are synchronous and within a preset angle difference. Synchroverifier (25) relays operate when the "beat" frequency across an open breaker is within prescribed limits, the two voltages on either side are of sufficient magnitude, and the angle between them within a preset value. Typical angle adjustments are about 20 to 60°.
3. Without pilot protection, or when preferred, reclose with (a) live line, dead bus; (b) dead line, live bus, and/or (c) live line, live bus with synchro-check. It is desirable to operate these through reclosing relays to avoid potential breaker "pumping."

Different combinations for reclosing are applicable and depend on the operating and the system requirements.

The successful reclosing of both terminals of a line increases area 2 availability (Fig. 14.1b) by moving from the "breaker 1 and 2 open" curve to the higher "all lines in service" curve shortly after point "1." This aids stability. On the other hand, if reclosing is not successful, such as for a permanent fault, area 1 is increased by the additional fault and retrip time operation along the low "line fault" curve. Area 2 is also reduced, so that the stability limit is reduced, since area 2 = area 1 at a much lower angle θ .

However, since most line faults are transient and in many cases the stability limit is never reached, simultaneous instantaneous reclosing is widely used for lines of 115 kV and up. Generally, only one attempt is made, but in some cases subsequent attempt(s) are made with the voltage check and/or synchro-check equipment outlined above. Again, this is only for overhead lines. Transmission cable circuits are not reclosed. For overhead-cable combinations, separate protection is sometimes used for the cable and overhead section, with reclosing permitted for the overhead line faults only.

Questions have been raised as to the application of instantaneous reclosing at or near large generating stations. This is because of the potential damage to the long turbine shafts of large modern turbine generator units. An example is a solid or near-solid three-phase fault near or at a generator bus. This reduces the voltage of the three phases essentially to zero, so that no power can be transferred until the fault is cleared. Even with very fast relaying and circuit breakers, the voltages on the two sides of the breaker are at a different angle, so reclosing results in a sudden shock and movement of the rotor and to transient oscillations and stresses. These are cumulative, so actual known damage may occur some years in the future. Past experience has not documented any large amount of damage but remains as a potential worry. Some utilities are removing reclosing near large genera-

tor stations; others are not. The issue is a very difficult one and not easily resolved. It is further complicated by the fact that the most severe types of faults (three-phase and two-phase to ground) occur rather infrequently. Thus perhaps the cumulation of the stresses will not exceed a critical damage point during the equipment lifetime. In the meantime, more benefits of reclosing are obtained.

This raises another difficult question: How far apart can the voltages be before damage and problems with stable operation occur? Out in the system, voltage differences on the order of 60° or more have existed before reclosing, and reclosing has been successful. Here the system impedance network can absorb this large difference. This would not be tolerated near a generating unit. It has not been possible to provide general limits, as each application depends on the specific system.

Reclosing on multiterminal lines is more complex, especially if more than two terminals have synchronous voltage sources. It may be practical to reclose one or two terminals instantaneously and the others after voltage or synchro-check. Where the transmission line has load taps, so that it serves the dual function of transmission and distribution, circuit reclosing of the source terminals can facilitate service to the tap loads. In these cases the requirements outlined above under distribution feeder reclosing also apply.

14.10 RECLOSING ON LINES WITH TRANSFORMERS OR REACTORS

Lines that terminate in a transformer bank without a breaker between them, or lines with shunt reactors, should not be reclosed automatically unless it can be assured that the fault is in the line section. Differential or transformer reactor protection can be used to block reclosing at the local station with transfer trip to block the remote station. This generally means some delay in reclosing to assure that the trouble is not in the transformer or reactor. If the line protection excludes the transformer bank, this protection can only initiate reclosing. Breakers are not generally used with shunt reactors, so the protection zone for the line would include the reactors.

Transformers are sometimes connected to a line through a motor-operated air break switch. For faults in the transformer the protection trips the low-side transformer breaker, initiates a remote trip via a grounding switch or transfer trip channel, and opens the air switch. Reclosing of the remote terminal(s) may be initiated after a coordinating time delay for the air switch to operate. This may be supervised by receipt of the remote trip signal.

14.11 AUTOMATIC SYNCHRONIZING

This equipment can be applied for automatic synchronizing at attended or unattended stations, or to assist manual synchronizing. It does not adjust the two separated systems, but will program closing as the voltages arrive in phase when the frequency difference is small. The synchro-verifier type is not recommended for this service but has been used for small machines on the order of 500 kVA.

14.12. FREQUENCY RELAYING FOR LOAD SHEDDING—LOAD SAVING

The primary application of underfrequency relays is to detect overload. Load shedding or load saving is the attempt to match load to the available generation after a disturbance that has left a deficiency in the generation relative to the connected loads. Thus the overloaded system or part of a system (island) begins a frequency decay which if not halted can result in a total system shutdown such as was experienced in the 1965 Northeast blackout. Generating plants generally cannot operate below 56 to 58 Hz (60-Hz base).

Normal load changes and moderate overloads can be absorbed by the spinning reserve in the system, as all the generators are usually not operating at full capacity. Thus these overloads result in small increments of reduced speed and frequency which activate the governors to increase the prime-mover input. As has been outlined above, transient changes such as those that result from faults involve the exchange of kinetic energy of the rotating masses to the system until the system can readjust to a new equilibrium.

When the load requirements significantly exceed the generation capabilities, the frequency of the system decreases. The power system can survive only if enough load is dropped until the generator outputs equal or is greater than that of the connected loads. This imbalance most often results from the loss of a key or major transmission line(s) or transformer(s) which are involved in a major transfer of power either within the system or between two interconnected systems. The causes can be faults cleared without high-speed reclosing, incorrect or accidental relay or manual operations, or other situations which interrupt large power flows.

The rate at which the frequency drops is a variable function with time, depending on the amount of overload, the system inertia constant, and the load and generator variations as the frequency changes. This is covered in detail in the articles by Dalziel and Steinbach and Berry et al. in the Bibliography.

The "handle" to detect these problems is underfrequency or the rate of frequency decline in the power system. In a large system there can be an almost infinite number of possibilities that can result in

load-generator imbalance, so it becomes difficult to determine quickly and accurately where and what action should be taken. The present practices are to apply underfrequency relays at various load points set to progressively remove load blocks until the frequency decay is stopped and returns to normal. Generally, underfrequency is used, but rate of change of frequency has some use.

Any measurement at one point in the system, as is the case with underfrequency or rate-of-change relays, is an approximation of the problem. As a result, generally more load than may actually be necessary is probably shed, but it is far more important to avoid a massive shutdown.

It is desirable to locate the relays throughout the system to minimize possible "islanding" and heavy power flows. They are set at different frequency levels to trip varying amounts of load. General practice has been to use three frequency steps between about 59.8 to 58 or 57 Hz (60 Hz normal), although as many as five steps have been applied. As far as possible, nonessential loads are removed first, sometimes with rotation among different loads.

The early frequency relays (81) were electromechanical, with present relays of the digital type. The latter operate by counting the zero crossings of the filtered ac system voltage, and are extremely accurate.

Frequency relays can be used to restore or supervise the restoration of load after the system is stabilized and generation capability is available to meet the dropped load. If load restoration is done automatically, the loads should be added in small increments, with sufficient time intervals for the system to adjust, to avoid reversion to reduced frequency.

The application and setting of underfrequency relays is not standardized and is based for the large systems on a study of the most probable and worst-case possibilities seasoned with general experience and judgment. For interconnected systems such as exist in U.S. power pools, it is important that a common pool program be developed and implemented through the interconnected systems. This can involve separating the system when a heavy power interchange occurs that is unfavorable to an undisturbed system.

The present wide use of load shedding has both prevented many blackouts and limited some to small areas with minimum outage times. However, not all possibilities can be anticipated, so blackouts will continue to occur, hopefully quite limited and for very short outage times.

Ultimately perhaps, multiple measurements across the system can be sent to a central location for a programmed analysis of the problem, with solutions quickly dispatched to the proper locations for rapid matching of load and available generation. It appears that this will involve considerable data and communication facilities operating at high speeds.

14.13 FREQUENCY RELAYING FOR INDUSTRIAL SYSTEMS

In general, one underfrequency step is sufficient for the industrial ties that have local generation. The relays would trip loads on the loss of the utility supply, so that the remaining loads match the local generation capability. In this manner the most essential load for the plant can be maintained. The very rapid decline of frequency when the loads are large relative to the local generation probably makes more than one step of underfrequency relaying impossible.

It may be desirable to supervise plant load shedding with an undercurrent relay in the utility tie. This would prevent a utility frequency disturbance from necessarily shedding plant load as long as the tie is closed and the utility is able to restore frequency by shedding other, low-priority loads. The undercurrent relay operates to permit local load shedding only when the tie current (or power) is below a set value. A reverse power relay to measure power flowing from the plant to the utility may be necessary to prevent the local generator from supplying power to other loads connected on the same feeder when the utility substation breaker is open.

BIBLIOGRAPHY

See the Bibliography at the end of Chapter 1 for additional information.

A Status Report on Methods Used for System Preservation During Underfrequency Conditions. IEEE Power System Relaying Committee Working Group. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* PAS 94, 1975, pp. 360-366.

Automatic Reclosing of Transmission Lines, IEEE Power System Relaying Committee, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS 103, 1984, pp. 234-245.

Berry, Brown, Redmond, and Watson, Underfrequency Protection of the Ontario Hydro System, CIGRE, 1970, Paper 32-14.

Dalziel, C. E., and E. W. Steinbach, Underfrequency Protection of Power Systems for System Relief, Load Shedding System Splitting, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS 78, 1959, pp. 1227-1238.

Lokay, H. E., and V. Burtnyk, Application of Underfrequency Relay, for Automatic Load Shedding, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS 87, 1968, pp. 776-783.

Proposed Terms and Definitions for Power System Stability, Power Systems Engineering Committee, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS 101, 1982, pp. 1894-1898.

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO



SUBDIRECCION DE SERVICIOS TECNICOS

GERENCIA DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD

SUBGERENCIA DE LABORATORIOS

CRITERIOS DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA RED DE DISTRIBUCION

SUPERINTENDENCIA DE ESTUDIOS

Julio de 1998

CRITERIOS DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA RED DE DISTRIBUCION

CONTENIDO

	<i>Página</i>
1. INTRODUCCION	1
2. COORDINACION RELEVADOR - RELEVADOR	2
3. COORDINACION RELEVADOR - RESTAURADOR	3
4. COORDINACION RESTAURADOR - RESTAURADOR	3
5. COORDINACION SECCIONALIZADOR - SECCIONALIZADOR	4
6. COORDINACION RESTAURADOR - SECCIONALIZADOR	5
7. CRITERIOS BASICOS PARA LA COORDINACION DEL FUSIBLE CON OTROS DISPOSITIVOS DE PROTECCION	
7.1 COORDINACION RELEVADOR - FUSIBLE	6
7.2 COORDINACION RESTAURADOR - FUSIBLE	6
7.3 COORDINACION FUSIBLE - FUSIBLE	6
8. PROTECCION DE RESPALDO DEL ALIMENTADOR	7
9. CRITERIO DE COORDINACION PROTECCION RESPALDO DE BANCO - ALIMENTADOR	7

CRITERIOS DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA RED DE DISTRIBUCION

I. INTRODUCCION

Por la naturaleza de los alimentadores de distribución, como: cable aéreo desnudo, cable aéreo cubierto y cable subterráneo, se ven sometidos a un cierto número de fallas, por lo que las protecciones revisten primordial importancia para dejar fuera de servicio únicamente la sección fallada, en el menor tiempo posible para evitar daños de mayores consecuencias y de esta manera se proporcione la continuidad del servicio al resto de los usuarios.

Como elementos de seccionamiento se tienen los interruptores en conjunto con los relevadores, los restauradores en conjunto con sus protecciones ~~los fusibles y los seccionadores que abren en el instante en el que los interruptores o restauradores están abiertos~~, ya que no tiene capacidad para abrir con carga o con cortocircuito.

Para lograr la correcta coordinación de los elementos de seccionamiento es necesario incluir algunos parámetros propios de los circuitos a proteger tales como:

- Carga máxima
- Carga fría
- Curva de daño de transformadores y conductores

El dato de carga máxima permite la verificación de quedar dentro de los rangos máximos permisibles de operación del circuito y de esta manera se evita las salidas innecesarias.

El valor de ajuste debe ser ligeramente mayor al valor de la carga máxima, de tal manera que opere la protección de sobrecorriente de fase (sobrecarga), una vez que se alcance este valor.

La carga fría es un dato de importancia que indica la carga que puede presentarse al momento de ser reenergizado un circuito y ayuda a tomar precauciones para evitar su salida repentina después del restablecimiento, debido a la operación no deseada de los dispositivos de protección del circuito, por lo que éstos deben de ajustarse a un valor mayor al de la carga fría.

La curva de daño determina el tiempo máximo y la magnitud de la corriente de falla que pueden tolerar los transformadores de potencia y conductores sin que sufran daños físicos por los efectos térmicos y/o mecánicos de la corriente de falla; las curvas de los relevadores y fusibles se dejan siempre bajo de la curva de daño de los equipos.

Para los sistemas de distribución, en la práctica normalmente se utiliza el método de la coordinación de protecciones por tiempo-corriente. Dado que los alimentadores son radiales, esto hace que al ocurrir una falla al final del alimentador el dispositivo más cercano a la falla opera en el menor tiempo posible y en la medida que se aleja el tiempo aumenta proporcionalmente en función de la corriente de cortocircuito.

2. COORDINACION RELEVADOR - RELEVADOR

Los relevadores de recierre están asociados a los interruptores de los alimentadores, y actúan después de un intervalo de tiempo, que empieza cuando el interruptor es disparado por alguno de los relevadores de sobrecorriente.

Los relevadores de recierre están equipados para hacer un recierre inicial instantáneo, más demoras de tiempo (15 y 45 s).

La ventaja que se tiene con el recierre instantáneo, es que el servicio de energía eléctrica se restablece inmediatamente y los usuarios en general no se percatan que el servicio ha sido interrumpido.

Los tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente de cada ramal del alimentador son diferentes, ocasionados por los valores de cortocircuito de los diversos ramales.

Para fallas cercanas a la subestación, hasta un 60% del primer elemento de seccionamiento (restaurador o seccionador) se habilita la operación del elemento instantáneo de los relevadores de sobrecorriente, para evitar que la gran magnitud de corriente de falla dañe el equipo instalado. Como consecuencia de lo anterior cuando hay operación del elemento instantáneo de los relevadores de sobrecorriente, se bloquea el esquema de recierre para evitar dañar los transformadores y/o conductores debido a los recierres con grandes magnitudes de corriente de falla.

Sólo habrá recierre cuando operen los elementos de tiempo (51 de fases o tierra) de los relevadores de sobrecorriente.

Para que haya una buena coordinación entre relevadores de sobrecorriente se requiere básicamente un intervalo o margen de coordinación entre curvas de operación de los relevadores (ver figura 1) y este debe de ser de las características siguientes:

- 1) Relevadores electromecánicos de 0.3 - 0.4 s
- 2) Relevadores digitales de 0.2 - 0.3 s
- 3) Distribución de tiempos

- a) Tiempos de apertura de los contactos del interruptor de 3-5 ciclos (0.05 - 0.08 s)
- b) Sobrecarrera en los relevadores electromecánicos 0.1 s
- c) En los relevadores digitales el tiempo de sobrecarrera se elimina
- d) Factor de seguridad de 0.12 - 0.22 s

Los relevadores cuentan con curvas de tiempo - corriente, conocidas como:

- Inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa
- Tiempo definido

Se recomienda que las curvas de los relevadores a coordinar sean del mismo tipo, para facilitar una buena coordinación.

3. COORDINACION RELEVADOR - RESTAURADOR

La coordinación de estos dispositivos ocurre en alimentadores de distribución donde el relevador actúa como respaldo del restaurador.

El criterio de coordinación consiste en seleccionar un restaurador cuyas curvas queden debajo de la del relevador al menos en el rango de corrientes de falla trifásica (máxima) y monofásica (mínima) que pueden presentarse en el punto de localización del restaurador. (Ver figura 2).

Además se debe cumplir que exista un intervalo de tiempo para relevadores electromecánicos de 0.3 s, entre la curva lenta del restaurador y la curva del relevador, tanto en la coordinación de fase como en la de tierra y de 0.2 s para relevadores microprocesados.

4. COORDINACION RESTAURADOR - RESTAURADOR

El restaurador es un dispositivo de protección de sobrecorriente, que automáticamente dispara y recierra un determinado número de veces para aislar fallas

temporales o permanentes.

El restaurador tiene la capacidad de operar con corrientes de falla de acuerdo a su capacidad interruptiva. Los restauradores pueden ser ajustados a diferentes secuencias de operación, tales como:

- a) Dos curvas rápidas seguidas de dos lentas
- b) Una curva rápida y tres lentas
- c) Tres curvas instantáneas más una lenta
- d) Cuatro curvas instantáneas
- e) Cuatro curvas lentas

El disparo mínimo para todo tipo de restaurador es ajustado a dos veces su corriente nominal, que es sensada a través de su bobina de operación.

La corriente máxima de falla es siempre una consideración importante en la selección de los restauradores.

Para obtener una buena coordinación restaurador - restaurador, podemos emplear algunas de las siguientes combinaciones de operación:

- a) Emplear diferentes tamaños de bobina y diferente secuencia de operación.
- b) Emplear mismo tamaño de bobina y diferente secuencia de operación.
- c) Emplear misma secuencia de operación y diferente tamaño de bobina.

Cuando la curva tiempo - corriente de dos restauradores es menor a 12 ciclos entre una y otra, éstos realizarán sus operaciones instantáneas simultáneamente. Para tener buena coordinación entre curvas lentas debe existir un margen de tiempo entre curvas de 0.2 s para restauradores microprocesados y 0.3 s para restauradores hidráulicos. (Ver figura 3).

5. COORDINACION SECCIONALIZADOR - SECCIONALIZADOR

El seccionalizador de línea, es un dispositivo de protección de sobrecorriente que no tiene capacidad interruptiva y requiere para su operación del respaldo de los interruptores de la subestación o de los restauradores. El seccionalizador sensa la corriente de cortocircuito superior a la preestablecida para actuar, cuenta el número de veces que ésta es interrumpida por los dispositivos de respaldo (interruptor o restaurador) y abre sus contactos después de un determinado número de conteos preestablecidos cuando el circuito está desenergizado. Como el ajuste de la corriente mínima de cuenta es 160% de su

corriente nominal, se puede obtener diferentes valores de corriente mínima de recuento cambiando la bobina de conteo.

La coordinación seccionalizador - seccionalizador trabaja en conjunto con el relevador de recierre el cual debe ser ajustado a la posición de bloqueo después de la cuarta apertura del interruptor de la subestación y el primero y segundo seccionalizador deben ser ajustados para abrir después del tercero y segundo conteo, respectivamente.

Para obtener una buena coordinación seccionalizador-seccionalizador podemos emplear algunas de las siguientes combinaciones:

- a) Diferente número de conteo entre seccionalizadores (N-1) y mismo tamaño de bobina.
- b) Diferente número de conteo y diferente tamaño de bobina.

Como estos dispositivos no tienen capacidad interruptiva, su costo es considerablemente menor al de los restauradores e interruptores de la misma capacidad.

6. **COORDINACION RESTAURADOR - SECCIONALIZADOR** (MANTENIMIENTO)

Para este tipo de coordinación del restaurador actúa como un dispositivo de respaldo del seccionalizador. Si la corriente que fluye a través del seccionalizador es mayor del 160% de la capacidad nominal de su bobina, y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionalizador efectúa una cuenta, repitiéndose el proceso hasta llegar al número de conteos preseleccionados, durante el cual el seccionalizador abrirá sus contactos.

La regla para la coordinación restaurador-seccionalizador, es ajustar este último a una cuenta menos que el restaurador. Como los seccionalizadores no tienen característica de tiempo-corriente, su coordinación no requiere de un estudio de curvas para asegurar la coordinación con un restaurador.

La secuencia de dos curvas rápidas y dos curvas lentas en el restaurador es una buena selección para coordinar estos dos dispositivos, debiendo utilizar el mismo tamaño de bobina.

Para mantener la coordinación entre restaurador y seccionalizador en condiciones de falla permanente, la suma de los tiempos de disparo del restaurador y los intervalos que experimenta el seccionalizador no deben exceder al tiempo de memoria del seccionalizador.

7. CRITERIOS BASICOS PARA LA COORDINACION DEL FUSIBLE CON OTROS DISPOSITIVOS DE PROTECCION

7.1 Coordinación Relevador-Fusible

Este criterio de coordinación consiste en que la curva de operación tiempo-corriente del fusible, quede debajo de la curva, tanto de fase como de tierra, del relevador. Debe existir entre la curva de máximo tiempo de libramiento del fusible y las curvas arriba mencionadas del relevador, un tiempo de 0.3 s (18 ciclos) como mínimo, dentro de un rango comprendido entre una falla monofásica y trifásica situada en punto de localización del fusible.

Se debe considerar que la curva de tiempo mínimo de fusión, quede a la derecha de las curvas de energización de los equipos a proteger. Asimismo las curvas del relevador deben quedar a la izquierda de las curvas de daño de los equipos a proteger. (Ver figura 4).

7.2 Coordinación Restaurador-Fusible

La coordinación entre estos dos dispositivos de protección consiste en lograr que para una falla trifásica en el sitio de instalación del fusible, la curva rápida corregida de fase del restaurador quede debajo de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible. Y para una falla monofásica remota (final del alimentador), la curva de tiempo máximo de libramiento del fusible debe quedar debajo de la curva lenta del restaurador. (Ver figura 5).

La curva corregida a la que se refiere en el párrafo anterior es aquella que se multiplica por un factor de corrección que considera el tiempo de recierre y la secuencia de operación del restaurador, con la finalidad de evitar operaciones anticipadas del fusible.

La secuencia de operación del restaurador siempre deberá contener al menos una operación rápida, con la finalidad de permitir que el fusible sufra un "precalentamiento" previo a su apertura total. Por lo tanto queda excluida la secuencia de operación todas las curvas rápidas o todas las curvas lentas; ya que, en el primer caso no opera el fusible y en el segundo caso el fusible se funde a la primera operación.

7.3 Coordinación Fusible-Fusible

El criterio de coordinación entre estos dos dispositivos consiste en cuidar que el tiempo máximo de libramiento del fusible "protegido" no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible "protegido" dentro del rango limitado por una falla trifásica y monofásica en el sitio de instalación del fusible "protector". (Ver figura 6).

Existe una serie de combinaciones de coordinación entre fusibles de tipo de expulsión y limitadores de corriente.— Por lo que, se puede decir que para lograr una correcta coordinación, en general. La energía específica I^2t del fusible "protector" debe ser menor que la energía especificada I^2t del fusible "protegido".

En la figura 7, se muestran las aplicaciones de las protecciones en el sistema de distribución.

8. **PROTECCION DE RESPALDO DEL ALIMENTADOR**

La protección del alimentador cuenta con el respaldo de la protección del transformador. Por ejemplo: Un transformador de 230/10.5/23 kV, con conexión estrella-estrella y delta en el terciario tiene el siguiente esquema de protección de sobrecorriente: (ver figura 8).

1. Protección de sobrecorriente de fase en el lado primario del transformador.
2. Protección de sobrecorriente direccional de tierra lado primario del transformador
3. Protección de sobrecorriente de tierra en el neutro del lado secundario.
4. Protección de sobrecorriente de tierra en el neutro del lado primario.

El relevador del neutro lado primario del transformador, respalda al relevador del alimentador para fallas de fase a tierra en toda la trayectoria del alimentador.

La función del relevador direccional de tierra ubicado en el lado de alta es la de liberar fallas en el transformador.

El relevador ubicado en el neutro de alta tensión del transformador, lo protege contra fallas de fase a tierra en alta tensión, y debe de ser ajustado de tal forma que no opere para fallas en el alimentador y que respalde con tiempos altos (arriba de 1.0 s) para fallas en las líneas.

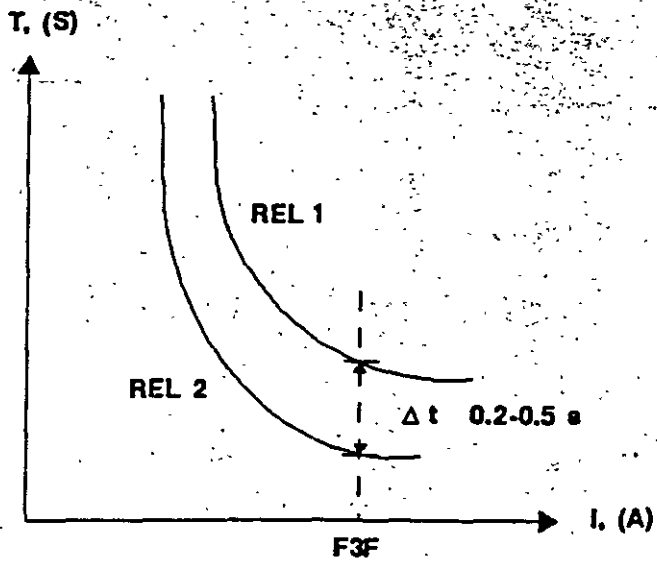
El relevador de fase ubicado en el lado de alta tensión respalda al relevador del alimentador para fallas trifásicas, además de proteger al transformador contra sobrecargas.

9. **CRITERIO DE COORDINACION PROTECCION RESPALDO DE BANCO - ALIMENTADOR**

Para una falla monofásica en cualquier parte del alimentador de 23 kV, esta debe ser librada por su protección de sobrecorriente 51-N en un tiempo de 0.15 s; si por alguna razón ésta no operará, la falla debe ser librada por la protección de sobrecorriente de fases del alimentador (51-1,2) en un tiempo de 0.6 s, en el caso de que no opere ninguno de estos relevadores, la protección de respaldo del banco 51T debe operar en un tiempo de 1.0 s, situación no deseada, por el hecho de que todos los alimentadores cargados a este banco salen de servicio.

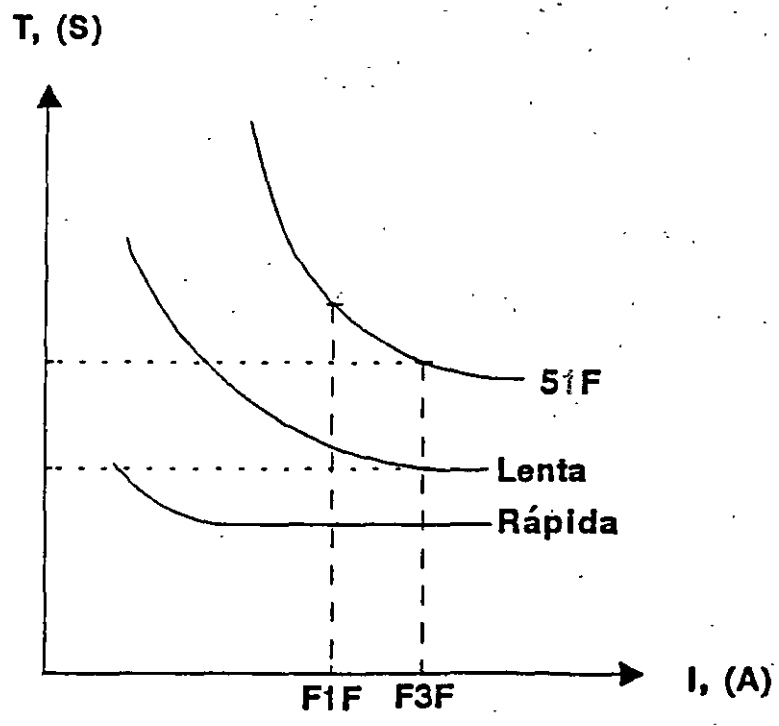
Para una falla bifásica o trifásica en cualquier parte del alimentador, ésta debe ser librada por su protección de sobrecorriente de fases (51-1,2) en un tiempo de 0.6 s; si por alguna razón ésta no operará, la falla debe ser librada por la protección de sobrecorriente de fases (51-1,2,3) del transformador, en un tiempo de 1.0 s.

La operación de las protecciones de respaldo del banco para fallas en los alimentadores, es una situación no deseada, por el hecho de que todos los alimentadores cargados a este banco salen de servicio. Para evitar esta situación se debe dar mantenimiento preventivo periódico a los interruptores de los alimentadores.



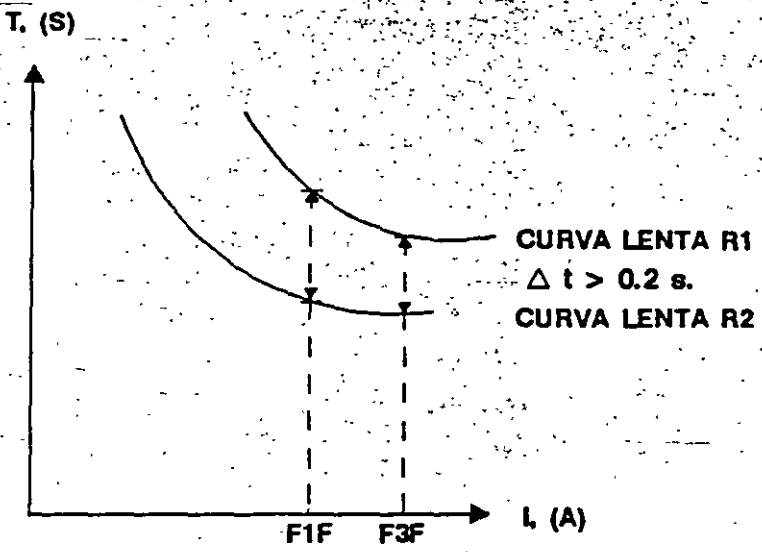
COORDINACION RELEVADOR-RELEVADOR

FIG. 1



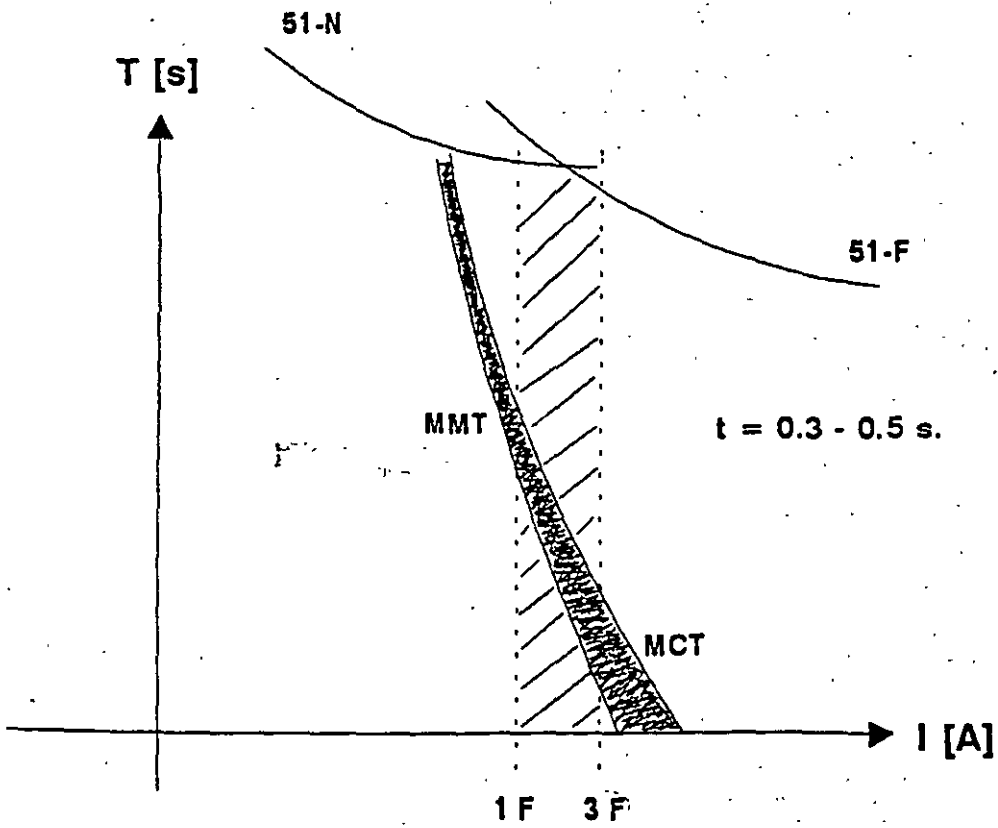
COORDINACION RELEVADOR-RESTAURADOR

FIG. 2



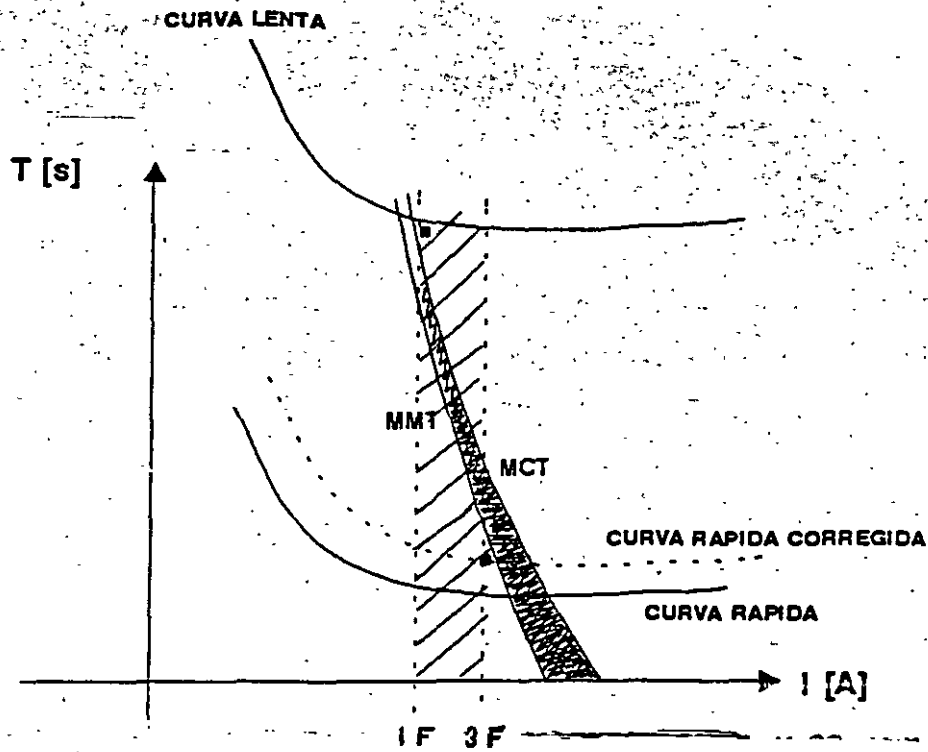
COORDINACION RESTAURADOR-RESTAURADOR

FIG.3



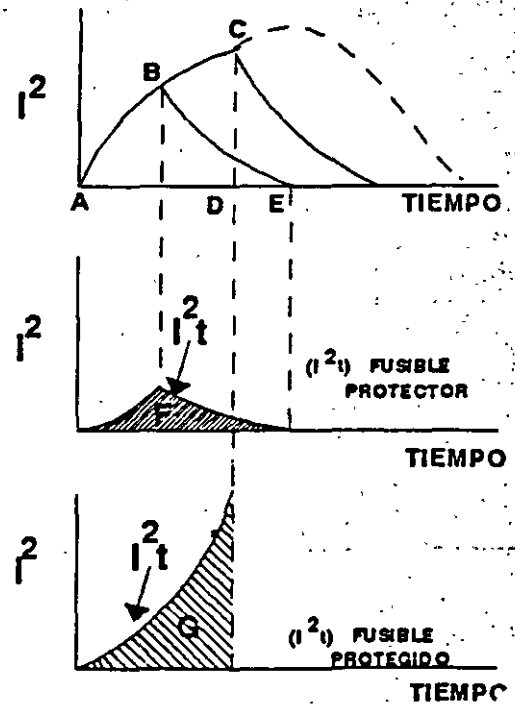
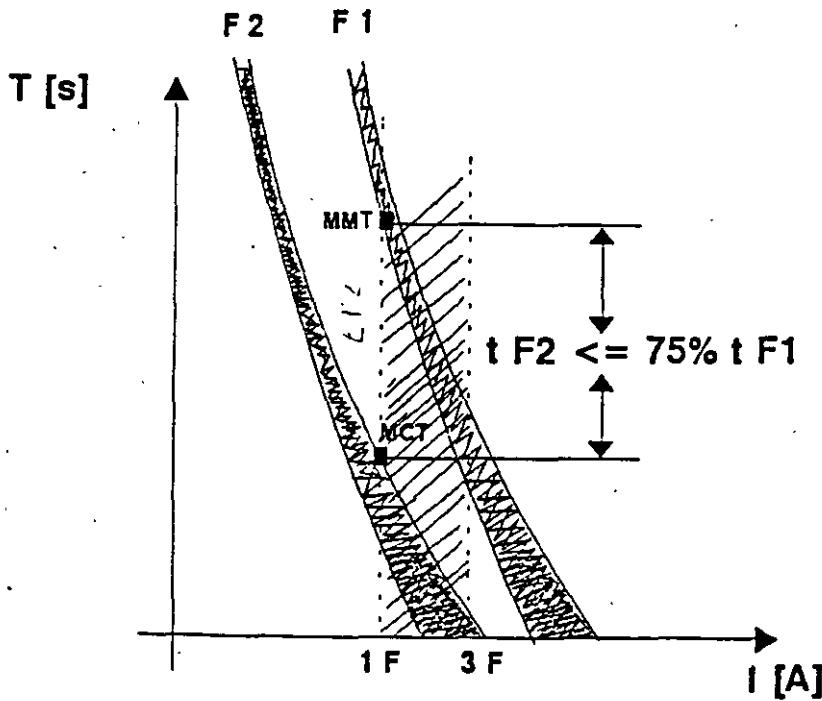
GRAFICA DE COORDINACION RELEVADOR - FUSIBLE

FIG.4



GRAFICA DE FASE DE LA COORDINACION RESTAURADOR - FUSIBLE

FIG. 5



COORDINACION FUSIBLE LIMITADOR-FUSIBLE LIMITADOR.

GRAFICA DE COORDINACION FUSIBLE - FUSIBLE

FIG. 6

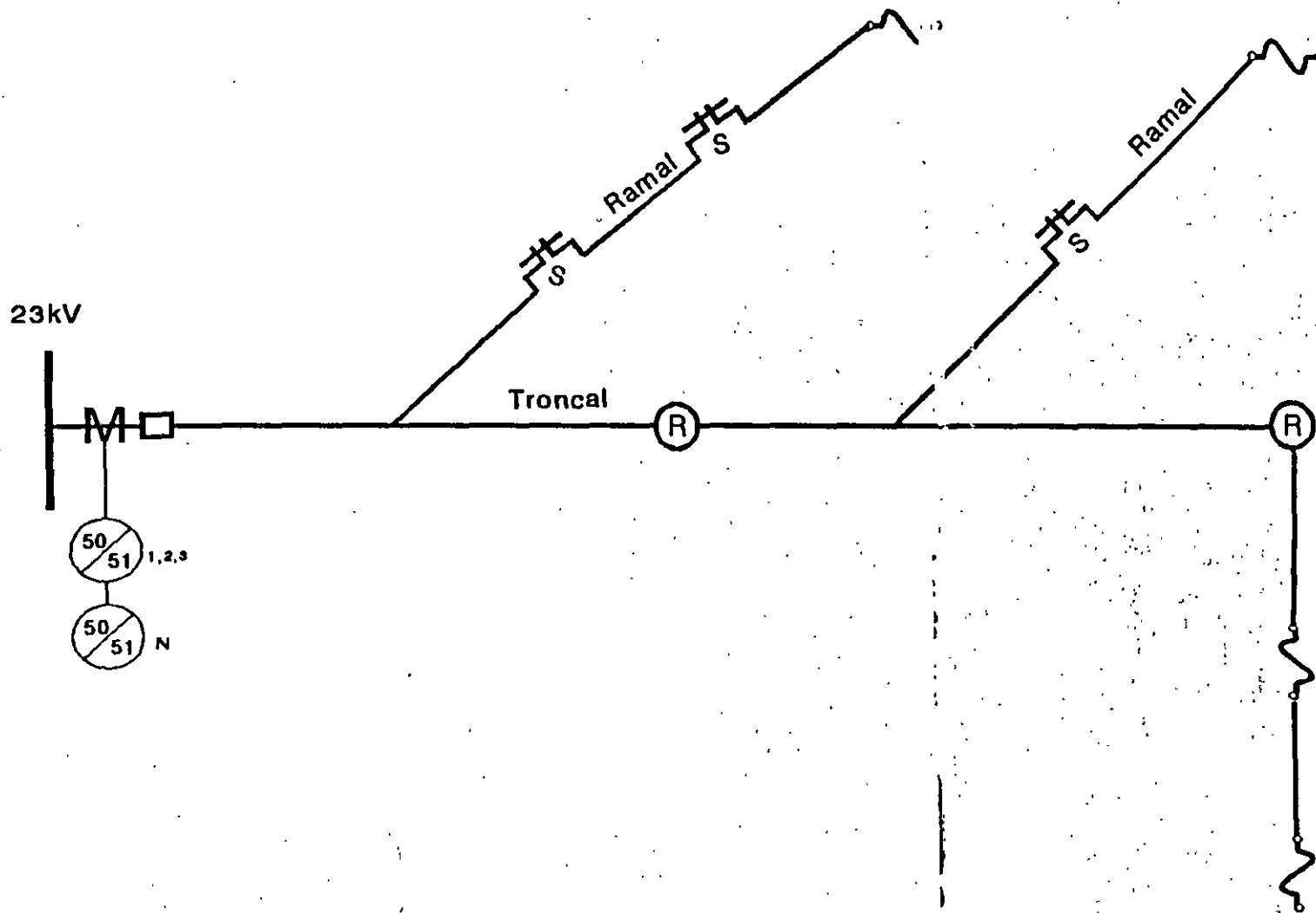


Fig. 7 Aplicaciones de las protecciones en el sistema de distribución

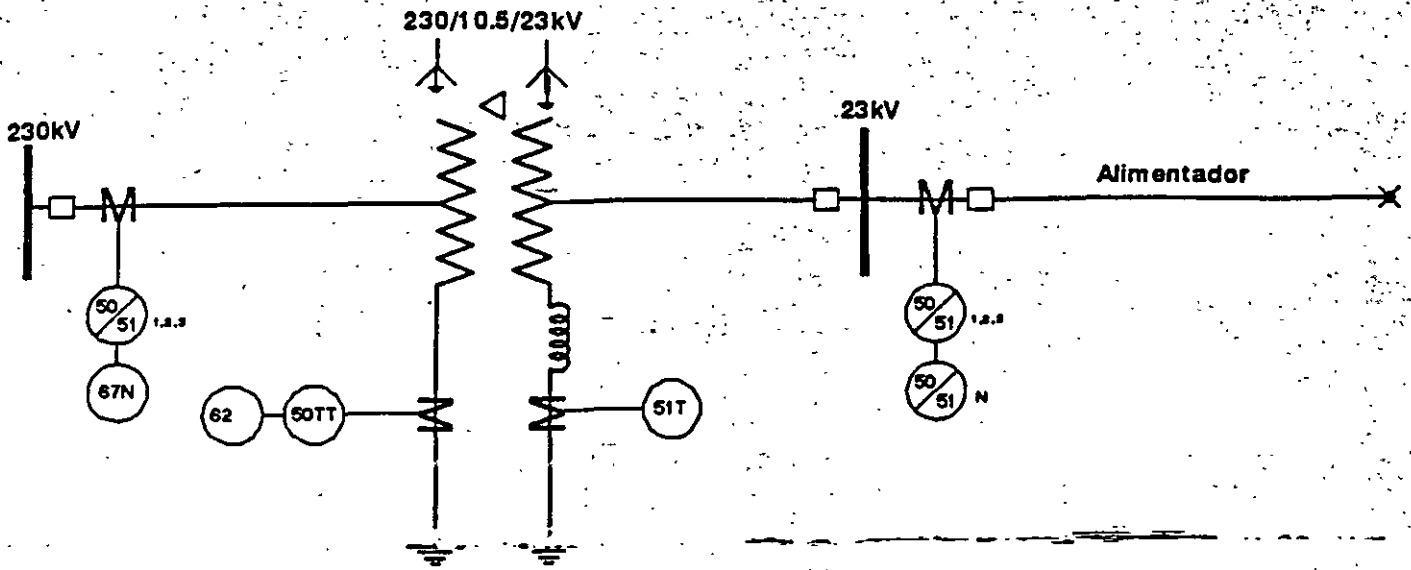


FIG.8 Diagrama esquemático de protección de sobrecorriente transformador-alimentador



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

CALIDAD TOTAL

**ING. GUSTAVO ROBLES PEÑA
M. EN I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

2023

X.- CALIDAD TOTAL

INTRODUCCIÓN:

El movimiento e implantación de la Calidad Total (C.T.) surge como respuesta a las condiciones cambiantes del mercado globalizado. Los éxitos alcanzados al respecto en las empresas japonesas impactaron a los norteamericanos y al mundo en general, las cuales están utilizando este sistema con mucho entusiasmo.

La implantación del esquema de C.T. en una empresa, es un proceso que requiere tiempo, esfuerzo y dedicación, es necesario analizarlo e iniciarlo para avanzar competitivamente hablando ante los acelerados cambios que se presentan actualmente a nivel mundial.

Los acuerdos, tratados y convenios comerciales, hacen más importantes estos procesos para competir en calidad, precio y tiempo de entrega, con mercados internacionales.

1.- BREVE HISTORIA DEL SURGIMIENTO DE LA CALIDAD TOTAL.

- a) Se inició en el año de 1947, cuando el Dr. W. Edwards Deming¹ fue contratado en Japón para instaurar y coordinar la reconstrucción administrativa de Japón en la post-guerra. Inicia una revolución, partiendo de una nueva filosofía que busca convencer a los dirigentes de la empresa, que, sin un control estadístico de los procesos involucrados, todo se reduce a especulaciones sin fundamentos.**
- b) El Dr. Joseph M. Jurán, manejó la importancia que se le debe dar a la satisfacción de las necesidades del usuario. Para el Dr. Jurán toda mejora se logra trabajando proyecto por proyecto con la participación de todos los niveles.**
- c) El Dr. Kaoru Ishikawa², sustentó que mediante el control total de calidad y con la participación de todos los trabajadores incluyendo al director general, cualquier empresa puede mejorar sus productos o servicios.**

¹ Nació en Iowa en 1900.

Doctorado en Yale (1928)

Prof. de la U. de N:Y. (1945)

² Nació en 1915 y se graduó

en química en la U. de Tokio en 1939

2.- CALIDAD

¿Qué es y cómo lograrla?

2.1 ¿Qué es?

Definiciones:

- a) “Es el grado predecible de uniformidad y funcionalidad de un producto o servicio que a bajo costo satisface al mercado” (Deming).**
- b) “Es adecuación de un producto o servicio para el uso que tendrá”. (Jurán).**
- c) “Es desarrollar, diseñar , manufacturar y mantener un producto o servicio de calidad que sea el más económico, el más útil y siempre satisfactorio para el usuario”. (Ishikawa).**
- d) “Calidad es cumplir con los requisitos del cliente”. (Crosby).**

Elementos comunes en las definiciones:

- Satisfacer al cliente**
- Obtención del producto o servicio a bajo costo.**
- Cumplir las promesas de venta a los clientes.**
- Cumplir las expectativas a los usuarios.**

Definición general:

CALIDAD:

ES EL CONJUNTO DE CUALIDADES DE UN BIEN O SERVICIO QUE CUMPLEN CON LOS REQUISITOS EXIGIDOS POR LOS USUARIOS DE DICHO BIEN O SERVICIO.

La calidad es como el arte, todo el mundo habla de ella, pero cada quien tiene su propia definición.

Existe una norma mexicana de sistemas de calidad NMXCC-1 (ISO-9000):

“CONJUNTO DE PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE UN PRODUCTO O SERVICIO QUE LE CONFIEREN LA APTITUD PARA SATISFACER LAS NECESIDADES EXPLÍCITAS O IMPLÍCITAS PREESTABLECIDAS”.

2.2 ¿Cómo lograrla?

Para incorporar a un bien o servicio un conjunto de cualidades (CALIDAD), se requiere cumplir con siete pasos (Ishikawa):

- 1.- Determinar la unidad (kg, pza, m, kw, kwh, etc.).**
- 2.- Determinar el método de medición.
(Métodos físicos, químicos, etc.).**
- 3.- Determinar la importancia de los defectos y fallas.
(Mayor, menor, crítico)**
- 4.- Llegar a un consenso sobre defectos y fallas.
(Límite de tolerancia)**
- 5.- Revelar defectos latentes. (Ocultos).**
- 6.- Observar la calidad estadísticamente.**
- 7.- Calidad del diseño y calidad de aceptación.
(El grado de ajuste entre lo diseñado y lo producido).**

**IMPLANTAR LA CALIDAD, es un proceso administrativo,
por lo tanto debe cumplir con:**

1.- PLANEAR LA CALIDAD

- **Identificar al producto o servicio.**
- **Identificar al cliente.**
- **Identificar requisitos del cliente.**
- **Fijar requisitos a los proveedores**

3.- CONTROLAR LA CALIDAD

- **Observar y controlar las actividades.**

(Controlar los puntos críticos para regular los procesos).

2.- ELABORAR LA CALIDAD

- **Precisar procesos**
- **Establecer mediciones e indicadores.**
- **Determinar metas.**

4.- MEJORAR LA CALIDAD

- **Introducir métodos de mejoramiento.**
- Para:**
- Mejorar resultados, superar la meta, etc.**

ANÉCDOTA 1

En dos años consecutivos, la planta de motores de Toluca y la planta de armado en Ramos Arizpe, de General Motors, recibieron el *Premio Nacional de Calidad*. En 1995, debido a la situación económica de México, tuvieron que reducir su ritmo de producción a menos del 50% de su capacidad instalada y sus ventas bajaron más del 60% con respecto al año anterior. “Pudo haber sido peor”, indicó un ejecutivo de la planta de motores. “De no haber implantado un proceso de calidad total, los problemas externos hubieran acabado con nosotros. Ahora sólo replegamos filas y estamos reordenando la empresa para competir en el futuro. Pero eso sí, estamos resistiendo los problemas mejor que la competencia”.

ANÉCDOTA 2

Una empresa dedicada a la producción y comercialización de especialidades marinas, Productos Gastronómicos Rancho El Pedregal, también tuvo serios problemas en diciembre de 1994. Después de comprar a crédito una cantidad muy importante de alimentos procesados en Europa, recibió el *golpe* de la devaluación.

“Empezamos el año de 1995 con la peor crisis de nuestra historia. Vendimos en pesos a inicios de diciembre de 1994 y tuvimos que pagar con dólares caros –ya con nuestra moneda devaluada-, en enero del año siguiente”, comentó Victor Almazán, Director General de la empresa; y concluyó: “pero no todo fue malo, gracias a los tres años que llevábamos con nuestro proceso de calidad. Rápidamente reorientamos nuestro negocio, descubrimos nuevos nichos de mercado y nos vimos obligados a exportar. La ventaja es que estábamos preparados para enfrentar los problemas. Cumplir con las exigencias de calidad exigidas por mercados foráneos no nos representó ningún problema”.

3.- CALIDAD TOTAL (C.T.)

3.1 ¿Qué es la C.T.? (T.Q.M. en inglés)

Es un sistema que permite a una empresa mejorar continuamente sus operaciones en todos sus departamentos.

Una definición más completa es la siguiente:

C.T. es un sistema para mejorar continuamente sus procesos sociales, estratégicos, administrativos y tecnológicos con el propósito de producir bienes y servicios que satisfagan plenamente los requisitos, necesidades y expectativas de sus clientes externos para beneficio de sus clientes internos.

3.2 ¿Por qué es necesaria e importante la C.T.?

Actualmente las organizaciones se enfrentan al gran reto de la globalización.

La necesidad de cambiar para crecer, evolucionar y adaptarse a las condiciones es algo inherente a todo sistema, la C.T. brinda el apoyo para conseguirlo.

La calidad de un producto o servicio es importante estratégicamente para la compañía y para el país que representa, debido a:

1.- Costos y participación del mercado.

Una calidad mejorada conduce a una mayor participación en el mercado y se ahorra en costos.

2.-Reputación de la compañía.

El prestigio de los productos o servicios, es clave en las ventas y percepciones.

3.-Responsabilidad del producto.

Los productos sin calidad, representan un problema latente que puede producir grandes costos legales:

4.-Implicaciones internacionales

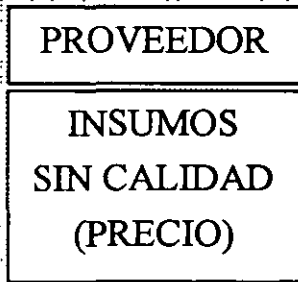
Si un producto o servicio no reúne la calidad especificada el desprestigio es para la empresa y además para el país de origen.

3.3 ELEMENTOS DE LA CALIDAD TOTAL

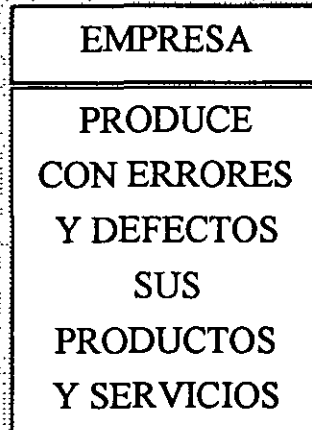
- 1.- Visión organizacional.**
(Aquello que se quiere llegar a ser o lograr como organización).
- 2.- Derrumbar barreras.**
(Implica mejorar las relaciones interdepartamentales y grupales, entre jefes y subordinados, y entre sindicato y empresa).
- 3.- Comunicación.**
(Evitar desconcierto, rumores y chismes. Implantar un sistema de comunicación formal).
- 4.- Mejoramiento permanente.**
(Este elemento se refiere al mejoramiento continuo “el que nunca termina” de todos los sistemas, macro y microprocesos en toda la empresa).
- 5.- Evaluación permanente.**
(Medición de resultados. Se requiere medir, evaluar, controlar, estabilizar y mejorar su eficiencia).
- 6.- Estrechar relaciones cliente/proveedor.**
(Comunicación eficaz para mejorar las relaciones y conocerse mejor para identificar las necesidades).
- 7.- Capacidad y entrenamiento.**
(Es indispensable que el personal sepa cómo se deben hacer las cosas, para que sea más eficiente).
- 8.- Habilitar y dar poder a la gente.**
(La delegación de autoridad es muy importante para que el personal capacitado actúe con autonomía, confianza y seguridad).

SIN C.T.

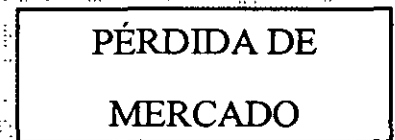
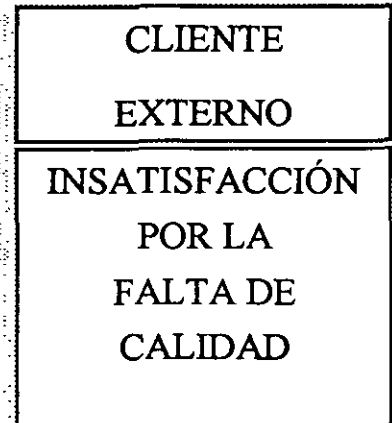
CAUSA



EFECTO/CAUSA



EFECTO/CAUSA



CON C.T.

PROVEEDOR

INSUMOS
DE CALIDAD
(CALIDAD)



EMPRESA

PRODUCE
SIN ERRORES
Y DEFECTOS
SUS
PRODUCTOS
Y SERVICIOS



CLIENTE
EXTERNO

SATISFACCIÓN
POR LA
CALIDAD



GANA MERCADO
Y
COMPETITIVIDAD

CALIDAD TOTAL.

PRINCIPIO

VENTAJAS

VISION

- ▶ ORIENTACIÓN Y DEFINICIÓN CLARA DE LA ORGANIZACIÓN
- ▶ COMPROMISO GENERADO DESDE ARRIBA
- ▶ CREACIÓN DE UNA CULTURA DE CALIDAD (INCORPORACIÓN DE VALORES, PRINCIPIOS, ACTITUDES, ETC.)

**DAR PODER
A LA GENTE**

- ▶ LIDERAZGO EFECTIVO EN JEFES
- ▶ CONFIANZA Y DESARROLLO
- ▶ TRABAJO EN EQUIPO
- ▶ CORRECTA DELEGACIÓN

**MEJORA
PERMANENTE**

- ▶ MEDICIÓN Y EVALUACIÓN
- ▶ PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA MEJORA
- ▶ MEJORA DEL DESEMPEÑO (EFICIENCIA)
- ▶ REPETIRLO PERMANENTEMENTE

**SATISFACCIÓN
DEL CLIENTE**

- ▶ MEJORES PRODUCTOS Y SERVICIOS
- ▶ SATISFACCIÓN PLENA DE REQUISITOS Y NECESIDADES DEL CLIENTE
- ▶ COMPRAS REPETITIVAS E IMAGEN ROBUSTA
- ▶ MAYOR COMPETITIVIDAD Y CRECIMIENTO

Cinco conceptos básicos para una C.T. efectiva. (Admón de Op.Barry Render).

- 1.- Mejoramiento continuo.**
- 2.- Involucrar al empleado.**
- 3.- Benchmarking.**
- 4.- Justo a tiempo (JIT).**
- 5.- Conocimiento de las herramientas.**

<p>MEJORAMIENTO CONTINUO (KAIZEN PARA LOS JAPONESES)</p>	<p>La perfección nunca se logra pero siempre se busca. Es un proceso constante para la construcción de una cultura de trabajo.</p>						
<p>CONFIANZA EN LOS EMPLEADOS</p>	<p>El 85% de los problemas de calidad está relacionado con los materiales y procesos. Se recomienda considerar a los trabajadores para modificar o rediseñar los procesos de producción (círculos de calidad).</p>						
<p>BENCHMARKING (PUNTOS DE REFERENCIA)</p>	<p>Seleccionar un estándar de desempeño, interno o externo a la empresa para establecer un objetivo y mejorarlo.</p>						
<p>JUSTO A TIEMPO (JIT)</p>	<p>JIT reduce la mala calidad y los costos. Reduce el tiempo de preparación, las fuentes potenciales de errores y los inventarios.</p>						
<p>CONOCIMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS</p>	<table border="0"> <tr> <td>1.- Despliegue de funciones de calidad</td> <td>4.- Gráficas de flujo</td> </tr> <tr> <td>2.- Técnicas Taguchi</td> <td>5.- Diagramas de causa efecto</td> </tr> <tr> <td>3.- Gráficas de Pareto</td> <td>6.- Control estadístico del proceso</td> </tr> </table>	1.- Despliegue de funciones de calidad	4.- Gráficas de flujo	2.- Técnicas Taguchi	5.- Diagramas de causa efecto	3.- Gráficas de Pareto	6.- Control estadístico del proceso
1.- Despliegue de funciones de calidad	4.- Gráficas de flujo						
2.- Técnicas Taguchi	5.- Diagramas de causa efecto						
3.- Gráficas de Pareto	6.- Control estadístico del proceso						

CONCLUSIONES:

La calidad es un concepto fundamental que aplica hoy en día todas las organizaciones para alcanzar sus objetivos.

La calidad no sólo se aplica al proceso de producción de un bien o servicio, se relaciona con todas las actividades de una empresa, en todas las áreas y en todos los niveles.

La calidad total es una técnica que se utiliza para mejorar constantemente y busca la perfección a través de la utilización de diversas herramientas que día con día están cambiando y actualizando, a la par de las nuevas tecnologías y procesos aplicados a la globalización mundial.

La implantación de la calidad total en una organización obedece a la necesidad de un cambio en la conducta, comportamiento y compromiso de los empleados, trabajadores y ejecutivos de la empresa, considerando la aplicación de estrategias administrativas con base en métodos científicos.

Planear, organizar, ejecutar, controlar e innovar son las actividades que se conjugan para buscar las causas-efectos que provocan las anomalías en un proceso, corrigiendo o desapareciendo lo que las origina.

La implantación de la calidad total está apoyada por muchas técnicas y herramientas que la fortalecen y hacen posible que su aplicación sea efectiva, algunas de estas son: El JIT, Benchmarking, El Desarrollo Organizacional, etc.

Los estándares internacionales de calidad, son especificaciones que marcan un nivel de competencia que fuerza la excelencia en todas las actividades de clase mundial.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

CONFIABILIDAD

**ING. GUSTAVO ROBLES PEÑA
M. EN I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

INDICE

	Pág.
I.- INTRODUCCIÓN	1
II.- CONCEPTOS BÁSICOS	3
III.- ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	20
IV.- TASA DE FALLA DE TRANSFORMADORES	29
V.- INTERRUPCIONES	30
VI.- NORMALIZACIÓN	31
VII.- PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO PARA AUMENTAR LA CONFIABILIDAD	36
VIII.- MANTENIMIENTO	37
IX.- ASPECTOS ECONÓMICOS	38
X.- CALIDAD TOTAL	41

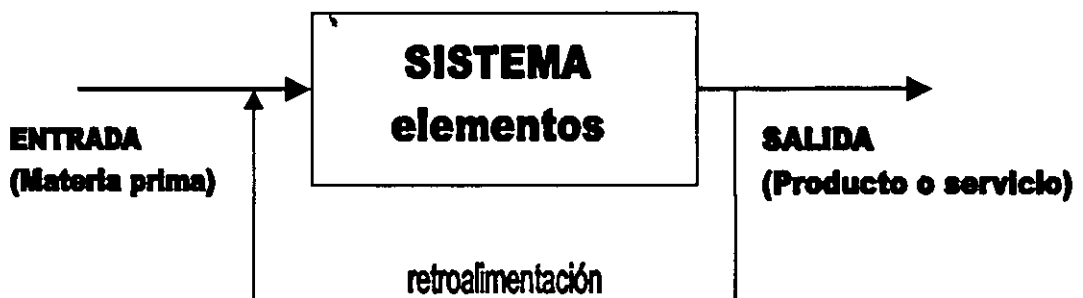
I.- INTRODUCCIÓN

La confiabilidad surge de la necesidad de asegurar el suministro de un bien o servicio. En épocas pasadas tres fueron los sucesos que influenciaron en el desarrollo de la confiabilidad:

- 1.- La guerra de Corea.
Donde hubo más accidentes fatales por fallas en los equipos que las bajas causadas por el enemigo.
- 2.- La carrera espacial.
El proyecto de poner al hombre en la luna y traerlo a salvo nuevamente a la tierra.
- 3.- Construcción de centrales nucleares.
Después de la explosión de las bombas nucleares, todo mundo creía que una central nucleo-eléctrica era una bomba que tarde o temprano estallaría.

Todo esto obliga a pensar en la CALIDAD y en las normas, especificaciones, pruebas y estadística de los equipos o sistemas que se manejan.

Es muy importante que se entienda el concepto de sistema para fines de CONFIABILIDAD, aquí se involucra todo aquel elemento que puede hacer que falle.



Retroalimentación:

Es la medición de las características o parámetros deseables de un producto o servicio. (Todo aquello que no podemos medir tampoco lo podemos controlar).

En CONFIABILIDAD, se requiere predecir para optimizar, es decir, requerimos conocer el comportamiento futuro de un sistema eléctrico para visualizar las diferentes confiabilidades posibles.

Por ejemplo; si la indisponibilidad la multiplicamos por los costos de suspensión de energía y los comparamos con el costo de inversión podemos llegar a conocer el punto óptimo del costo de inversión en confiabilidad.

La confiabilidad tiene un futuro asegurado, la competitividad en el mundo es la moda de la última década del milenio que termina, la calidad de los productos y servicios es cada vez más alta, se exigen mejores servicios con mejor calidad y bajo precio.

Anteriormente, se le daba más importancia a los sistemas eléctricos de potencia, ya que representan cantidades mucho mayores en cuanto a inversión inicial, que los sistemas de distribución, y una falla en ellos significa en muchas ocasiones situaciones catastróficas, debido a la energía tan grande que generan y transportan.

FALLAS	
Distribución:	87 %
Gen y Trans:	13 %

Las variables que se deben tomar en cuenta para la evaluación de la calidad del servicio eléctrico son:

- Tensión	- Relación entre fases
- Frecuencia	- Confiabilidad
- Forma de onda	

De éstas las que más afectan son la variación de tensión y las interrupciones, ó sea la confiabilidad del sistema, esto último depende de las metas que se haya fijado la empresa eléctrica, tomando en cuenta las inversiones que se erogan en equipo y mantenimiento. La consideración de éstas metas se establecen a través de los índices numéricos de confiabilidad.

II.- CONCEPTOS BÁSICOS

Definición cuantitativa de Confiabilidad.

– Conceptos generales de confiabilidad.

La confiabilidad es un concepto viejo y una nueva disciplina. Por años las cosas y las personas han sido llamadas confiables, si han cumplido con ciertas expectativas; y desconfiables si no lo han hecho.

– Aplicación a equipos y personas.

Una persona confiable, nunca (o difícilmente alguna vez) no cumplirá deliberadamente con lo que ha prometido. Un reloj confiable, será exacto día tras día. Los tipos de expectativas para juzgar la confiabilidad se relacionan con el desempeño de alguna función u obligación. Así la confiabilidad de un dispositivo se considera alta si ha desempeñado repetidamente su función con éxito y baja si tiende a fallar en repetidas ocasiones.

– Aplicaciones técnicas.

Los conceptos de confiabilidad anteriores, tienen poco uso en las aplicaciones técnicas. En ingeniería, así como en física, los conceptos deben tener medidas numéricas. Nosotros usamos por ejemplo: λ = tasa de falla y μ = tasa de reparación.

– Definición clásica de Confiabilidad.

La confiabilidad es la Probabilidad de que un componente o sistema funcione adecuadamente dentro de los límites preestablecidos, por un intervalo de tiempo y bajo condiciones de operación especificados.

– El objeto de un análisis de confiabilidad radica en determinar la medida en que los recursos de un sistema de distribución son capaces de suministrar la energía eléctrica en presencia de indisponibilidades.

Además auxilia dentro de la función económica a evaluar los costos de la energía no suministrada, que podrán ser incrementados o disminuidos vía los proyectos, para obtener un balance entre los costos de inversión y los costos de operación.

NORMA IEC-50-191/1997

1.- CONFIABILIDAD.

Aptitud de un elemento para realizar una función requerida, en condiciones dadas, durante un intervalo de tiempo dado.

2.- MEJORA DE LA CONFIABILIDAD.

Acción destinada a mejorar la confiabilidad por eliminación de las causas de fallas sistemáticas y/o por reducción de la probabilidad de aparición de otras fallas.

3.- ASEGURAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD.

Implantación de un conjunto apropiado de acciones preestablecidas y sistemáticas destinadas a proporcionar confianza en la obtención de la confiabilidad requerida de un elemento.

4.- SUPERVISIÓN DE LA CONFIABILIDAD.

Observación continua de la situación, de los procedimientos, métodos, condiciones, productos, procesos y servicios, junto con el análisis de datos para verificar que se satisfacen las exigencias de confiabilidad.

5.- CALIDAD DE SERVICIO.

Efecto global de las características de un servicio que determina el grado de satisfacción de un usuario del servicio.

PROCESOS QUE INTERVIENEN EN LA CONFIABILIDAD DE SERVICIO

- 1.- GENERACIÓN**
- 2.- TRANSMISIÓN**
- 3.- TRANSFORMACIÓN**
- 4.- DISTRIBUCIÓN**
- 5.- COMERCIALIZACIÓN**

ACTIVIDADES QUE INTERVIENEN EN LA IMPLANTACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

- 1.- PLANEACIÓN**
- 2.- DISEÑO**
- 3.- CONSTRUCCIÓN
Y/O MODIFICACIÓN**
- 4.- OPERACIÓN**
- 5.- MANTENIMIENTO**

- Tipos de Componentes.

Se pueden clasificar en 3 grupos:

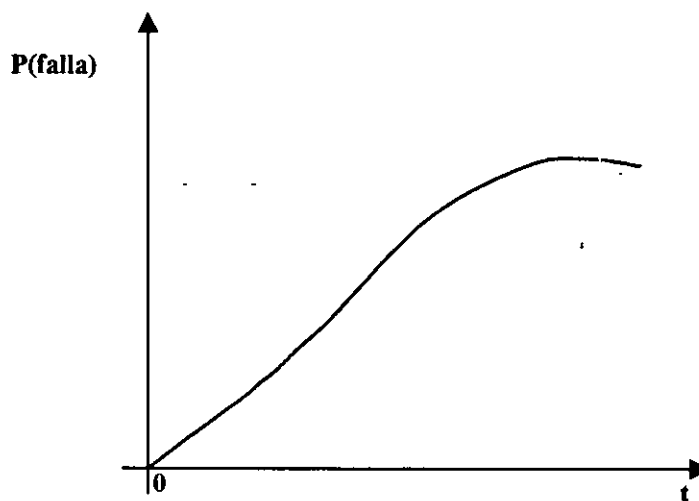
1. Componentes no reparables.- Son los que son observados sólo hasta que fallan, debido a que no pueden ser reparados, la reparación es muy costosa ó solamente es de interés su vida útil hasta la primera falla. Sus fallas son llamadas catastróficas.
2. Componentes reparables.- Son aquellos que son reparados hasta que fallan y por lo tanto su vida operativa consiste en periodos alternados de operación y reparación.
3. Componentes ideales o con tiempo de reparación cero.- Es un grupo de componentes en el que su vida útil es muy larga, sin fallas que obliguen al sistema completo a salir de operación, pero cuando ocurre una falla se considera que el tiempo de reparación, comparado con el tiempo de operación, es prácticamente despreciable.

- Evaluación de la confiabilidad de un componente o sistema.

En confiabilidad la variable aleatoria es generalmente el tiempo.

Si $t = 0 \Rightarrow$ Sistema operando $\Rightarrow P(\text{falla}) = 0$

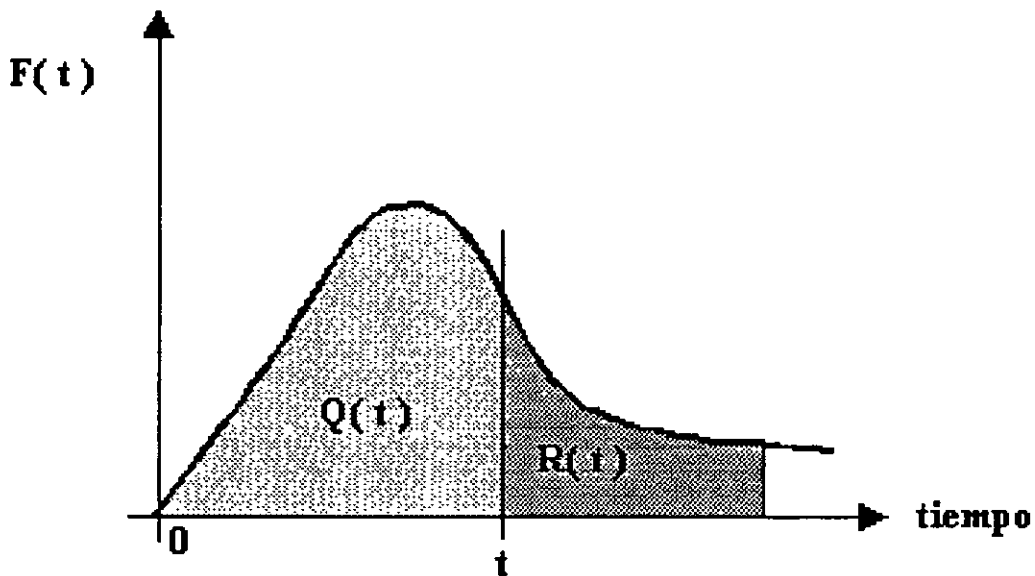
Si $t > 0 \Rightarrow P(\text{falla}) \rightarrow 1 \Rightarrow$ Sistema fallará



En términos de Confiabilidad, esta función se conoce como la “Distribución acumulada de falla” o “Probabilidad de falla” o “Función de inconfiabilidad”, y se designa por $Q(t)$.

La función complementaria de $Q(t)$ es la “Función de Supervivencia” o la “Función de confiabilidad” o la “Probabilidad de supervivencia”, y se designa por $R(t)$:

$$R(t) = 1 - Q(t) \dots\dots\dots (1)$$



Una función adicional, de las más usadas en confiabilidad, es la que se conoce como: “tasa o función de riesgo” (hazard rate); “tasa o función de falla”; “tasa o función de reparación”; “fuerza de mortalidad”; etc.

En términos de falla, la tasa de riesgo es una medida de la frecuencia con que ocurren las fallas.

El número de fallas depende del tamaño de la población considerada, es decir:

Para un mismo período de tiempo:

$$A : 1\ 000 \Rightarrow \text{N}^\circ \text{ de fallas} = X$$

$$B : 100 \Rightarrow \text{N}^\circ \text{ de fallas} < X$$

Si $A \equiv B$; la tasa de riesgo debe ser la misma.

$$\left. \begin{array}{l} A : 1000 \\ B : 100 \end{array} \right\} \Rightarrow \text{N}^\circ \text{ de fallas} = X$$

Podemos afirmar que:

$$A \neq B$$

y por lo tanto:

B es más propenso a fallar que A

y por lo tanto:

la tasa de riesgo depende de:

- N° de fallas en cierto período.
- N° de componentes expuestos a la falla.

Por lo tanto:

$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Número de componentes expuestos a fallar}}$$

- **Funciones de Confiabilidad.**

Considerando:

N_o = Número de componentes idénticos que son probados

$N_s(t)$ = Número de componentes sobrevivientes en el tiempo t

$N_f(t)$ = Número de componentes fallados en el tiempo t

Por lo tanto:

$$N_o = N_s(t) + N_f(t)$$

En cualquier tiempo t, la función de confiabilidad o sobrevivencia es:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_o} = \frac{N_o - N_f(t)}{N_o} \dots\dots\dots(7)$$

$$R(t) = 1 - \frac{N_f(t)}{N_o} \dots\dots\dots(8)$$

Similarmente, la función acumulada de falla, Q(t) probabilidad de falla.

$$Q(t) = \frac{N_f(t)}{N_o} \dots\dots\dots(9)$$

La tasa de riesgo es una función condicionada de la función de densidad de falla $f(t)$, siendo la relación condicional de la función de sobrevivencia $R(t)$, es decir la tasa de riesgo permite evaluar la probabilidad de falla en el siguiente intervalo de tiempo, dado que ha sobrevivido hasta el tiempo t.

Para el caso especial en que λ es una constante independiente del tiempo, la ecuación queda:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Ejemplo: Un aislador de porcelana tiene una vida útil de 30 años y opera durante 5 años dentro de ese periodo de confiabilidad del 75% ¿Cuál sería la confiabilidad de ese aislador por un tiempo de operación de 10 años a partir de su puesta en servicio?

Datos:

$$R(5) = 0.75$$

$$R(10) = ?$$

Solución:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Despejando λ :

Para $t=5$

$$R(5) = e^{-\lambda 5} \quad \therefore$$

$$\ln R(t) = \left[\ln e^{-\lambda t} \right]$$

$$\ln R(t) = -\lambda t$$

$$\ln 0.75 = -\lambda(5)$$

$$\lambda = \frac{\ln 0.75}{-5} = \frac{-0.2876}{-5} = 0.05752$$

La confiabilidad en 10 años será:

$$R(10) = e^{-0.05752(10)} = e^{-0.575}$$

$$R(10) = 0.5626$$

La probabilidad de falla en 10 años sería:

$$Q(t) = 1 - R(t) = 1 - 0.5626 = 0.4374 = 43.7\%$$

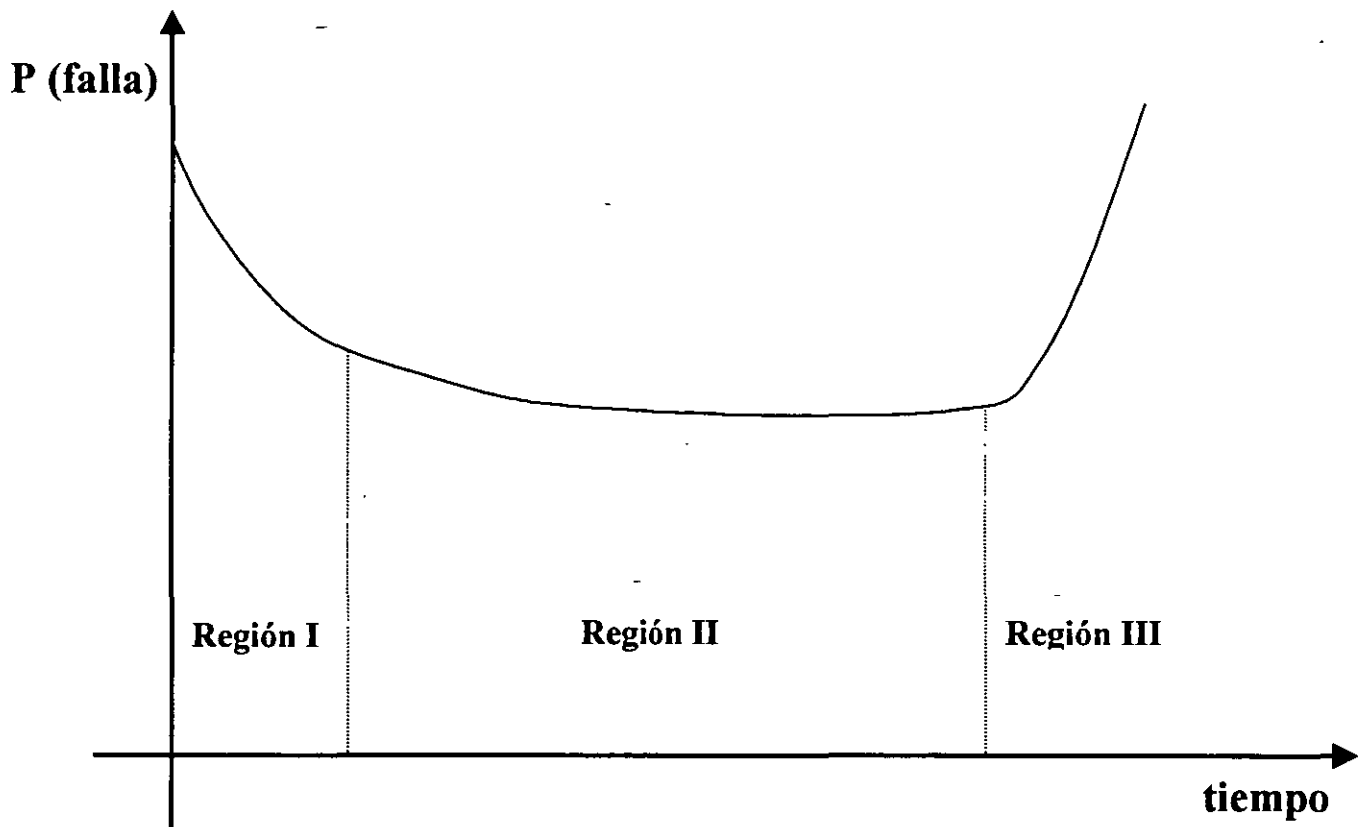
- **Tiempo de vida, maduración y envejecimiento**

Para el cálculo de la vida esperada de un equipo se debe utilizar un modelo matemático que mejor quede a los datos o mediciones hechas en campo.

En nuestro sistema de distribución el elemento más costoso es el transformador.

De los estudios que últimamente se han venido realizando sobre la vida de los transformadores, el comportamiento según su antigüedad de mortalidad infantil es elevado. El 50% de los fallados tienen una antigüedad menor a 15 años.

La vida teórica esperada de un transformador esta entre 25 y 30 años según valores internacionales pero en algunas Compañías suministradoras es menor a los 15 años y adicionalmente el 23% falla durante el primer año por lo que se debe realizar un estudio profundo a los diseños, a las protecciones y a las prácticas de operación.



Región I.- Nombres: Fase de depuración

Región de maduración

Periodo de mortalidad infantil.

Características: La tasa de riesgo decrece en función del tiempo

Tipos de fallas típicas: Errores en el diseño

Falta de cuidado en la fabricación

Región II.- Nombres: Periodo de vida útil

Fase de operación normal.

Características: La tasa de riesgo permanece constante.

Tipo de falla típicas: Fallas que ocurren puramente al azar.

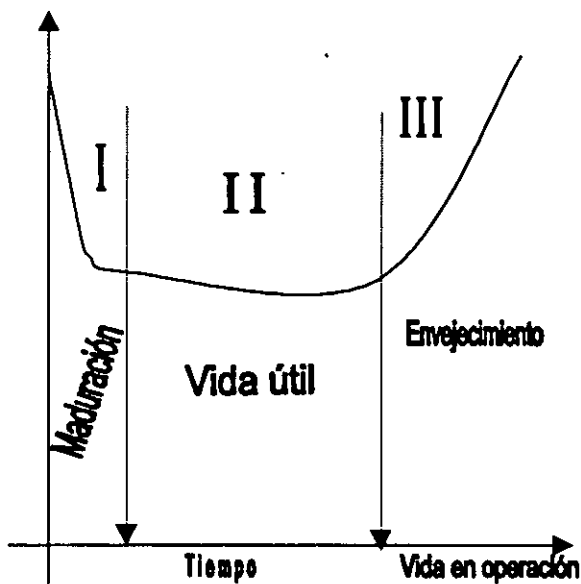
Región III.- Nombres: Fase de desgaste

Fase de fatiga.

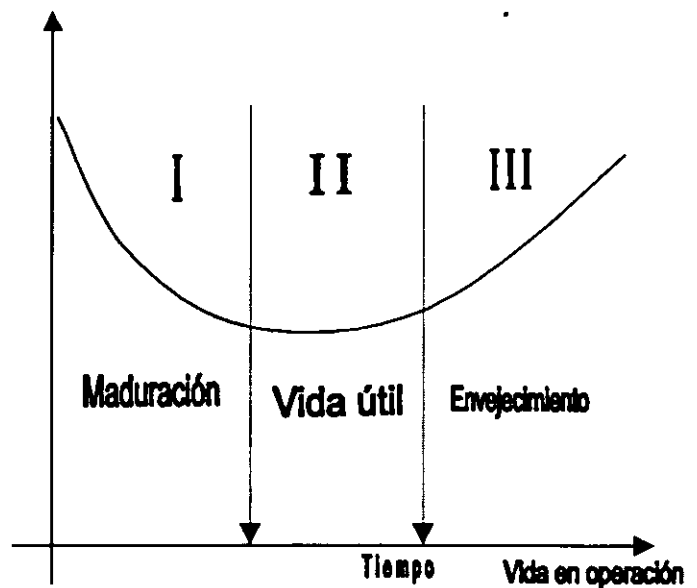
Periodo de envejecimiento.

Características: Tasa de riesgo que se incrementa rápidamente con el tiempo.

Tipo de falla típicas: Fallas por envejecimiento.



Curva típica de tasa de riesgo para componentes electrónicos



Curva típica de tasa de riesgo para componentes mecánicos

En estos dos ejemplos se cubren los casos extremos en cuanto al periodo de vida útil de los componentes. En el caso de los electrónicos, se asocian usualmente con una vida útil relativamente larga y los componentes mecánicos con una vida útil muy breve.

Muchos componentes y sistemas, incluyendo los componentes de sistemas de potencia y dispositivos mecánicos, pueden mantenerse dentro de su vida útil, mediante un constante y cuidadoso mantenimiento preventivo. De esta manera se les impide entrar a la etapa de envejecimiento antes de que sean sustituidos.

● **Ciclo de Operación-Falla-Operación**

- Análisis de modelos simples basados en Componentes Reparables
- Para analizar y evaluar la confiabilidad es necesario conocer las formas en que los equipos y sistemas fallan a lo largo de su tiempo de operación.
- Observaciones hechas a las fallas que ocurren frecuentemente en el área industrial, dan como resultado que la gran mayoría de las fallas se sitúan en los siguientes grupos:

Tipo 1.- Fallas que se presentan en la fase de maduración, debidas a la condición de ajuste de los componentes nuevos a las condiciones de operación del sistema.

Tipo 2.- Fallas naturales de los componentes durante su vida útil.

Tipo 3.- Fallas debidas a alteraciones de las condiciones de operación preestablecidas.

Tipo 4.- Fallas debidas a errores en el diseño original ó por fabricarse con partes defectuosas.

Tipo 5.- Fallas debidas al envejecimiento natural de los componentes donde alguno de los dispositivos del sistema van acumulando daños por fatiga y/o desgaste y no pueden seguir funcionando correctamente.

- **Proceso de renovación .-** Se aplica únicamente a un sistema con componentes reparables durante su vida útil.

Tipo de operación continua
(Sistema de Servicio Público de Energía)

- Mantenimiento preventivo
- Tasa de falla baja
- Reparaciones rápidas
- Respaldo o redundancia

Para analizar la “Confiabilidad de un sistema con Operación del tipo continuo, es necesario establecer un modelo del ciclo “Operación-Falla-Operación”.

Si un componente es observado por un intervalo de tiempo en el que ocurren N ciclos de fallas y de reparaciones, definimos lo siguiente:

m_1 = tiempo a la falla para el primer ciclo.

Y

r_1 = tiempo de reparación para la primera falla.

Similarmente:

m_1 y r_1 son los tiempos observados a la falla y a la reparación para el i ésimo ciclo, respectivamente.

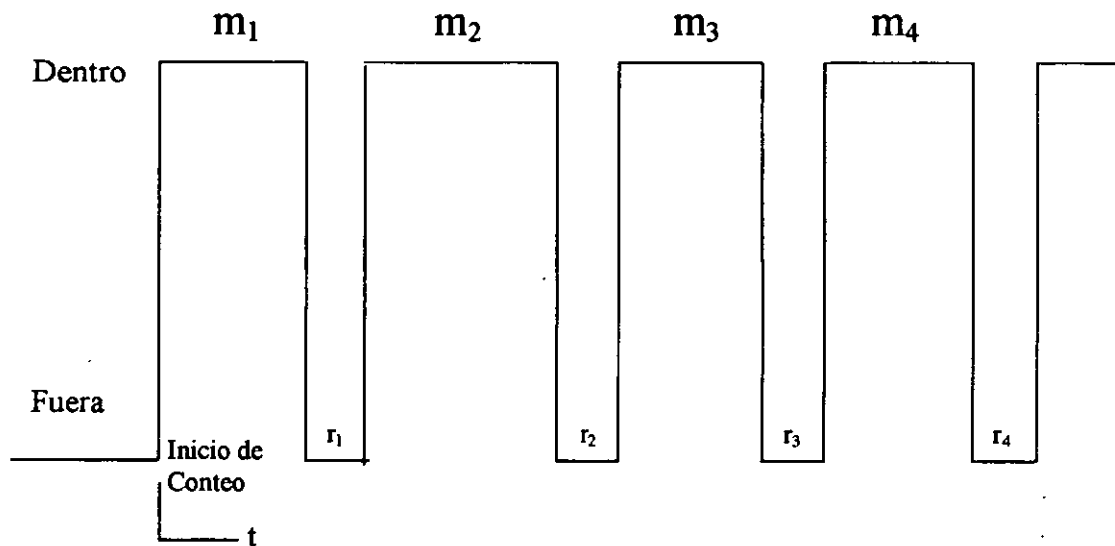
Entonces:

$$\bar{m} = \frac{1}{N} \sum_1^N m_1 \quad (\text{Tiempo promedio a la falla MTTF})$$

$$\bar{r} = \frac{1}{N} \sum_1^N r_1 \quad (\text{Tiempo promedio de reparación MTTR})$$

El ciclo promedio del proceso Operación-Falla, esta dado por:

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r}$$



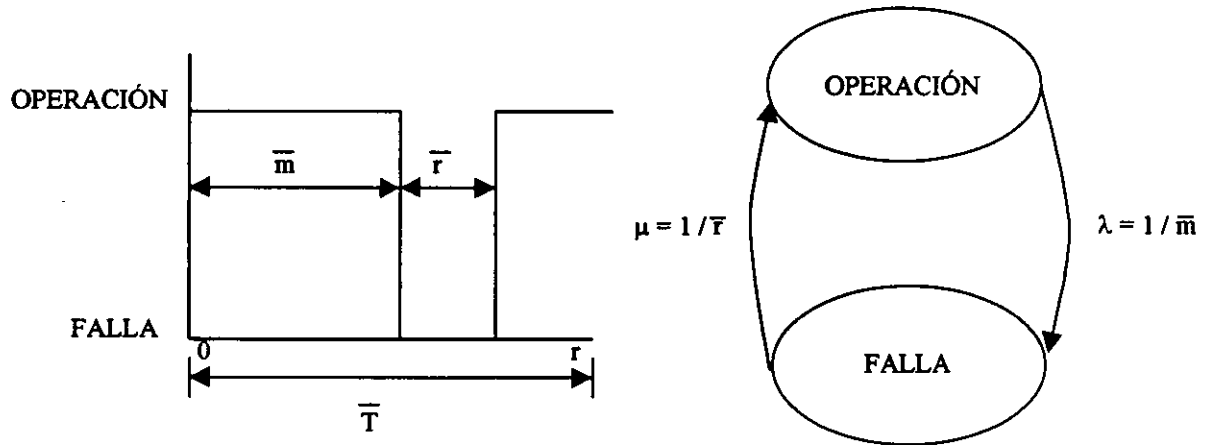
El recíproco de \bar{m} se designa usualmente como Tasa de falla "λ":

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} = \frac{1}{\text{MTTF}}$$

Similarmente, el recíproco de \bar{r} se designa como la Tasa de reparación "μ"

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{\text{MTTR}}$$

De lo anterior resulta el “Modelo de dos estados” que se ilustra de la siguiente forma:



Del estudio de la distribución exponencial, sabemos que la probabilidad de falla esta dada por la siguiente expresión:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

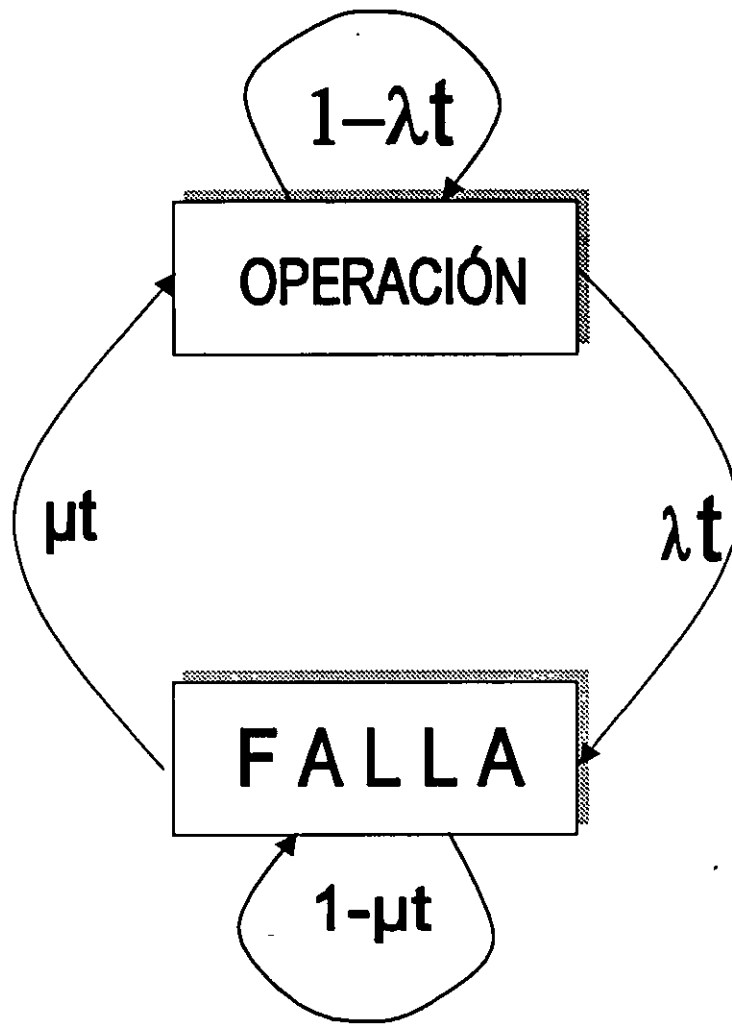
Si $\lambda t \ll 1$, entonces:

$$Q(t) \approx \lambda t$$

Y

$$R(t) \approx 1 - \lambda t$$

Regresando al diagrama de dos estados, pero ahora aplicando las funciones de probabilidad, queda:



donde:

$\lambda t = Q(t) =$ Probabilidad de falla

$1 - \lambda t = R(t) =$ Probabilidad de sobrevivencia

$\mu t =$ Probabilidad de reparación

$1 - \mu t =$ Probabilidad de que no se repare

Ejemplo.- Se ha observado el comportamiento de un circuito alimentador de 23 kV de 2 km de longitud, por un periodo de tiempo, dando como resultado que falla a razón de 0.1 veces por km al año y el tiempo promedio de reparación de esas fallas es de 12 horas. Calcule:

- El MTTF.
- La probabilidad de que falle en las próximas 2 horas.
- La probabilidad de que se repare en 2 horas una falla.

Solución:

Datos:

$$l = 2 \text{ km}$$

$$\lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año}$$

$$\bar{r} = 12 \text{ h}$$

Fórmulas:

$$\text{a) } \bar{m} = 1 / \lambda$$

$$\text{b) } Q(t) = \lambda t$$

$$\text{c) } \mu = 1 / \bar{r}$$

$$\text{a) } \lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año} \times 2 \text{ km} = 0.2 \text{ fallas / año}$$

El tiempo promedio a la falla (MTTF) esta dado por:

$$\bar{m} = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0.2} = 5 \text{ años / falla}$$

b) Haciendo uso de la aproximación de Q (t):

$$Q(t) \cong \lambda t \quad \text{si } t = 2 \text{ h} = 2.283 \times 10^{-4} \text{ años}$$

$$Q(t) \cong 0.2 \times 2.283 \times 10^{-4} = 4.56 \times 10^{-5}$$

c) Primero calculamos la tasa de reparación "μ":

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{12} = 0.0834$$

entonces la probabilidad de que se repare una falla en el alimentador en 2 h es:

$$\mu t = 0.0834 \times 2 = 0.1668 \quad (16.68 \%)$$

La evaluación de la confiabilidad en un sistema de distribución, consta de dos aspectos principales:

- Medir el comportamiento observado
- Predecir la confiabilidad futura.

En el primer caso, los datos que se obtienen se utilizan para calcular índices históricos y en base a éstos se predice la confiabilidad de un sistema de distribución.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Es una parte del sistema de energía eléctrica que enlaza las fuentes de energía a las instalaciones del usuario y son comúnmente las siguientes:

Alimentadores primarios
Transformadores
Circuitos secundarios
Acometidas

En muchos casos, los enlaces o circuitos primarios son radiales y por tanto susceptibles de interrupciones debido a un evento único.

En un sistema eléctrico el 87% de las fallas son originadas en las redes de distribución.

III.- INDICES DE CONFIABILIDAD

La finalidad de los indicadores, es conocer el comportamiento del sistema eléctrico en cuanto a su confiabilidad en forma global y mediante estadísticas, determinar los motivos de las interrupciones y de las fallas de los equipos y componentes del sistema eléctrico de distribución, para disponer de los elementos tangibles en la toma de decisiones.

Las estadísticas promedio del índice TIU a nivel internacional tiene los siguientes valores.

Clase mundial	(TIU = 8 min.)
Clase media	(TIU = 100 min.)
Clase normal	(TIU = 300 min.)

Por ejemplo:

LyF	374
CFE	282
EUA	70
CANADA	70
JAPON	8

- **BENEFICIOS.**

- Disponer de los indicadores aplicados en forma homogénea y con criterios unificados.
- Conocer el comportamiento de los diferentes equipos, para detectar fallas y causas recurrentes por tipos, fabricantes y otras características.
- Obtener elementos tangibles para la mejora de las especificaciones, de los proyectos, de la operación y del mantenimiento.
- Disponer de los elementos para justificar la sustitución de equipos y en su caso, para vetar algún fabricante.
- Identificar requerimientos de capacitación.
- Mejorar los procesos que inciden en la confiabilidad y la calidad de la energía.
- Mejorar la confiabilidad de los sistemas de potencia y de distribución.
- Incrementar la calidad del suministro eléctrico.

- **INDICADORES.**

Con el fin de obtener bases cuantitativas útiles que proporcionen los beneficios esperados, se tienen dos tipos de indicadores:

- Indicadores de confiabilidad globales.
- Indicadores de confiabilidad de componentes.

- **INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES Y CAUSAS DE INTERRUPCION.**

Los indicadores de confiabilidad globales son:

- Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI), el cual es equivalente al SAIFI (System Average Interruption Frequency Index).
- Indicador de duración promedio de interrupciones al sistema (TIU), el cual es equivalente al SAIDI (System Average Interruption Duration Index).
- Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU), el cual es equivalente al CAIDI (Custom Average Interruption Duration Index).
- Índice de disponibilidad de servicio al usuario (IDIS), el cual es equivalente al ASAI (Average Service Availability Index).

Los indicadores globales se integran a partir de las aportaciones correspondientes de los procesos de generación, transmisión, transformación y distribución.

En particular el indicador TIU se disgrega en cuatro sumandos, como sigue:

$$TIU = TIU_{GEN} + TIU_{TRS} + TIU_{TRF} + TIU_{DIS},$$

Donde:

- TIU = Tiempo de Interrupción del Usuario total.
- TIU_{GEN} = Tiempo de Interrupción al Usuario debido al proceso de generación.
- TIU_{TRS} = Tiempo de Interrupción al Usuario debido al proceso de transmisión.
- TIU_{TRF} = Tiempo de Interrupción al Usuario debido al proceso de transformación de (subestaciones).
- TIU_{DIS} = Tiempo de Interrupción al Usuario debido al proceso de distribución.

Adicionalmente, para el proceso de distribución se desglosa el indicador TIUDIS de la siguiente manera:

- TIU por disturbios (TIU_D)
- TIU por condiciones de tormenta (TIU_{TOR})
- TIU por licencias programadas con interrupción (TIU_{LIC})
- TIU por ramales (TIU_{RAM})
- TIU por transformadores de distribución (TIU_{TRA})
- TIU por circuitos de baja tensión (TIU_{BT})

En estas condiciones, el indicador de tiempo de interrupción al usuario de distribución sera:

$$TIUDIS = TIU_D + TIU_{TOR} + TIU_{LIC} + TIU_{RAM} + TIU_{TRA} + TIU_{BT}$$

Se define el termino "condiciones de tormenta" a cualquier fenómeno meteorológico (lluvia, viento, etc.) que cause interrupción en más del 20% de los alimentadores de una zona determinada.

Estadísticas de Causas de Interrupción.

Se considera necesario que para cada interrupción se defina el origen de la misma. Los datos estadísticos permitirán conocer con precisión, las causas que más están afectando al sistema.

Por ejemplo:

- Falla de equipos.
- Tormenta/Viento.
- Rayos.
- Sobrecargas.
- Accidentes.
- Animales.
- Objetos extraños.
- Baja frecuencia.
- Bajo voltaje.
- Errores humanos.
- Interrupciones programadas por licencias.
- Vandalismo.
- Otras.

Estas estadísticas se llevan para los procesos de generación, transmisión, transformación y distribución.

INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE COMPONENTES Y CATALOGO DE CAUSAS DE FALLA.

El segundo grupo de indicadores tiene la finalidad de evaluar la confiabilidad de los componentes principales del sistema eléctrico en sus partes de transmisión, transformación y distribución, tomando en cuenta para cada uno de ellos la tasa de fallas (λ) y el tiempo medio de reparación (r), como se ilustra a continuación:

COMPONENTE	FAMILIAS	INDICADOR
Líneas de Transmisión	3 (85, 230 y 400 kV)	$\lambda, r/\lambda$
Cables de Potencia	2 (85 y 230kV)	λ, r
Transformadores de Potencia	5 (421, 28, 221, 82 y 86)	λ, r (*)
Interruptores	4 (23, 85, 230 y 400kV) Por "n" (tecnologías)	λ, r
Alimentadores Aéreos	2 (conductor desnudo y conductor Semiaislado)	$\lambda, r/\lambda_T$
Alimentadores Subterráneos	2 (por tipo de aislamiento, 6 y 23 kV)	λ, r
Transformadores de Distribución	3 (poste, bóveda y pedestal)	λ, r

* Incluye reparaciones de larga duración.

ALGORITMOS DE CALCULO DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES

- Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI)

$$\text{IFI} = \frac{\text{No. Total de interrupciones}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (\text{I,1})$$

- Indicador del tiempo (promedio) de interrupción al usuario (TIU)

$$\text{TIU} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (\text{I,2})$$

- Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU).

$$\text{IDIU} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de interrupciones a los usuarios atendidos}} \quad (\text{I,3})$$

- Indicador de disponibilidad del servicio al usuario (IDIS).

$$\text{IDIS} = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio}}{\text{Horas de la demanda del servicio al usuario}} \quad (\text{I,4})$$

ALGORITMOS DE CÁLCULO DE INDICADORES PARCIALES DEL TIEMPO DE INTERRUPTIÓN (TIU) PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

- TIU por disturbios (TIU_D).

$$TIU_D = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por disturbio}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,1)$$

- TIU por condiciones de tormenta (TIU_{TOR})

$$TIU_{TOR} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones en condiciones de tormenta}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,2)$$

- TIU por licencias programadas con interrupción (TIU_{LIC})

$$TIU_{LIC} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por licencias}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,3)$$

- TIU por ramales (TIU_{RAM})

$$TIU_{RAM} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por ramales}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,4)$$

- TIU por transformadores de distribución (TIU_{TRA})

$$TIU_{TRA} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por transformadores}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,5)$$

- TIU por circuitos en baja tensión (TIU_{B.T.})

$$TIU_{B.T.} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por circuito en B:T:}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,6)$$

ALGORITMOS DE CÁLCULO DE INDICADORES DE CONFIABILIDAD A NIVEL COMPONENTES

NOMENCLATURA

λ = Tasa de fallas sostenidas (fallas/componente-año) ó fallas-km-año)

r = Tiempo medio de reparación (horas/falla)

λ_T = Tasa de fallas transitorias (falla/km-año)

Una falla es transitoria, si su duración es menor o igual a 5 minutos

n_i = Cantidad de fallas sostenidas acumuladas en t años, correspondientes a la familia i . El contador (n_i) puede regresarse a cero el 31 de diciembre de cada año.

N_i = Cantidad de componentes integrantes de la familia i .

t = Periodo acumulado en años.

l_i = Longitud total de los componentes que integran la familia i en km.

r_j = Duración de la j -ésima falla (incluye tiempo de localización, traslado, compra de refacciones, reparación, reinstalación y puesta en servicio.

$R = \sum r_j$ = Tiempo acumulado de falla.

n_{Ti} = Cantidad de fallas transitorias acumuladas en t años, correspondientes a la familia i . El contador (n_{Ti}) puede regresarse a cero el 31 de diciembre de cada año.

- Tasa de fallas sostenidas.

$$\lambda = \frac{n_i}{N_i t} \quad (\text{III.1})$$

Si el componente es línea de transmisión, cable de potencia o alimentador, la ecuación (III.1) se transforma en:

$$\lambda = \frac{n_i}{l_i t} \quad (\text{III.2})$$

- Tiempo de reparación.

$$r = \frac{r_1 + r_2 + \dots + r_n}{n_i} = \frac{R}{n_i} \quad (\text{III.3})$$

- Tasa de fallas transitorias.

$$\lambda = \frac{n_{Ti}}{l_i t} \quad (\text{III.4})$$

IV.- TASA DE FALLA DE TRANSFORMADORES

Como se mencionó anteriormente uno de los equipos más costosos en un sistema eléctrico de distribución es el transformador.

Sabemos que el punto débil del transformador es el aislamiento por lo que los fabricantes de transformadores se han preocupado por conseguir mejores papeles aislantes, hace años se tenían papeles para 55°C de calentamiento y los fabricantes de papel lanzaron al mercado un papel que podía soportar 65°C. en ese momento los fabricantes de transformadores ofrecieron transformadores que podían soportar mayor temperatura y obviamente representaban un ahorro económico.

La naturaleza de la carga en los transformadores de distribución es muy variada, algunas están bajo control del usuario, otras son controladas automáticamente y dependen de la temperatura ambiente o de la luz del día. Lo más importante es el valor del pico o sea la demanda máxima. En los primeros días de la distribución eléctrica se consideraba deseable limitar la carga y nunca exceder la capacidad del transformador. Conforme se ha acumulado experiencia operativa y se ha entendido el fenómeno del envejecimiento a la par que se han tomado en cuenta la economía de la distribución, se ha vuelto evidente que el transformador puede y debe ser sobrecargado al menos ocasionalmente, porque:

- 1) Si limitamos la carga pico a la capacidad del transformador, la mayoría del tiempo el transformador estaría subutilizado.
- 2) El rendimiento de la inversión en transformadores se incrementa substancialmente si ocasionalmente se sobre carga.

V.- INTERRUPCIONES

- Las interrupciones que se presentan en los circuitos eléctricos de distribución de Media Tensión son generalmente las siguientes:

- a) Disturbios.
- b) Licencias de emergencia.
- c) Licencias programadas con interrupción.

y estas pueden ser menores (hasta 5 minutos) y mayores (más de 5 minutos).

- Existe una clasificación de las causas que provocan las interrupciones:

INTERNAS.- Las originadas de forma intrínseca por el sistema. (falla de aislamiento, falso contacto, etc.)

EXTERNAS.- originadas por terceros y sin relación directa con red. (árbol sobre la línea, poste chocado, etc.)

- Para la reparación de las interrupciones básicamente se realizan por dos métodos:
 1. Con línea viva
 2. Con línea desenergizada (licencia pci)

VI.- NORMALIZACIÓN

Proceso de formulación y aplicación de reglas dirigido a crear el orden en una actividad específica para beneficio y con la colaboración de todos los interesados y en particular, para promover en interés de la comunidad, una economía óptima considerando debidamente las condiciones funcionales y los requisitos de seguridad.

La normalización está basada en los resultados consolidados en la ciencia, la técnica y la experiencia.

La normalización determina las bases para el desarrollo presente y futuro y debe mantenerse a la par con el progreso.

Algunas aplicaciones particulares que contribuyen al incremento de la confiabilidad de Sistemas Eléctricos, son:

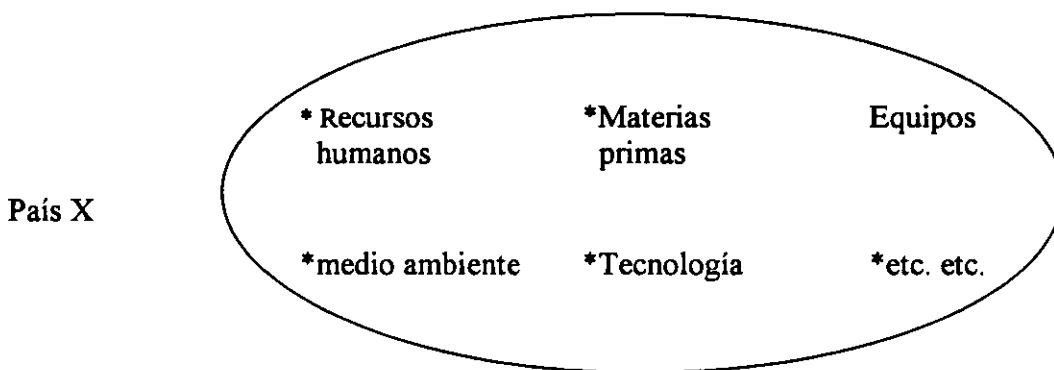
- 1) Las unidades de medición.
- 2) La terminología y la representación simbólica.
- 3) Los productos y procedimientos (definición y selección de las características de los productos, métodos de ensayo y de medición, la regulación de la variedad, su intercambiabilidad, etc.).
- 4) La seguridad de personas y bienes.
- 5) Contribuir a un comportamiento exitoso de los elementos en un sistema para lograr niveles óptimos.
- 6) Elaboración de especificaciones para equipo y materiales que cubran las características técnicas de la zona en la que se utilicen.
- 7) Pruebas eléctricas, mecánicas, etc. que deberán acreditar de acuerdo a las normas internacionales y nacionales.
- 8) Certificado de cumplimiento de proveedores con normas de calidad ISO 9000.
- 9) Niveles de aislamiento correspondiente a 2 300 msnm.
- 10) Adquisición de tecnología de punta en las licitaciones.
- 11) Montajes adecuados a cada zona de trabajo, etc.

COMPARACION Y ANALISIS DEL LOGRO DE UN SATISFACTOR ENTRE UN PAÍS DESARROLLADO Y UN PAÍS EN DESARROLLO.

Cuando se presenta una necesidad en un país, supongamos en el país desarrollado X, la forma, que podríamos considerar lógica, de satisfacer tal necesidad es contar con un satisfactor. Esto se obtiene por medio de un proceso que se inicia en la investigación, se establece el proceso y se obtiene el satisfactor.

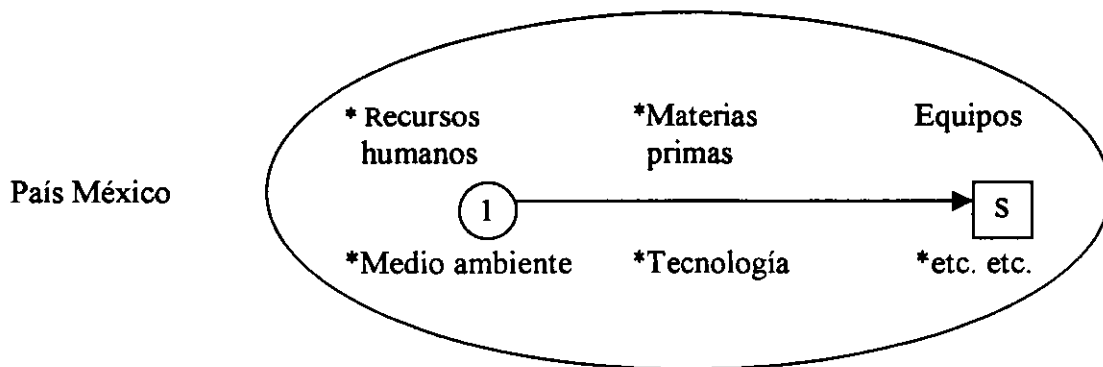


Lo anterior se lleva a cabo dentro de un contexto dado, es decir, dentro de un país X se tendrán una serie de elementos que se deben tomar en cuenta, como se ilustra a continuación:

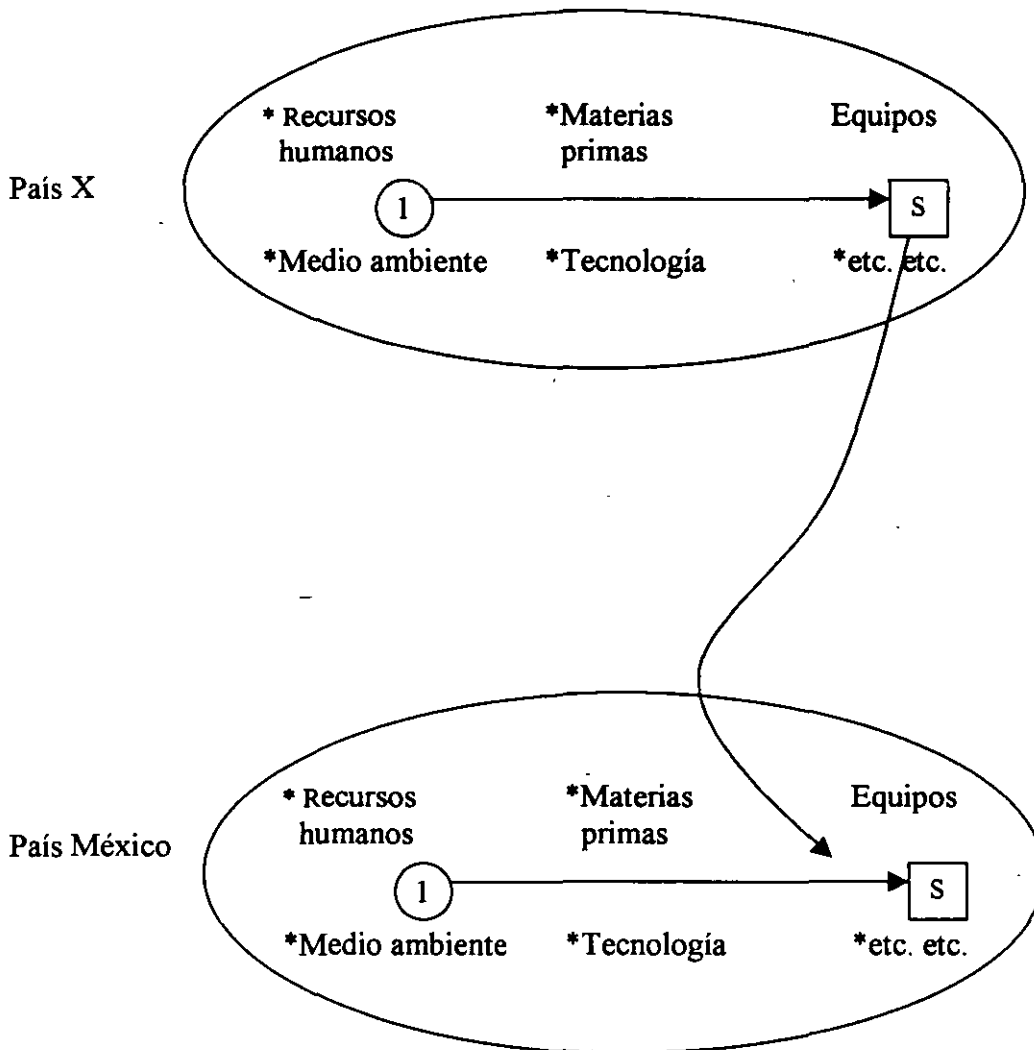


La investigación de iniciarse desde la definición o identificación de la necesidad y continuar permanentemente para lograr definir el proceso, y mejorar en cualquier momento el satisfactor. Una parte importante es investigar los recursos con que se cuenta y definir la conveniencia de usarlos, con el fin de incorporarlos al proceso.

Para un país en vías de desarrollo, por ejemplo México, supongamos que se presenta una necesidad igual o similar a la antes mencionada, lo prudente es pensar que se debe establecer un proceso similar, como se ilustra a continuación.



El problema estriba en que para satisfacer la necesidad se importa el satisfactor (diseño, norma, producto, tecnología, etc.) y se representa una situación similar a la ilustrada en la figura

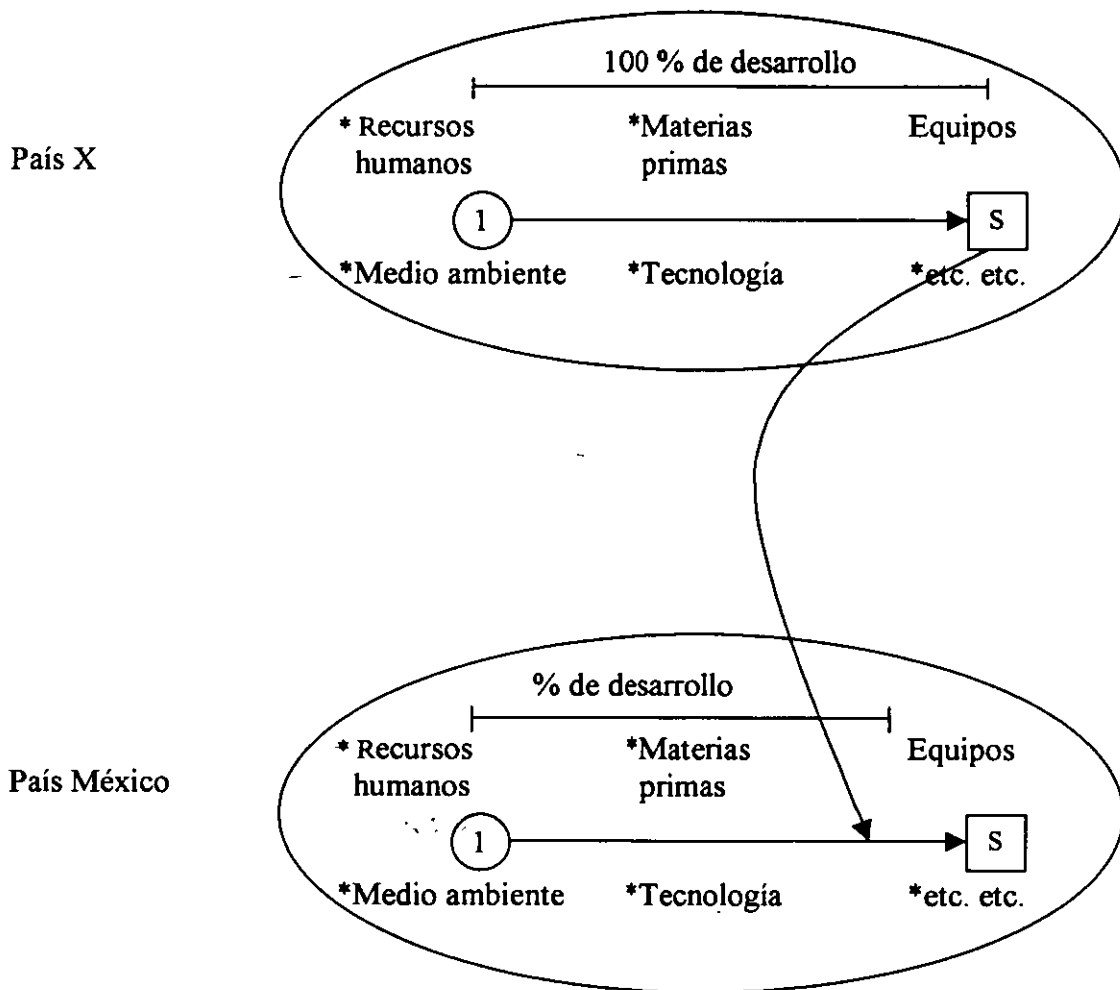


Automáticamente, al introducir el satisfactor en la parte final del proceso (en el mejor de los casos, para hacerle pequeños ajustes, como idioma, datos, y otros ligeros cambios), se rompe y se aísla la parte de investigación y la gran parte del proceso, ya se tiene un “cordón umbilical” que aparentemente resuelve la situación.

Pero si se reflexiona en lo anterior, se recordará que el satisfactor en el país X se elaboró tomando en cuenta sus necesidades y los recursos y condiciones con que contaba, lo que deja a los recursos tanto humanos, materiales y técnicos, del país en desarrollo (en nuestro caso México) en una gran desventaja, ya que éstos no fueron considerados dentro del logro del satisfactor en forma adecuada.

Además, debemos notar que parte de los propios recursos humanos del país en vías de desarrollo son los que deciden esto y provocan este tipo de situaciones, evitando así que verdaderamente el país se vaya desarrollando, dejándolo en el subdesarrollo permanente.

Si consideramos que un país que efectúa todo el proceso es un país con 100% de desarrollo, puede verse que el % de subdesarrollo corresponde a la parte que no se realiza, o que si se realiza no se toma en cuenta.



VII.- PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO PARA AUMENTAR LA CONFIABILIDAD

En particular en la zona central del país se tiene el programa estratégico para la reducción de interrupciones y mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico de distribución de la siguiente manera:

a) Confinación de las fallas.

- Instalación de restauradores.
- Instalación de seccionadores.
- Instalación de CCF en RR.
- Instalación de interruptores.
- Instalación de ICF.
- Coordinación de protecciones correcta.

b) Eliminación de causas de fallas.

- Poda.
- Retiro de objetos extraños (campaña
- Reposición de aislamiento dañado.
- Uso de equipos y materiales con un adecuado nivel de aislamiento (150 kV a 2 300 msnm).
- Normalización de los montajes utilizados.
- Instalación de cable semiaislado.

c) Automatización.

- Telecontrolar Restauradores.
Seccionadores.
Interruptores.

d) Reconfiguración del sistema.

- Reducción de longitud de alimentadores.
- Flexibilidad entre circuitos colindantes (traspasos de carga).
- Diseño de S.E's más pequeñas.
- Utilización de cable aislado en redes aéreas.

e) Crear un nivel de compromiso.

- Fomentar entre los equipos de trabajo, la unión para motivar una mejora en la actitud.
- Intensificar la supervisión de los trabajos.
- Programar una capacitación constante.

Las inversiones que se pretenden efectuar durante los próximos 10 años son del orden de los 1,000 millones de pesos anuales aproximadamente.

VIII.- MANTENIMIENTO

Se modificó la forma de establecer programas de mantenimiento, de tal manera que se trata de involucrar a todos los trabajadores con el programa: “ALIMENTADOR ADOPTADO”.

Mediante el cual, el responsable debe hacer un seguimiento estrecho de su comportamiento, cuidando que el programa de trabajo, previamente establecido se cumpla al pie de la letra, además de llevar las estadísticas correspondientes para asegurar la reducción de disturbios y por ende del TIU.

Se esta capacitando al personal operativo para el uso correcto de herramientas, además de que se emplean equipos modernos como las cámaras de termografía para detectar puntos de falso contacto y también de técnicas innovadoras como las maniobras aéreas desde piso (MAP), los trabajos de línea viva se están incrementando para evitar interrupciones innecesarias.

IX ASPECTOS ECONOMICOS

Es muy importante considerar los aspectos económicos en confiabilidad ya que los montos de inversión en este rubro están asociados a muchos factores. La confiabilidad no puede ser la misma en, línea aérea que en cables subterráneos, ni tampoco la misma en zonas urbanas que en zonas rurales, o en zonas industriales y comerciales que en las residenciales.

Las repercusiones económicas de las interrupciones del servicio eléctrico son muy variables, y cuando se ha pensado en aumentar la confiabilidad en algunos países los usuarios no han estado dispuestos a pagar por la nueva inversión un aumento en sus tarifas.

Se requiere elaborar estudios para determinar los costos de una interrupción, y de este modo valorar los costos directos e indirectos asociados con la pérdida de alimentación.

De una empresa eléctrica de Canadá, se obtuvieron algunos datos interesantes:

Costo promedio por kW (interrupción de 20 min)

- Usuarios residenciales \$ 0.04 U.S. Dlls
- Grandes usuarios \$ 2.46
- Edificios de oficinas \$ 6.72
- Plantas industriales Una interrupción de 3h una vez al año
\$ 324,000
10 interrupciones de 1h en un año
\$ 396,000

Actualmente los usuarios se preocupan por la frecuencia y longitud de las interrupciones. Más sin embargo, una encuesta realizada indica que en general los consumidores aceptarían lo siguiente:

Residenciales: - Poco menos de confiabilidad a cambio de una reducción en las tarifas.

Industriales y Comerciales: - Confiabilidad mayor en un costo superior.

● Análisis Beneficio-Costo

Esté análisis es una forma práctica de estimar la conveniencia de proyectos en los cuales es importante analizar rápidamente una inversión a largo plazo y estudiar las consecuencias secundarias que afectan a un gran número de personas o industrias.

La base para resolver muchos problemas de ingeniería consiste en identificar todas las alternativas existentes para alcanzar una meta en particular.

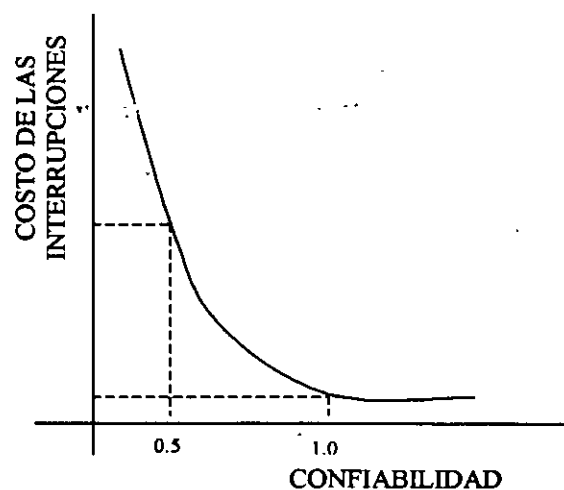
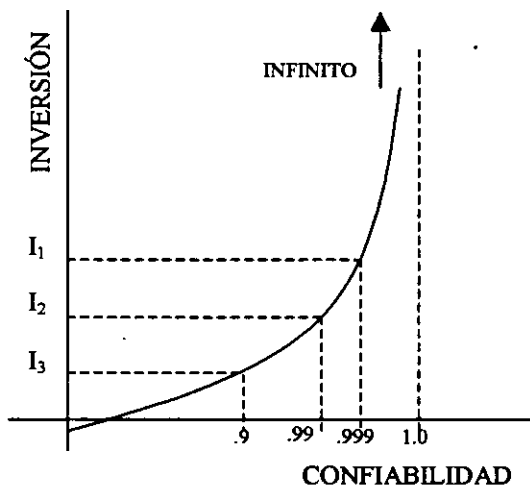
El horizonte de planeación es esencial para definir el periodo en que se ha de escoger el mejor de los proyectos para cuantificarse monetariamente, así como la tasa de interés que se ha de usar.

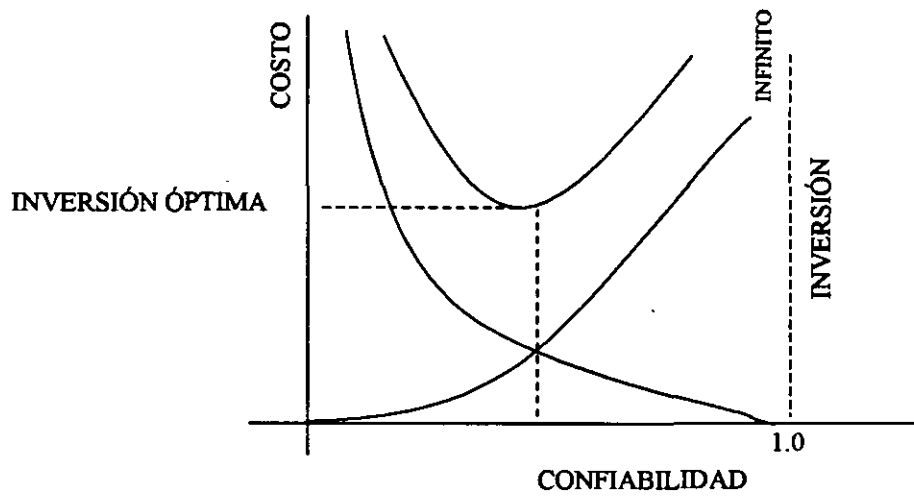
Todo incremento en la confiabilidad de un sistema de distribución lleva asociado el costo, por tanto será necesario siempre un análisis económico para cuantificar las inversiones por este concepto.

Dos puntos fundamentales a considerar son:

- UN SISTEMA ELECTRICO SIN FALLA REQUERIRA UNA INVERSION INFINITA.
- LA RELACION ENTRE LAS INVERSIONES POR AUMENTO DE CONFIABILIDAD Y SU COSTO ASOCIADO NO ES LINEAL.

En las gráficas siguientes se observan estos principios:





La determinación de la confiabilidad óptima en un sistema será la que ofrezca menos interrupciones a menos costo.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

**CONFIABILIDAD
COMPLEMENTO**

**ING. GUSTAVO ROBLES PEÑA
M. EN I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DE 1999**

I.- INTRODUCCIÓN

La confiabilidad surge de la necesidad de asegurar el suministro de un bien o servicio.

En épocas pasadas tres fueron los sucesos que influenciaron en el desarrollo de la confiabilidad:

1.- La guerra de Corea.

Donde hubo más accidentes fatales por fallas en los equipos que las bajas causadas por el enemigo.

2.- La carrera espacial.

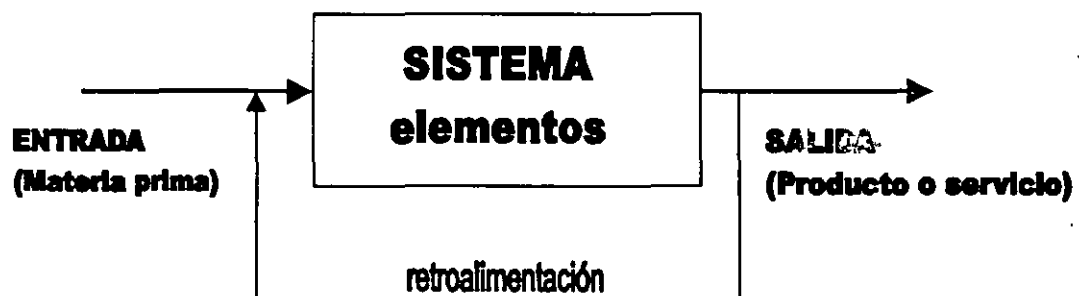
El proyecto de poner al hombre en la luna y traerlo a salvo nuevamente a la tierra.

3.- Construcción de centrales nucleares.

Después de la explosión de las bombas nucleares, todo mundo creía que una central nucleo-eléctrica era una bomba que tarde o temprano estallaría.

Todo esto obliga a pensar en la CALIDAD y en las normas, especificaciones, pruebas y estadística de los equipos o sistemas que se manejan.

Es muy importante que se entienda el concepto de sistema para fines de CONFIABILIDAD, aquí se involucra todo aquel elemento que puede hacer que falle.



FALLAS	
Distribución:	87 %
Gen y Trans:	13 %

Las variables que se deben tomar en cuenta para la evaluación de la calidad del servicio eléctrico son:

- | | |
|------------------------|-------------------------------|
| - Tensión | - Relación entre fases |
| - Frecuencia | - Confiabilidad |
| - Forma de onda | |

1.- CONFIABILIDAD.

Aptitud de un elemento para realizar una función requerida, en condiciones dadas, durante un intervalo de tiempo dado.

2.- MEJORA DE LA CONFIABILIDAD.

Acción destinada a mejorar la confiabilidad por eliminación de las causas de fallas sistemáticas y/o por reducción de la probabilidad de aparición de otras fallas.

3.- ASEGURAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD.

Implantación de un conjunto apropiado de acciones preestablecidas y sistemáticas destinadas a proporcionar confianza en la obtención de la confiabilidad requerida de un elemento.

4.- SUPERVISIÓN DE LA CONFIABILIDAD.

Observación continua de la situación, de los procedimientos, métodos, condiciones, productos, procesos y servicios, junto con el análisis de datos para verificar que se satisfacen las exigencias de confiabilidad.

5.- CALIDAD DE SERVICIO.

Efecto global de las características de un servicio que determina el grado de satisfacción de un usuario del servicio.

PROCESOS QUE INTERVIENEN EN LA CONFIABILIDAD DE SERVICIO

- 1.- GENERACIÓN**
- 2.- TRANSMISIÓN**
- 3.- TRANSFORMACIÓN**
- 4.- DISTRIBUCIÓN**
- 5.- COMERCIALIZACIÓN**

ACTIVIDADES QUE INTERVIENEN EN LA IMPLANTACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

- 1.- PLANEACIÓN**
- 2.- DISEÑO**
- 3.- CONSTRUCCIÓN
Y/O MODIFICACIÓN**
- 4.- OPERACIÓN**
- 5.- MANTENIMIENTO**

- **Tipos de Componentes.**

Se pueden clasificar en 3 grupos:

- 1. Componentes no reparables.-** Son los que son observados sólo hasta que fallan, debido a que no pueden ser reparados, la reparación es muy costosa ó solamente es de interés su vida útil hasta la primera falla. Sus fallas son llamadas catastróficas.
- 2. Componentes reparables.-** Son aquellos que son reparados hasta que fallan y por lo tanto su vida operativa consiste en periodos alternados de operación y reparación.
- 3. Componentes ideales o con tiempo de reparación cero.-** Es un grupo de componentes en el que su vida útil es muy larga, sin fallas que obliguen al sistema completo a salir de operación, pero cuando ocurre una falla se considera que el tiempo de reparación, comparado con el tiempo de operación, es prácticamente despreciable.

- **Funciones de Confiabilidad.**

Considerando:

N_0 = Número de componentes idénticos que son probados

$N_s(t)$ = Número de componentes sobrevivientes en el tiempo t

$N_f(t)$ = Número de componentes fallados en el tiempo t

Por lo tanto:

$$N_0 = N_s(t) + N_f(t)$$

En cualquier tiempo t , la función de confiabilidad o sobrevivencia es:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_0} = \frac{N_0 - N_f(t)}{N_0} \dots\dots\dots(7)$$

$$R(t) = 1 - \frac{N_f(t)}{N_0} \dots\dots\dots(8)$$

Similarmente, la función acumulada de falla, $Q(t)$ probabilidad de falla.

$$Q(t) = \frac{N_f(t)}{N_0} \dots\dots\dots(9)$$

La tasa de riesgo es una función condicionada de la función de densidad de falla $f(t)$, siendo la relación condicional de la función de sobrevivencia $R(t)$, es decir la tasa de riesgo permite evaluar la probabilidad de falla en el siguiente intervalo de tiempo, dado que ha sobrevivido hasta el tiempo t .

Para el caso especial en que λ es una constante independiente del tiempo, la ecuación queda:

$R(t) = e^{-\lambda t}$

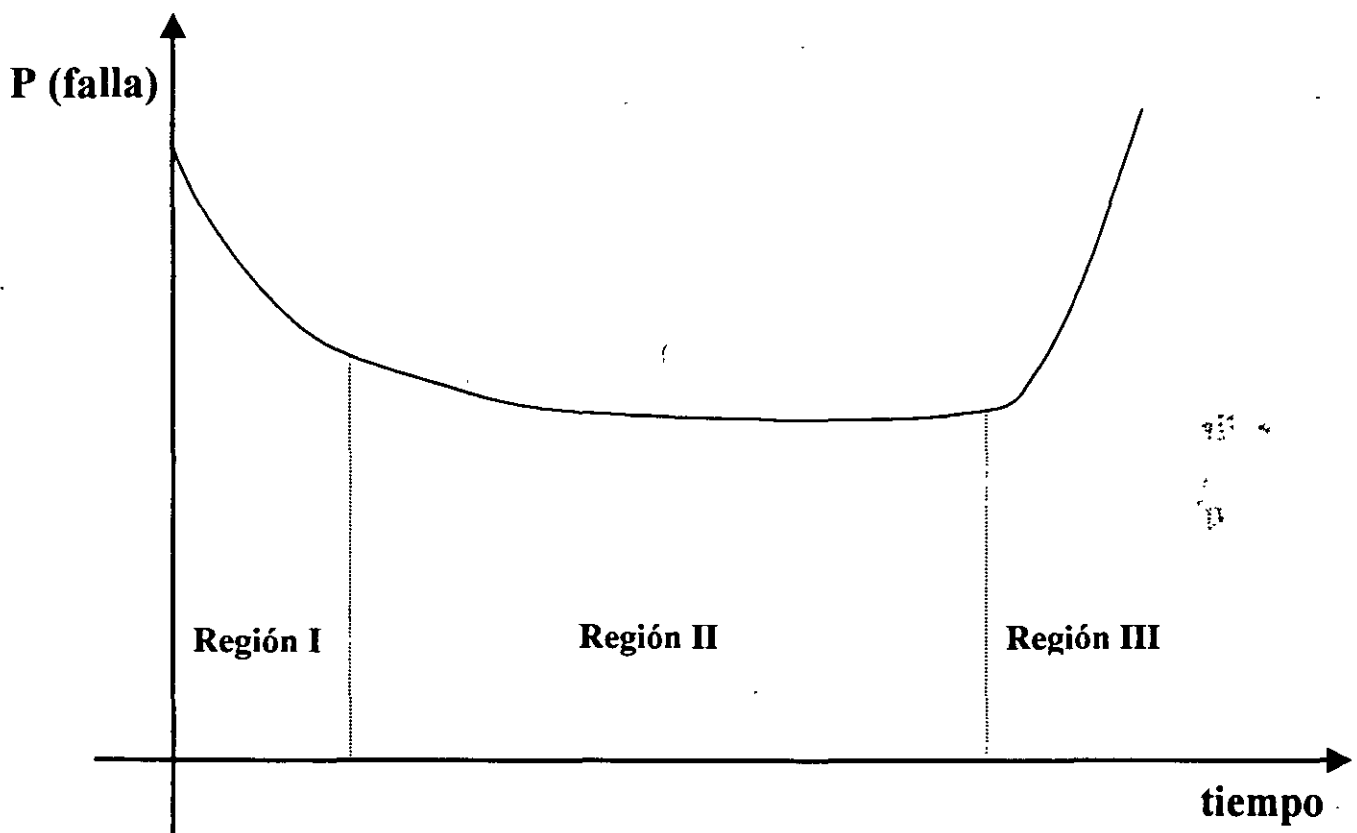
- **Tiempo de vida, maduración y envejecimiento**

Para el cálculo de la vida esperada de un equipo se debe utilizar un modelo matemático que mejor quede a los datos o mediciones hechas en campo.

En nuestro sistema de distribución el elemento más costoso es el transformador.

De los estudios que últimamente se han venido realizando sobre la vida de los transformadores, el comportamiento según su antigüedad de mortalidad infantil es elevado. El 50% de los fallados tienen una antigüedad menor a 15 años.

La vida teórica esperada de un transformador esta entre 25 y 30 años según valores internacionales pero en algunas Compañías suministradoras es menor a los 15 años y adicionalmente el 23% falla durante el primer año por lo que se debe realizar un estudio profundo a los diseños, a las protecciones y a las prácticas de operación.



Región I.- Nombres: Fase de depuración

Región de maduración

Periodo de mortalidad infantil.

Características: La tasa de riesgo decrece en función del tiempo

Tipos de fallas típicos: Errores en el diseño

Falta de cuidado en la fabricación

Región II.- Nombres: Periodo de vida útil

Fase de operación normal.

Características: La tasa de riesgo permanece constante.

Tipo de falla típicas: Fallas que ocurren puramente al azar.

Región III.- Nombres: Fase de desgaste

Fase de fatiga.

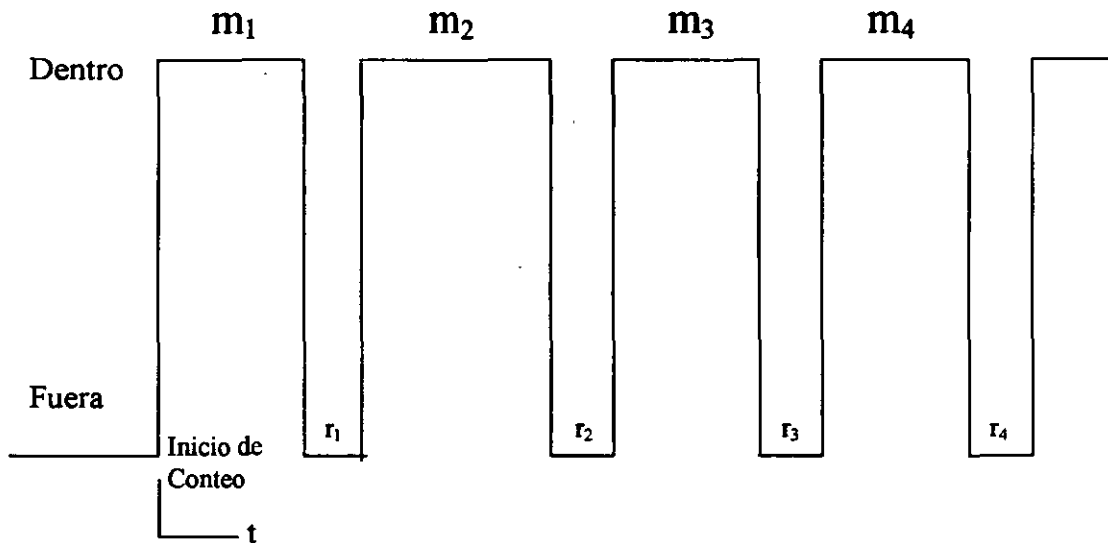
Periodo de envejecimiento.

Características: Tasa de riesgo que se incrementa rápidamente con el tiempo.

Tipo de falla típicas: Fallas por envejecimiento.

El ciclo promedio del proceso Operación-Falla, esta dado por:

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r}$$

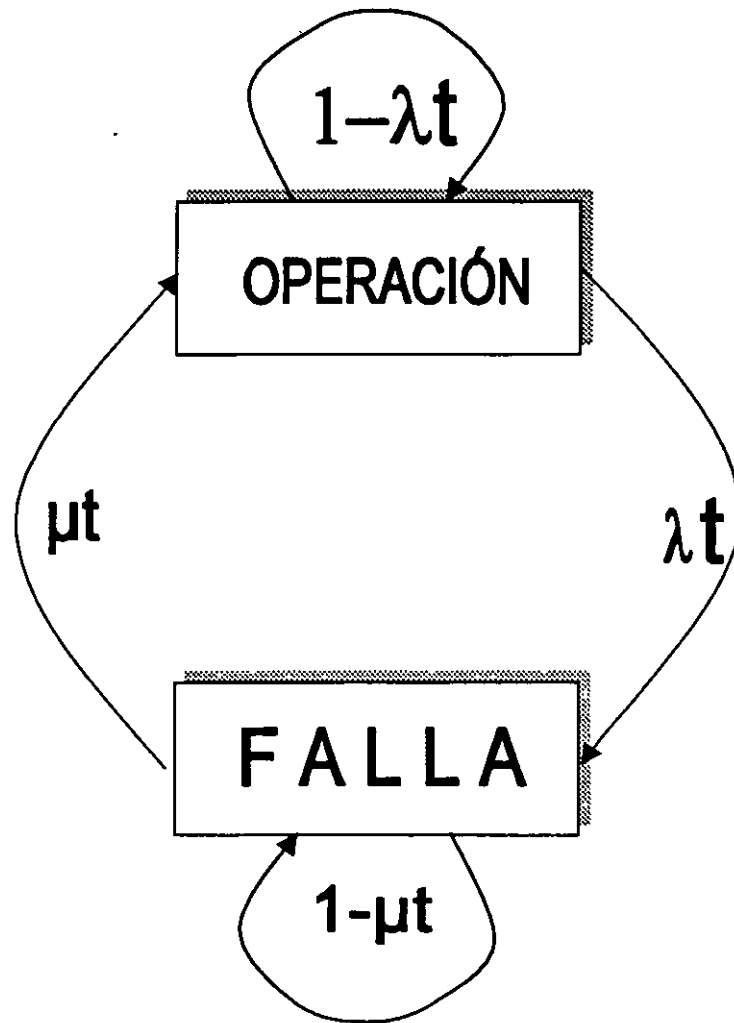


El recíproco de \bar{m} se designa usualmente como Tasa de falla "λ":

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} = \frac{1}{\text{MTTF}}$$

Similarmente, el recíproco de \bar{r} se designa como la Tasa de reparación "μ"

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{\text{MTTR}}$$



donde:

$\lambda t = Q(t) = \text{Probabilidad de falla}$

$1 - \lambda t = R(t) = \text{Probabilidad de sobrevivencia}$

$\mu t = \text{Probabilidad de reparación}$

$1 - \mu t = \text{Probabilidad de que no se repare}$

III.- INDICES DE CONFIABILIDAD

La finalidad de los indicadores, es conocer el comportamiento del sistema eléctrico en cuanto a su confiabilidad en forma global y mediante estadísticas, determinar los motivos de las interrupciones y de las fallas de los equipos y componentes del sistema eléctrico de distribución, para disponer de los elementos tangibles en la toma de decisiones.

Las estadísticas promedio del índice TIU a nivel internacional tiene los siguientes valores.

Clase mundial	(TIU = 8 min.)
Clase media	(TIU = 100 min.)
Clase normal	(TIU = 300 min.)

Por ejemplo:

LyF	374
CFE	282
EUA	70
CANADA	70
JAPON	8

• BENEFICIOS.

- Disponer de los indicadores aplicados en forma homogénea y con criterios unificados.
- Conocer el comportamiento de los diferentes equipos, para detectar fallas y causas recurrentes por tipos, fabricantes y otras características.
- Obtener elementos tangibles para la mejora de las especificaciones, de los proyectos, de la operación y del mantenimiento.
- Disponer de los elementos para justificar la sustitución de equipos y en su caso, para vetar algún fabricante.
- Identificar requerimientos de capacitación.
- Mejorar los procesos que inciden en la confiabilidad y la calidad de la energía.
- Mejorar la confiabilidad de los sistemas de potencia y de distribución.
- Incrementar la calidad del suministro eléctrico.

- **INDICADORES.**

Con el fin de obtener bases cuantitativas útiles que proporcionen los beneficios esperados, se tienen dos tipos de indicadores:

- **Indicadores de confiabilidad globales.**
- **Indicadores de confiabilidad de componentes.**

- **INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES Y CAUSAS DE INTERRUPCION.**

Los indicadores de confiabilidad globales son:

- **Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI), el cual es equivalente al SAIFI (System Average Interruption Frequency Index).**
- **Indicador de duración promedio de interrupciones al sistema (TIU), el cual es equivalente al SAIDI (System Average Interruption Duration Index).**
- **Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU), el cual es equivalente al CAIDI (Custom Average Interruption Duration Index).**
- **Índice de disponibilidad de servicio al usuario (IDIS), el cual es equivalente al ASAI (Average Service Availability Index).**

Los indicadores globales se integran a partir de las aportaciones correspondientes de los procesos de generación, transmisión, transformación y distribución.

ALGORITMOS DE CALCULO DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES

- **Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI)**

$$\text{IFI} = \frac{\text{No. Total de interrupciones}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (\text{I,1})$$

- **Indicador del tiempo (promedio) de interrupción al usuario (TIU)**

$$\text{TIU} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (\text{I,2})$$

- **Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU).**

$$\text{IDIU} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de interrupciones a los usuarios atendidos}} \quad (\text{I,3})$$

- **Indicador de disponibilidad del servicio al usuario (IDIS).**

$$\text{IDIS} = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio}}{\text{Horas de la demanda del servicio al usuario}} \quad (\text{I,4})$$

- Tasa de fallas sostenidas.

$$\lambda = \frac{n_i}{N_i t} \quad (\text{III.1})$$

Si el componente es línea de transmisión, cable de potencia o alimentador, la ecuación (III.1) se transforma en:

$$\lambda = \frac{n_i}{l_i t} \quad (\text{III.2})$$

- Tiempo de reparación.

$$r = \frac{r_1 + r_2 + \dots + r_n}{n_i} = \frac{R}{n_i} \quad (\text{III.3})$$

- Tasa de fallas transitorias.

$$\lambda = \frac{n_{Ti}}{l_i t} \quad (\text{III.4})$$

V.- INTERRUPCIONES

- **Las interrupciones que se presentan en los circuitos eléctricos de distribución de Media Tensión son generalmente las siguientes:**

- a) **Disturbios.**
- b) **Licencias de emergencia.**
- c) **Licencias programadas con interrupción.**

y estas pueden ser menores (hasta 5 minutos) y mayores (más de 5 minutos).

- **Existe una clasificación de las causas que provocan las interrupciones:**

INTERNAS.- Las originadas de forma intrínseca por el sistema. (falla de aislamiento, falso contacto, etc.)

EXTERNAS.- originadas por terceros y sin relación directa con red. (árbol sobre la línea, poste chocado, etc.)

- **Para la reparación de las interrupciones básicamente se realizan por dos métodos:**

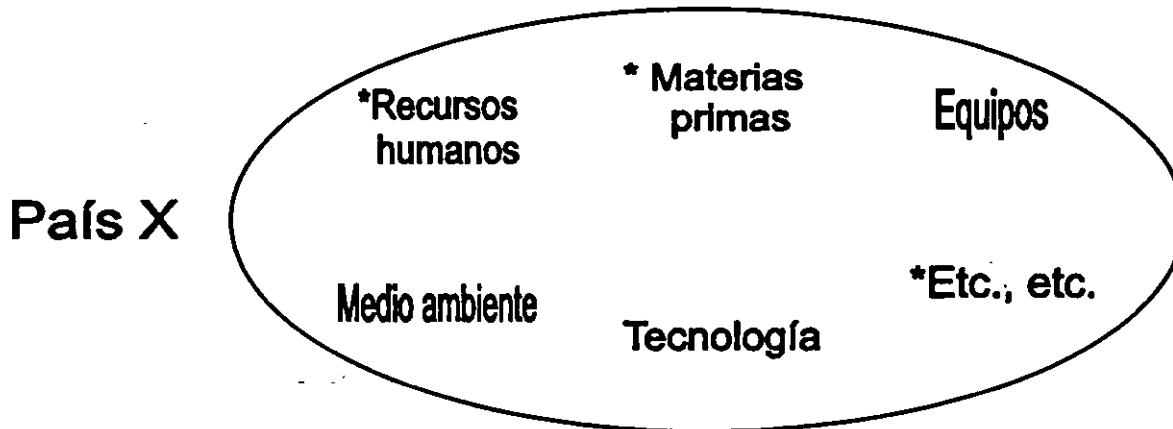
- 1. Con línea viva**
- 2. Con línea desenergizada (licencia pci)**

COMPARACION Y ANALISIS DEL LOGRO DE UN SATISFACTOR ENTRE UN PAÍS DESARROLLADO Y UN PAÍS EN DESARROLLO.

Cuando se presenta una necesidad en un país, supongamos en el país desarrollado X, la forma, que podríamos considerar lógica, de satisfacer tal necesidad es contar con un satisfactor. Esto se obtiene por medio de un proceso que se inicia en la investigación, se establece el proceso y se obtiene el satisfactor.



Lo anterior se lleva a cabo dentro de un contexto dado, es decir, dentro de un país X se tendrán una serie de elementos que se deben tomar en cuenta, como se ilustra a continuación:

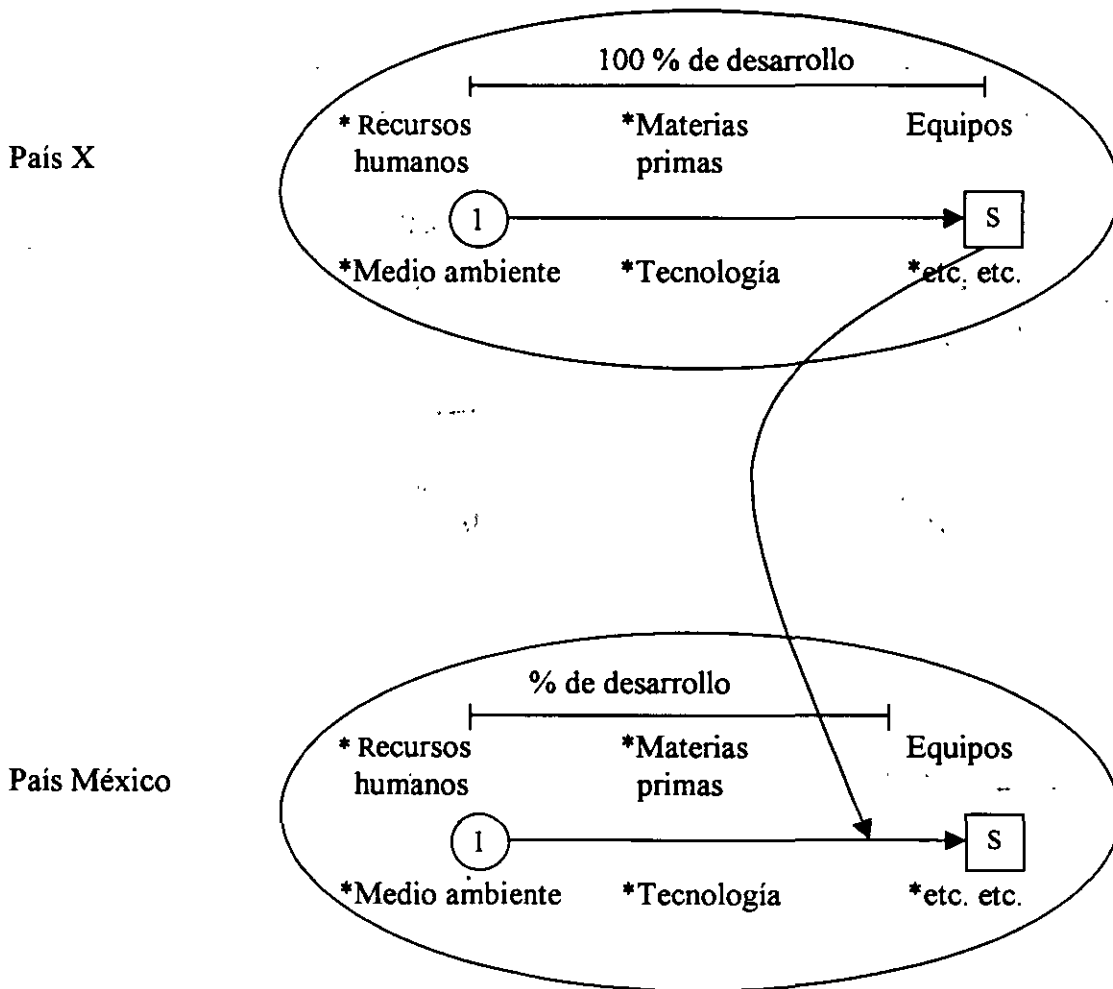


La investigación de iniciarse desde la definición o identificación de la necesidad y continuar permanentemente para lograr definir el proceso, y mejorar en cualquier momento el satisfactor.

Una parte importante es investigar los recursos con que se cuenta y definir la conveniencia de usarlos, con el fin de incorporarlos al proceso.

Además, debemos notar que parte de los propios recursos humanos del país en vías de desarrollo son los que deciden esto y provocan este tipo de situaciones, evitando así que verdaderamente el país se vaya desarrollando, dejándolo en el subdesarrollo permanente.

Si consideramos que un país que efectúa todo el proceso es un país con 100% de desarrollo, puede verse que el % de subdesarrollo corresponde a la parte que no se realiza, o que si se realiza no se toma en cuenta.



VII.- PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO PARA AUMENTAR LA CONFIABILIDAD

En particular en la zona central del país se tiene el programa estratégico para la reducción de interrupciones y mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico de distribución de la siguiente manera:

a) Confinación de las fallas.

- **Instalación de restauradores.**
- **Instalación de seccionalizadores.**
- **Instalación de CCF en RR.**
- **Instalación de interruptores.**
- **Instalación de ICF.**
- **Coordinación de protecciones correcta.**

b) Eliminación de causas de fallas.

- **Poda.**
- **Retiro de objetos extraños (campana**
- **Reposición de aislamiento dañado.**
- **Uso de equipos y materiales con un adecuado nivel de aislamiento (150 kV a 2 300 msnm).**
- **Normalización de los montajes utilizados.**
- **Instalación de cable semiaislado.**

c) Automatización.

- **Telecontrolar Restauradores.
Seccionalizadores.
Interruptores.**

d) Reconfiguración del sistema.

- **Reducción de longitud de alimentadores.**
- **Flexibilidad entre circuitos colindantes (traspasos de carga).**
- **Diseño de S.E's más pequeñas.**
- **Utilización de cable aislado en redes aéreas.**

e) Crear un nivel de compromiso.

- **Fomentar entre los equipos de trabajo, la unión para motivar una mejora en la actitud.**
- **Intensificar la supervisión de los trabajos.**
- **Programar una capacitación constante.**

Las inversiones que se pretenden efectuar durante los próximos 10 años son del orden de los 1,000 millones de pesos anuales aproximadamente.

- **Análisis Beneficio-Costo**

Éste análisis es una forma práctica de estimar la conveniencia de proyectos en los cuales es importante analizar rápidamente una inversión a largo plazo y estudiar las consecuencias secundarias que afectan a un gran número de personas o industrias.

La base para resolver muchos problemas de ingeniería consiste en identificar todas las alternativas existentes para alcanzar una meta en particular.

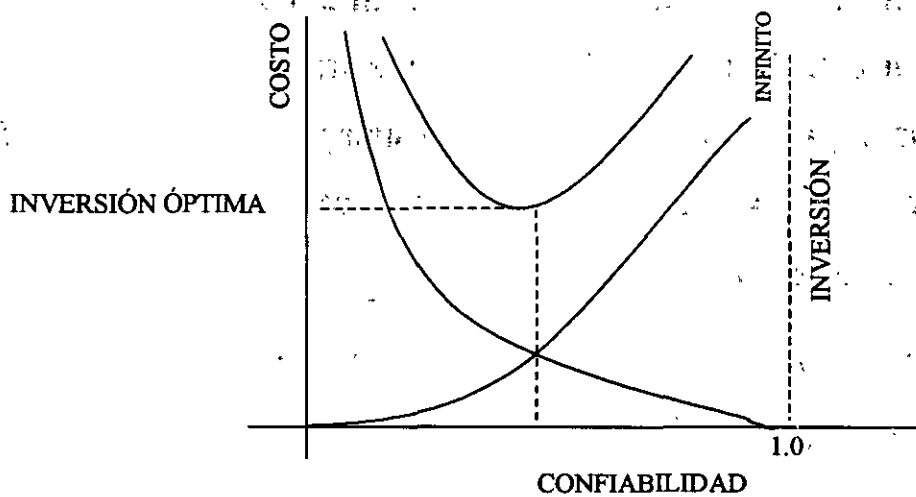
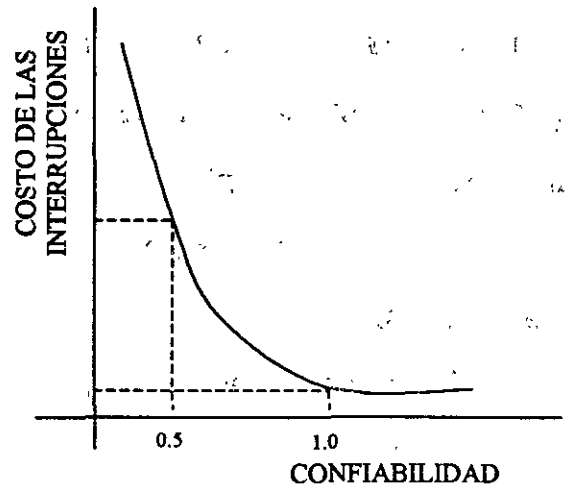
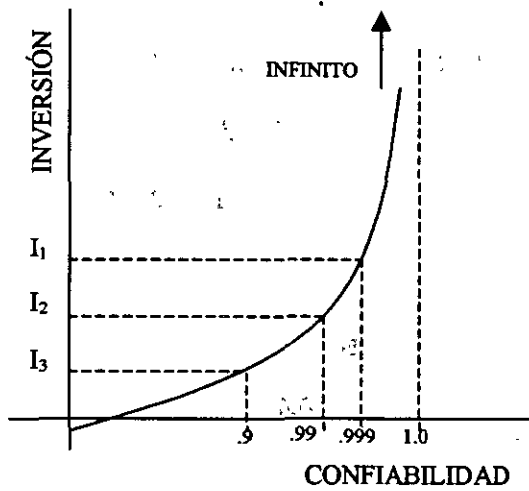
El horizonte de planeación es esencial para definir el periodo en que se ha de escoger el mejor de los proyectos para cuantificarse monetariamente, así como la tasa de interés que se ha de usar.

Todo incremento en la confiabilidad de un sistema de distribución lleva asociado el costo, por tanto será necesario siempre un análisis económico para cuantificar las inversiones por este concepto.

Dos puntos fundamentales a considerar son:

- UN SISTEMA ELECTRICO SIN FALLA REQUERIRA UNA INVERSION INFINITA.**
- LA RELACION ENTRE LAS INVERSIONES POR AUMENTO DE CONFIABILIDAD Y SU COSTO ASOCIADO NO ES LINEAL.**

En las gráficas siguientes se observan estos principios:



La determinación de la confiabilidad óptima en un sistema será la que ofrezca menos interrupciones a menos costo.