



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
ARAGÓN

**“PLANEACIÓN Y DISEÑO DE REDES AÉREAS DE  
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN  
MEDIANA Y BAJA TENSIÓN.”**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :  
**DANIEL HORTA MARTÍNEZ**

ASESOR:  
ING. ABEL VERDE CRUZ

MÉXICO

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

2002.

62



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ARAGÓN  
SECRETARÍA ACADÉMICA

**Ing. RAÚL BARRÓN VERA**  
**Jefe de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica,**  
**Presente.**

En atención a la solicitud de fecha 29 de abril del año en curso, por la que se comunica que el alumno DANIEL HORTA MARTINEZ, de la carrera de Ingeniero Mecánico Electricista, ha concluido su trabajo de investigación intitulado "PLANEACIÓN Y DISEÑO DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MEDIANA Y BAJA TENSIÓN", y como el mismo ha sido revisado y aprobado por usted, se autoriza su impresión; así como la iniciación de los trámites correspondientes para la celebración del Examen Profesional.

Sin otro particular, reitero a usted las seguridades de mi atenta consideración.

**Atentamente**  
**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**  
**San Juan de Aragón, México, 30 de abril del 2002**  
**EL SECRETARIO**

  
**Lic. ALBERTO IBARRA ROSAS**

C p Asesor de Tesis.  
C p Interesado.

AIR/RCC/vr

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo con respeto:

A mi Papá

José Daniel Horta Brambila: Por ser el mejor padre, porque siempre me apoyas en todo, por tus consejos, por la confianza que me has dado, porque sin ti no habría logrado esta meta.

A mi Mamá

Silvia Martínez Ramírez: A ti por ser la mejor madre, por darme la vida, porque lo que soy es gracias a ti, por tu empeño en que terminara la carrera, gracias.

A Carlos Horta Martínez.

Por ser un gran hermano.

## A G R A D E C I M I E N T O S

Quiero expresar mi gratitud a:

DIOS

Por darme la oportunidad de haber concluido la carrera profesional, pero sobre todo por darme esa gran familia que me apoya en todo momento, y por tantas bendiciones recibidas.

MIGUEL E. MARTÍNEZ RAMÍREZ

Por la confianza que me ha tenido, el apoyo incondicional su tiempo y la ayuda que me brindó, para lograr llegar a cumplir con otros objetivos.

DENEB

Que con su amor, y comprensión me motivó para concluir este trabajo.

También deseo agradecer al Ing. Abel Verde Cruz, Ing. Raúl Barrón Vera, Ing. José Juan Ramón Mejía Roldán, Ing. Juan Antonio Villanueva Ortega y al Ing. José Luis García García, por las facilidades proporcionadas en la realización de esta tesis.

A mi escuela la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme brindado la oportunidad de estudiar una carrera profesional en sus instalaciones.

## INDICE

	Pag.
INTRODUCCION.	1
• CAPITULO I CARACTERISTICAS DE LA CARGA Y FACTORES DE CARGA DEL SISTEMA	
I. 1. CLASIFICACION DE LAS CARGAS	3
I.1.1. LOCALIZACION GEOGRAFICA	3
I.1.2. TIPO DE UTILIZACION DE ENERGIA	4
I.1.3. CONFIABILIDAD	5
I.1.4. CICLO DE CARGAS	5
I.1.5. ESPECIALES	5
I. 2. CARACTERISTICAS Y COMPORTAMIENTO DE LAS CARGAS	6
I.2.1. CARGA INSTALADA	6
I.2.2. DEMANDA	7
I.2.3. DEMANDA MAXIMA	7
I.2.4. FACTOR DE CARGA	8
I.2.5. FACTOR DE DIVERSIDAD	11
I.2.6. FACTOR DE DEMANDA	11
I.2.7. FACTOR DE UTILIZACION	12
I.2.8. FACTOR DE SIMULTANEIDAD	12
I.2.9. DIVERSIDAD DE CARGA	12
I.2.10. BALANCEO DE CARGAS	13
I.2.11. DISTRIBUCION Y DENSIDAD DE CARGA	13
I.2.12. CRECIMIENTO DE CARGA	14
I.2.13. DEMANDA MAXIMA DIVERSIFICADA PROMEDIO	15
• CAPITULO II SISTEMAS AEREOS DE DISTRIBUCION	
II.1. CARACTERISTICAS	16
II.2. ESTRUCTURA DE LA RED DE MEDIANA TENSION	17
II.2.1. SISTEMA DE DISTRIBUCION RADIAL	18
II.2.1.1. DISTRIBUCION EN SERIE	20
II.2.1.2. DISTRIBUCION EN DERIVACION	20
II.2.2. REDES DE DISTRIBUCION URBANA	22
II.2.3. DISTRIBUCION EN ANILLO	24
II.2.3.1. DISTRIBUCION EN PARALELO	26
II.2.4. CONDUCTORES DE LA RED DE MEDIANA TENSION	27
II.3. ESTRUCTURA DE LA RED DE BAJA TENSION	28
II.3.1. SISTEMA RADIAL SIMPLE	30
II.3.2. SISTEMA EN ANILLO	31
II.4. DISEÑO DE LA RED DE BAJA TENSION	32
II.4.1. MONOFASICO 2 H	32
II.4.2. MONOFASICO 3 H	33
II.4.3. TRIFASICO 4 H	34
II.4.4. CONDUCTORES DE LA RED DE BAJA TENSION	35

## INDICE

	Pag.
• CAPITULO III	
TRANSFORMADORES	
III.1. DEFINICION DEL TRANSFORMADOR	38
III.1.1. PARTES CONSTITUTIVAS DEL TRANSFORMADOR	38
III.1.2. CLASIFICACION DEL TRANSFORMADOR	42
III.1.3. CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	44
III.1.4. POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES	44
III.2. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION	46
III.2.1. CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	46
III.2.2. NUMERO DE FASES DEL TRANSFORMADOR	47
III.2.3. CONEXIÓN DEL PRIMARIO Y DEL SECUNDARIO	47
III.2.4. MAGNITUD DEL % DE IMPEDANCIA (Z) DEL TRANSFORMADOR	49
III.2.5. EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR	49
III.2.6. CAMBIADOR DE DERIVACIONES	50
III.2.7. ENVEJECIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS	50
III.2.8. TEMPERATURA AMBIENTE APROXIMADA	51
III.2.9. ALTURA DE OPERACIÓN	52
III.3. CARGA EN LOS TRANSFORMADORES	52
III.3.1. CARGA BASICA	52
III.3.2. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA AMBIENTE	53
III.3.3. CICLO DE CARGA	54
III.3.4. SOBRECARGAS A TIEMPO CORTO	55
III.3.5. CICLO DE CARGA EQUIVALENTE	55
III.4. TIPO DE MONTAJE	57
III.4.1. SISTEMAS AEREOS	57
III.4.2. SISTEMAS SUBTERRANEOS	58
• CAPITULO IV	
MATERIALES Y HERRAJES	
IV.1. CONDUCTORES	61
IV.2. AISLADORES	63
IV.2.1. TIPOS DE AISLADORES	64
IV.3. EQUIPOS DE SOPORTE	65
IV.3.1. CRUCETAS	66
IV.3.2. DADOS	68
IV.3.3. ABRAZADERAS	68
IV.3.4. ALFILERES	69
IV.3.5. ANILLOS RETENIDA	69
IV.3.6. PERNOS	69
IV.3.7. PLATAFORMAS	70
IV.3.8. BASTIDORES	70
IV.3.9. MENSULAS	71
IV.3.10. POSTE DE ACERO A13 a A17	71
IV.3.11. POSTE DE CONCRETO	73
IV.4. EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO	75
IV.5. EQUIPOS DE PROTECCION	77
IV.6. EQUIPOS DE REGULACION	80

## INDICE

	Pag.
• CAPITULO V PROTECCION Y CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCION	
V.1. INTERRUPCIONES POR SOBRETENSIONES	82
V.2. INTERRUPCIONES POR SOBRECORRIENTE	83
V.3. TIPO DE INTERRUPCIONES	84
V.4. PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES	84
V.5. SISTEMAS DE TIERRA	85
V.6. SISTEMA DE TIERRA EN BAJA TENSION	86
V.7. COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO Y CLASES DE SISTEMAS	87
V.8. APARTARRAYOS	88
V.9. PROTECCIONES DE SOBREINTENSIDAD	89
V.10. UTILIZACION DE RELES DIRECCIONALES DE SOBREINTENSIDAD	92
V.11. EL REENGANCHE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION	93
V.12. DISPOSITIVOS DE PROTECCION	93
V.13. RESTAURADORES	94
V.14. FUSIBLES	95
V.15. RELEVADORES	96
V.16. SECCIONADORES	98
V.17. COORDINACION RESTAURADOR - FUSIBLE	98
V.18. COORDINACION FUSIBLE - RESTAURADOR	99
V.19. COORDINACION RESTAURADOR - SECCIONADOR	100
V.20. COORDINACION RESTAURADOR - RESTAURADOR	101
V.21. COORDINACION FUSIBLE - INTERRUPTOR DE POTENCIA	102
V.22. COORDINACION INTERRUPTOR - RESTAURADOR	103
V.23. COORDINACION FUSIBLE - FUSIBLE	103
CONCLUSIONES	105
SIMBOLOGIA	107
ABREVIATURAS	109
BIBLIOGRAFIA	111

## **Planeación y Diseño de Redes Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica en Mediana y Baja Tensión.**

La historia de la distribución de la energía eléctrica se inicia paralelamente, a las aplicaciones de la electricidad en el alumbrado público, telégrafo y teléfono.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica por medio de corriente alterna, tal como se conocen y aplican actualmente, transportando grandes cantidades de energía a lugares distantes en donde se encuentran transformadores de distribución fueron diseñados por L. Gaulard y J. D. Gibbs en el año de 1882.

En los Estados Unidos de América, el sistema fue introducido por George Westinghouse en el año de 1885. La primera instalación en forma experimental se puso en servicio en Great Barrington, en el año de 1886, en este mismo año se inicia la aplicación del sistema en forma comercial en Buffalo, Nueva York.

La instalación de líneas aéreas es considerada esencial para el desarrollo en esta época, con lo cual su uso se generaliza. En la Cd. de México, a principios de siglo XX se inicia la distribución de energía eléctrica por medio de líneas aéreas, trabajo que se populariza, los voltajes usados en la distribución primaria fueron 3000 volts, posteriormente se aumentó a 6600 volts y actualmente se cambió a 13200 volts y 23000 volts. El factor que da preferencia a las instalaciones con líneas aéreas, principalmente, es el menor costo inicial.

Comúnmente un Sistema de Distribución de energía eléctrica es el conjunto de instalaciones eléctricas que tienen tensiones desde 120 volts hasta tensiones de 34.5 kV, encargadas de suministrar la energía eléctrica a los usuarios, en comunidades extensas.

En el nivel de baja tensión, por lo general, hay confusión con las instalaciones internas o cableado 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 donde la población urbana es alta, y se consideran estas tensiones como de distribución. Dependiendo de los métodos de operación, las estructuras de las redes eléctricas y el equipo que se use se clasifican en cinco campos principales de desarrollo, que son :

- Sistemas de distribución industriales.
- Sistemas de distribución comerciales.
- Parques Industriales.
- Distribución urbana y residencial.
- Distribución rural.

La función principal de un Sistema de Distribución de energía eléctrica consiste en llevar energía eléctrica a las cargas, en otras palabras, el sistema de distribución depende de las cargas a las que se le tiene que dar servicio, de ahí la importancia que las cargas eléctricas y su crecimiento tienen sobre la planeación de un sistema de distribución de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio. Este sistema es probablemente el más antiguo y más comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica. Debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando, pero buscando mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables. Este sistema es diferente a la red de distribución en paralelo, en esta última, el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria.

La operación de un sistema aéreo de distribución es netamente en forma radial, debido a que el flujo de la operación en paralelo se utiliza sobre todo en redes de baja tensión. Con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo. Las protecciones solo existen en la salida de los alimentadores de red y a la salida de los transformadores. La eliminación de las fallas en los cables de la red de baja tensión se hace por autoextinción o bien con fusibles limitadores colocados en los extremos de los cables. En este caso el nivel de continuidad desciende hasta las derivaciones de los servicios.

Cada una de estas redes tienen algunas variaciones y modificaciones; por tanto, es conveniente establecer una clasificación funcional de las diferentes estructuras, así como de sus combinaciones posibles.

Esta investigación se enfoca a los sistemas aéreos de distribución en baja tensión, específicamente en el campo de distribución urbana y residencial.

## **CAPITULO I. CARACTERISTICAS DE LA CARGA Y FACTORES DE CARGA DEL SISTEMA.**

Antes de proceder al estudio de cada uno de los tipos de carga es necesario subrayar la importancia de conocer las características de la carga y como afectan al diseño del sistema en general.

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

Para proyectar adecuadamente una red eléctrica es necesario conocer bien las cargas que deben alimentarse y su evolución en el tiempo. Conocer bien una carga, es estar informado, tanto como de la componente activa como la reactiva, de su diagrama en el curso de un periodo determinado (un día, una semana, un año, etc.) En otras palabras hace falta, no solamente conocer su valor mínimo en el curso del periodo de tiempo considerado, sino también su evolución durante dicho periodo.

### **I.1. CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS.**

Existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, entre los cuales destacan:

- I.1.1. Localización Geográfica.
- I.1.2. Tipo de utilización de la energía.
- I.1.3. Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad).
- I.1.4. Efecto de la carga en el sistema de distribución (ciclo de las cargas).
- I.1.5. Especiales.

#### **I.1.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.**

Es necesario hacer una división del área, en la cual se atenderá a los usuarios, ya sea zona urbana o zona rural, las cargas de cada usuario se clasificarán de acuerdo con su localización geográfica, destacando

peculiaridades típicas de cada zona. Por ejemplo en una zona urbana central de cualquier ciudad se tendrá una elevada densidad de carga, con consumidores constituidos por edificios de oficinas y comercios; asimismo, en una zona urbana habrá densidades de carga menores que en zonas centrales urbanas, predominando las cargas de tipo residencial. Sin embargo existen zonas, en las que se originan cargas de valor alto con cargas de tipo industrial medio.

Estas densidades típicas por zona serían:

ZONAS	MVA / km <sup>2</sup> densidad
Urbana Central	40 - 100
Semiurbana	3 - 5
Urbana	5 - 40
Rural	< 5

### 1.1.2. TIPO DE UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA.

De acuerdo al consumo de energía eléctrica que el usuario tenga, las cargas se clasificarán en diferentes parámetros.

- Cargas Residenciales.
- Cargas de iluminación en predios comerciales.
- Cargas de fuerza en predios comerciales.
- Cargas Industriales.
- Cargas de municipios o gubernamentales.
- Cargas hospitalarias.

### **I.1.3. DEPENDENCIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CONFIABILIDAD).**

Debido a las fallas o interrupciones de energía eléctrica en las cargas, de acuerdo a su duración en cuanto a tiempo, y en cuanto a pérdidas en producción, es posible clasificarlas en:

- Sensibles.
- Semisensibles.
- Normales.

Se entiende por cargas sensibles aquéllas en que una interrupción de alimentación de energía eléctrica, aunque sea momentánea, causa perjuicios considerables; por ejemplo, si hay una interrupción en el proceso de fabricación de hilo rayón, ocurriría el rompimiento del hilo y por tanto pérdida de producción. Las cargas semisensibles son aquellas en donde la interrupción de energía tiene un tiempo de duración corto, no mayor de 10 minutos, no provoca grandes problemas en la producción. El otro tipo de carga, es decir las cargas normales tienen un tiempo más o menos largo de interrupción ( $1h \leq t \leq 5h$ ) no causa mayores perjuicios a la producción.

### **I.1.4. EFECTO DE LA CARGA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y CICLO DE TRABAJO DE LAS CARGAS.**

La existencia de cargas transitorias representa solución a grandes problemas, en especial tratándose de cargas de gran potencia, ya que ocasionan perturbaciones en el sistema y deben evitarse. De acuerdo al ciclo de trabajo se clasifican en:

- Cargas transitorias cíclicas. No funcionan continuamente y efectúan un ciclo de trabajo periódico.
- Cargas transitorias acíclicas. Desarrollan un ciclo de trabajo no periódico.
- Cargas normales. Trabajan continuamente.

### **I.1.5. ESPECIALES.**

Existen cargas especiales que desequilibran el sistema, es decir introducen asimetría al sistema y cuya alimentación altera las condiciones de funcionamiento. Ejemplo de lo anterior puede ser un horno monofásico eléctrico, el propio Sistema de Transporte Colectivo "METRO" ó hasta los Centros Petroquímicos, entre otros.

En el diseño y planeación de los sistemas de distribución se pueden considerar a las cargas como individuales o como grupos de cargas. Todas las cargas pueden ser descritas por los lectores desde un grupo sincronizado de instrumentos, los cuales contienen varias cantidades eléctricas.

## I.2. CARACTERISTICAS Y COMPORTAMIENTO DE LAS CARGAS.

En el diseño y planeación de los sistemas de distribución se pueden considerar a las cargas como individuales o como grupos de cargas.

Gracias a la existencia de aparatos de medición debidamente instalados y sincronizados es posible obtener cantidades de energía eléctrica que permitan definir de manera adecuada una carga o un conjunto de cargas, así como determinar y aun predecir el efecto que pueden tener en un sistema de distribución. En los sistemas de distribución existen algunos términos que amplían el conocimiento y explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que ayudan a precisar las características de una manera sencilla, de igual forma son útiles para determinar los efectos que se pueden producir en el sistema, algunos de estos términos se definirán a continuación.

### I.2.1. Carga Instalada.

Es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. La carga instalada se puede referir tanto a una parte como al total del sistema y se puede expresar en watts, kilowatts, amperes, HP, kilovolt - amperes, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos del estudio.

En otras palabras la carga instalada nos representa la demanda de carga máxima posible, por ejemplo, si se tiene una carga instalada de un servicio doméstico trabajando simultáneamente, consistente en:

15 lámparas	* * * * *	100 watts	* * * * *	1.5 kW
2 lámparas	* * * * *	250 watts	* * * * *	.500 kW
14 contactos	* * * * *	180 watts	* * * * *	2.5 kW
1 motor	* * * * *	½ H.P.	* * * * *	<u>.373 kW</u>
<b>CARGA TOTAL INSTALADA</b>			<b>* * * * *</b>	<b>4.87 KW</b>

Por lo tanto la Carga Instalada del servicio doméstico es de 4.87 kW , expresada en kVA y considerando el factor de potencia para un servicio de estas características de 0.8 se tiene:

$$\text{Carga Instalada} = 4.87 \text{ KW} / 0.8 = 6.09 \text{ kVA}$$

### 1.2.2. Demanda.

La demanda de una instalación eléctrica es la carga media en las terminales receptoras durante un periodo de tiempo determinado. Este periodo de tiempo se llama intervalo de demanda. La demanda se expresa en unidades de potencia o corriente. En esta definición se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El periodo durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga.

La carga puede ser instantánea, como cargas de soldadoras o corrientes de arranque de motores. Sin embargo, los aparatos pueden tener una constante térmica en un tiempo determinado, de tal manera que los intervalos de demanda pueden ser 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.

$$\text{Demanda} = \text{Factor de Demanda} \times \text{Carga Instalada} \quad (1-1)$$

### 1.2.3. Demanda Máxima.

La demanda máxima de una instalación o sistema es la demanda más alta durante un intervalo de tiempo específico. La demanda máxima es de gran importancia en el diseño de un sistema ya que presenta las condiciones más severas de operación.

- Unidades kW, kVA, kVARS.
- Intervalo de demanda en un periodo (semana, mes, bimestral, etc., el cual es especificado).

En general las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, o sea que fluctúan de manera continua. La figura 1.1 muestra una curva de carga de 24 horas de un transformador de distribución en una zona habitacional. 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 representarán variaciones similares de máximo y mínimo en todas las partes del sistema. El valor más elevado en la figura 1.1 se denomina pico o demanda máxima del transformador durante el día o en un intervalo de 24 horas. Si, por ejemplo, se obtuvieran las curvas de siete días consecutivos, la carga máxima mostraría la demanda máxima o pico de carga del transformador durante una semana. De modo semejante, la carga mayor en un mes o un año será la máxima demanda o pico de carga en un mes o en un año.

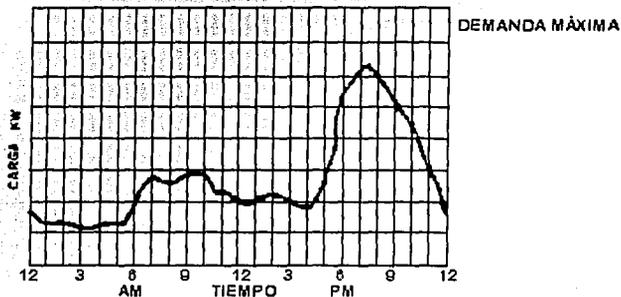


Figura 1.1 Curva típica de un transformador conectado a un sistema de distribución.

#### 1.2.4. Factor de carga.

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (Industrial, comercial, alumbrado público y residencial). Una carga absorbe potencia real y potencia reactiva. En la figura 1.2 se muestra la curva que representa la variación de la potencia real suministrada por un sistema, en función del tiempo durante un periodo de 24 horas. El área bajo la curva representa la energía eléctrica generada durante ese periodo de tiempo. La ordenada máxima de la curva determina la capacidad de

generación de que se debe disponer para poder satisfacer la demanda. La relación entre el área bajo la curva y el área que se obtendría si la demanda se mantuviese a su valor máximo durante todo el periodo de tiempo considerado, se llama factor de carga.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

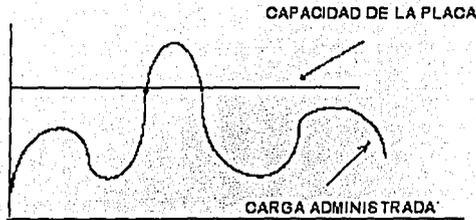


Figura 1.2. Curva de carga típica

El factor de carga es la relación entre la demanda promedio durante un determinado periodo y la demanda máxima que ocurre en dicho periodo (ecuación 1-2), en la figura 1.3 siguiente se ilustra el factor de carga para un ciclo de carga cualquiera. Una curva típica es la de la figura 1.3, la cual muestra una carga arbitraria; en las figuras 1.4, 1.5 y 1.6 aparecen algunas curvas de cargas típicas.

$$F_c = \frac{D_m}{D_{ms}} = \frac{D_m * \Delta \delta}{D_{ms} * \Delta \delta} = \frac{\text{energía absorvida en el intervalo } \Delta \delta}{D_{ms} * \Delta \delta} \dots \dots \dots (1-2)$$

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, por ejemplo  $f_c$  diaria  $\neq$   $f_c$  semanal. Por tanto, los límites que puede observar el factor de carga serán :

$$0 < F_c \leq 1$$

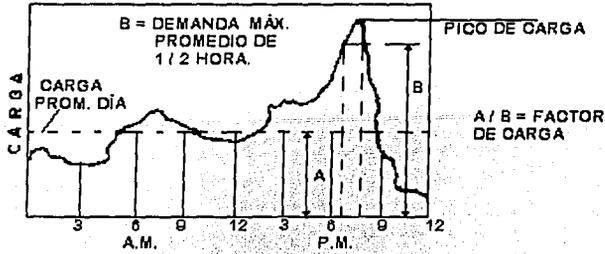


Figura 1.3 Factor de carga  $F_c$ .

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

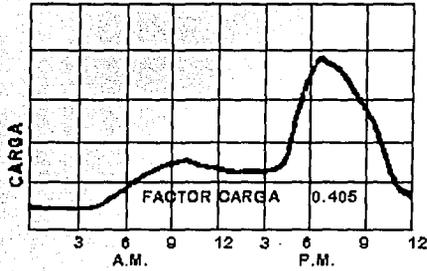


Figura 1.4 Curva de carga habitacional.

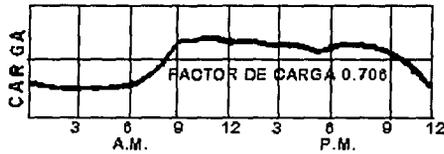


Figura 1.5 Curva de carga comercial.

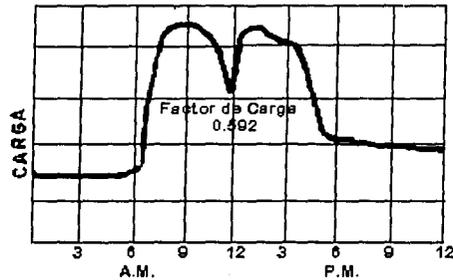


Figura 1.6 Curva de carga Industrial..

### 1.2.5. Factor de diversidad (FH).

El factor de diversidad, es la relación de 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 eléctrico o de un sistema complejo. En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor que la unidad ( $F_{div} \geq 1$ ).

$$F.H. = \frac{\text{Suma de las demandas máximas individuales}}{\text{Demanda máxima del grupo de cargas}} \quad (1-3)$$

### 1.2.6. Factor de demanda (FD).

El factor de demanda es la relación entre la demanda máxima de un sistema y el total de la carga conectada al mismo.

$$FD = \frac{\text{Demanda máxima del sistema}}{\text{Carga instalada al sistema}} \quad (1-4)$$

El factor de demanda es un número adimensional; por lo que 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 todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales.

### 1.2.7. Factor de utilización.

Es la relación de la demanda máxima del sistema entre la capacidad nominal del mismo, mientras que el factor de demanda indica el grado al que la carga total conectada es abastecida, el factor de utilización indica el grado al que el sistema está siendo aprovechado durante el pico de carga con respecto a su capacidad nominal.

$$F U = \frac{\text{Demanda máxima del sistema}}{\text{Rango de capacidad del sistema}} \quad (1-5)$$

### 1.2.8. Factor de simultaneidad (FS).

Es una cantidad menor o igual a la unidad y se obtiene como el recíproco del factor de diversidad.

$$F S = 1 / F H \quad (1-6)$$

### 1.2.9. Diversidad de carga.

La diversidad de carga es la diferencia entre la suma de los picos de dos o más cargas individuales y el pico de la carga combinada, se expresa en las unidades de las dos demandas que se están comparando.

**1.2.10. Balanceo.**

Se requiere que exista un equilibrio entre fases, para que exista un balanceo de tensiones; cuando se emplean circuitos polifásicos las cargas de cada una de las fases rara vez son iguales; si por ejemplo se llevan cargas monofásicas, en general es muy difícil mantener una repartición de carga perfecta entre las fases. Es decir las corrientes desbalanceadas producirían voltajes desbalanceados y por tanto caídas de voltaje diferentes en las líneas, transformadores, etc., esto causaría que se desbalancearan las tensiones aplicadas a las cargas, es por esos que se requiere un balanceo de tensiones.

Para balancear las fases emplearemos los valores de las corrientes mayor y menor respectivamente:

$$\% \text{ Regulación} = \frac{I_{\text{mayor}} - I_{\text{menor}}}{I_{\text{mayor}}} * 100 \leq 3\% \dots\dots\dots (1 - 7)$$

**1.2.11. Distribución y densidad de carga.**

En un sistema de distribución, un consumidor individual se considera una carga concentrada, es decir que se conecta al sistema en un punto y hasta ese punto la conexión del servicio actúa como una carga unificada sin importar la forma en que se subdivide dentro del servicio. Los servicios se pueden concentrar en grupos y unos cuantos por poste; pero si las cargas son del mismo tipo, y de capacidad semejante, por lo general, se toman como cargas uniformemente distribuidas a lo largo de la línea figura 1.7.

La mayoría de los problemas en que intervienen cargas distribuidas se simplifican por la conversión de éstos en sus valores equivalentes de carga concentrada. Las pérdidas de potencia en una línea que tiene cargas uniformemente distribuidas desde la alimentación hasta el final del circuito equivalen a las pérdidas que se pudieran producir por una carga total concentrada en la tercera parte de la distancia.

POSTES DE LÍNEA AÉREA CON CARGAS

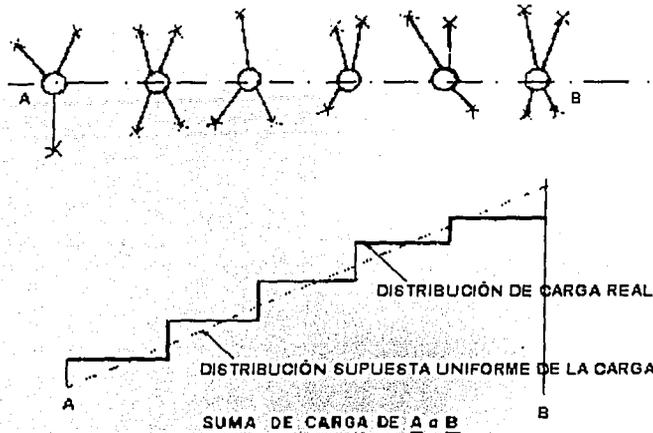


Figura 1.7 Distribución de la carga.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

El término densidad de carga cuando hablamos de cargas uniformemente distribuidas, se usa para describir su magnitud. Se ha definido como un valor representativo de una zona dado en kilovolt - amperes entre una unidad de superficie, pudiendo ser: kVA/km cuadrado.

1.2.12. Crecimiento de carga.

El crecimiento de carga es atribuible a varios factores: aumentos de carga de los consumidores actuales, zonas que se anexan al sistema, nuevos lotes, nuevos consumidores que se encuentran en la zona del sistema.

También influyen condiciones locales como por ejemplo: condiciones económicas de la zona, hábitos de los consumidores, condiciones económicas reales de la compañía suministradora, etc. Los crecimientos en diversas partes del sistema en general serán muy diferentes entre sí y distintos entre las tasas de crecimiento de cada una de las zonas en particular y la tasa de crecimiento de cada una de las zonas en particular y la tasa del sistema de distribución general. Es conveniente aclarar que es realmente imposible llegar a calcular con exactitud el futuro crecimiento de la carga.

Algunos datos que son básicos para el cálculo del futuro comportamiento del sistema son:

- a) Carga total del sistema.
- b) Carga total de varios tipos (iluminación, potencia, etc.)
- c) Carga en las subestaciones.
- d) Carga individual de alimentadores de distribución.
- e) Pruebas anuales en transformadores de distribución.

### **1.2.13. Demanda máxima diversificada promedio.**

Cuando la curva de demanda de un sistema se obtiene como la suma de las demandas de los distintos elementos que lo constituyen, se define la demanda diversificada promedio como el cociente entre la demanda máxima de un sistema entre el número de elementos que lo constituyen, esta demanda se puede determinar en la forma siguiente para zonas urbanas o suburbanas.

Se selecciona una zona o área parecida en características a la que se encuentra bajo estudio y se efectúan mediciones de demanda en los alimentadores secundarios, se obtienen las curvas de demanda y se determinan los cocientes entre las demandas máximas y el número de servicios de cada alimentador expresándose los resultados en KW/manzana o bien KW/lote, entendiéndose por "manzana" o "lote" a una área base delimitada por 4 calles y que puede tener un área variable.

## CAPITULO II. SISTEMAS AEREOS DE DISTRIBUCION.

En general se dice que un sistema de distribución es el conjunto de elementos eléctricos interconectados, cuya función principal es la de suministrar a los usuarios la energía eléctrica producida por las plantas generadoras. La energía eléctrica generada es transportada por medio del sistema de transmisión a alta tensión, llegando hasta las subestaciones de distribución, que proporcionan tensiones menores de 60 kV.

### II.1. CARACTERÍSTICAS.

Una red de distribución es el conjunto de líneas eléctricas unidas entre sí cuyo objeto es distribuir la energía transportada entre los diversos consumidores, ya sea en Mediana ó Baja Tensión. Según que las canalizaciones que constituyen una red estén situadas al aire libre o bajo el suelo, se distinguen las redes aéreas y las redes subterráneas.

Las redes aéreas tienen la ventaja esencial de que resultan menos costosas, pero presentan el inconveniente de que están permanentemente sometidas a la influencia de perturbaciones atmosféricas (lluvia, nieve, etc.) lo cual hace que su fiabilidad y duración sean más reducidas; como consecuencia sus gastos de mantenimiento son más elevados.

Las redes subterráneas son más costosas de primera instalación pero tienen la ventaja de una mayor duración y de exigir menor mantenimiento. Generalmente, la calidad de servicio es mejor que en las redes aéreas.

Un sistema de distribución comprende: los alimentadores primarios que parten de las subestaciones de distribución, los transformadores de distribución para reducir la tensión al valor de utilización de los usuarios y los circuitos secundarios hasta la entrada de la instalación del consumidor. En nuestro país las tensiones de distribución primarias recomendadas son 13.2 y 23 kV, y superiores. Las secundarias son 220, 127 y 440 V entre fase y neutro y entre fases respectivamente.

Los alimentadores primarios son trifásicos de tres hilos o cuatro hilos, las derivaciones de la alimentación troncal pueden ser trifásicas o monofásicas. Las tensiones entre hilos varían según los sistemas de distribución. Las tensiones más bajas corresponden a instalaciones antiguas, ya que la tendencia moderna es utilizar tensiones de 13.2 kV y superiores. Los circuitos secundarios son generalmente trifásicos de cuatro hilos.

## II.2. ESTRUCTURA DE LA RED DE MEDIANA TENSION.

Las redes primarias son las encargadas de distribuir la energía eléctrica de la subestación de potencia a la carga, generalmente adoptan configuraciones que permiten hacer movimientos de carga con relativa facilidad, llevar a cabo ampliaciones en la red con un mínimo de modificaciones, asegurar el máximo de continuidad y operar de la manera más eficiente posible.

Las tensiones de operación de las redes primarias son función de: el valor de la potencia a alimentar, las pérdidas, el costo de instalación, el costo de mantenimiento y las restricciones de espacio de la vía pública que representen los reglamentos en vigor. Las tensiones más comúnmente empleadas son: 2400, 3000, 4160, 4300, 5600, 7200, 12470, 13200, 13800, 22900 y 24940 volts. En la República Mexicana las tensiones más comunes son: 6600, 13200 y 22900 volts, esta última por comodidad al referirse a ella solo se dice 23 kV. Actualmente la Compañía de Luz utiliza 6600 y 23000 volts en distribución primaria. Las redes primarias de distribución se clasifican de acuerdo por su tipo de operación, de la siguiente manera:

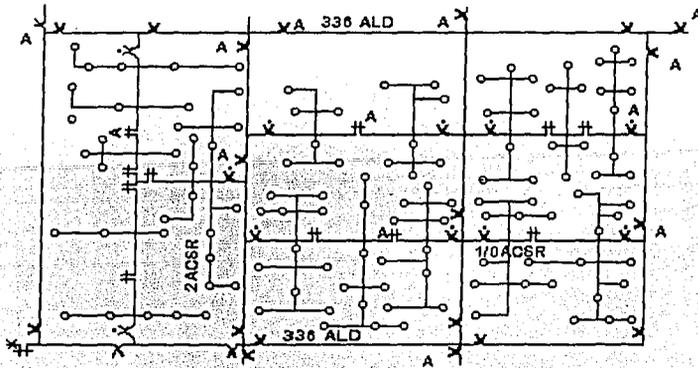
1. - RADIAL

2. - PARALELO

Por definición en un sistema radial el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, en el sistema paralelo tiene más de una trayectoria. Cada uno de estos sistemas presenta muchas variantes y modificaciones.

La red aérea de distribución primaria se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado.

La capacidad normal de los alimentadores de 23 kV es de 9 ó 12 MVA, dependiendo de la capacidad firme de la subestación. Un alimentador de 23 kV, se estructura en forma tal que, el área por él abarcada quede enmarcada por su troncal y dividida en tres cuadros o módulos por líneas de igual calibre. Se unen los lados opuestos de un módulo por líneas llamadas de amarre, cuyos calibres son 1/0 y sus ramales ó derivaciones para alimentación al transformador son de calibre No. 2 como podemos observar en la figura 2.1.



- \* Juego de terminales monofásicas de 23 KV.
- o Transformador de Distribución.
- ⊥ Cuchillas de navaja (Operación Manual).
- ⌘ Interruptor en aire, capacidad nominal 600 amperes.
- ⌘ Interruptor en aire, capacidad nominal 400 amperes.
- A Interruptores y cuchillas normalmente abiertas.

Figura 2.1 Estructura de la red aérea de 23 KV.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

### II.2.1. DISTRIBUCION RADIAL.

La estructura radial es la que más se emplea, aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente; su sencillez de operación y bajo costo la hacen muy útil en muchos casos. Esta estructura radial se emplea en los tres tipos de construcción que existen: Red aérea, Red mixta y Red subterránea.

#### Red Aérea.

Este tipo de construcción se caracteriza por su sencillez y economía, figura 2.2 razón por la cual su empleo está muy generalizado. Se adapta principalmente para:

1. - ZONAS URBANAS con:

- a) Carga Residencial.
- b) Carga Comercial.
- c) Carga Industrial baja.

2. - ZONAS RURALES con:

- a) Carga Doméstica.
- b) Carga de pequeña industria (bombas de agua, molinos, etc.)

Los elementos principales de esta red (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.) se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla, empleada para los alimentadores primarios es la de tipo arbol, la cual consiste en conductores de grueso calibre en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales. Cuando se desea mayor flexibilidad y continuidad es posible utilizar configuraciones más elaboradas.

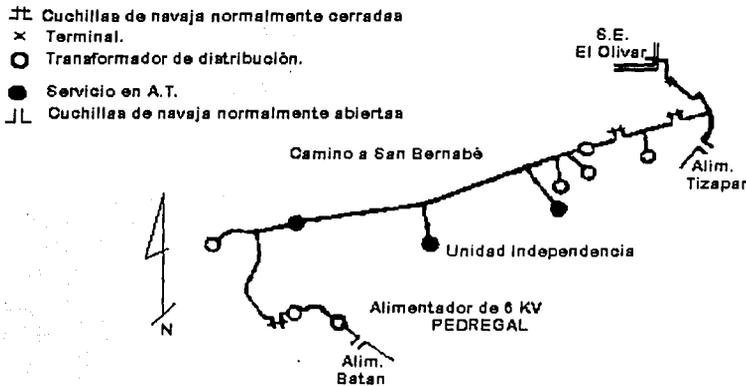


Figura 2.2 Alimentador radial aéreo típico.

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

Los movimientos de carga se realizan con juegos de cuchillas de operación con carga, que se instalan de manera conveniente para poder efectuar maniobras tales como: trabajos de emergencia, ampliaciones de red, nuevos servicios, etc.. En servicios importantes como hospitales, edificios públicos o fábricas, que por la naturaleza del proceso no permiten falta de energía eléctrica en ningún momento; se les dota de doble alimentación, ya sea con dos alimentadores de la misma subestación o de otra, independientemente de que la mayoría de estos servicios cuentan con plantas de emergencia con capacidad suficiente para cubrir sus

necesidades. En este tipo de red está muy generalizado el empleo de seccionadores, restauradores y fusibles como protección del alimentador, para eliminar la salida de todo el circuito cuando hay fallas transitorias, las cuales representan un gran porcentaje del total de fallas.

### II.2.1.1. DISTRIBUCION EN SERIE.

En este tipo de distribución, todos los receptores se montan en serie sobre un circuito, siendo la tensión  $E$ , aplicada en los extremos, igual a la suma de las tensiones necesarias para hacer funcionar cada receptor o a la suma de las caídas de tensión originadas por dicho funcionamiento figura 2.3.

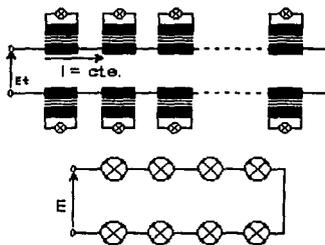


Figura 2.3 Distribución en serie.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Este procedimiento sólo suele emplearse en alumbrados públicos, pues, en éstos, se consiguen considerables economías en la instalación; tienen el inconveniente de que, al quedar fuera de servicio algún receptor por avería, queda interrumpida la distribución; por ello, cada receptor lleva un dispositivo que pone en funcionamiento una resistencia de igual valor al filamento averiado para evitar la interrupción del servicio; lo mismo se consigue a través de transformadores.

### II.2.1.2. DISTRIBUCION EN DERIVACION.

En ella, cada receptor funciona con independencia de los demás Figura 2.4. Los receptores funcionan a diferentes tensiones, ya que la resistencia que ofrece el conductor al paso de la corriente origina una pérdida de tensión en la línea; sin embargo, siempre que la pérdida de tensión no exceda de ciertos límites tolerados, no se producirían anomalías en el funcionamiento de los receptores.

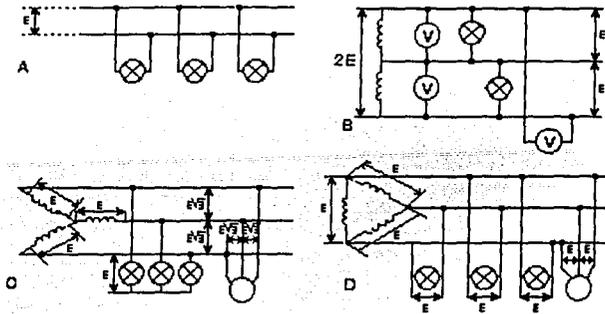


Figura 2.4. Distribución derivación: A, monofásica; B, bifásica; C, trifásica c. a. Y; D, trifásica c. a. Δ.

Se establecen estas pérdidas en un 7 % sobre la tensión de origen. Se deberá tener en cuenta esta circunstancia y dimensionar los conductores ateniéndonos a ello.

La forma más común de distribución es de corriente alterna trifásica, conexión en estrella con neutro, que consiste en un cuarto hilo, el neutro, conectado al centro de la estrella figura 2.5.

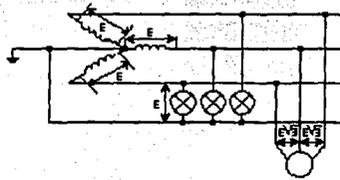


Figura 2.5. Distribución en estrella con neutro.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Por razones de seguridad, se pone a tierra el neutro de la instalación, consiguiendo con ello que la tensión existente en cada punto no sobrepase la del transformador o alternador. Generalmente, se acepta que la sección del neutro sea la mitad de la de los demás hilos de fase.

### II.2.2. REDES DE DISTRIBUCION URBANA.

Las redes de distribución en las poblaciones son aquéllas que suministran energía eléctrica a un gran número de consumidores, repartidos en una cierta superficie urbana; en este caso, la red de distribución se establece de forma que los consumidores se puedan alimentar de ella por derivaciones de pequeña longitud, acometidas. Para conseguir que estas acometidas en baja tensión sean lo más cortas posible, es preciso establecer una red de distribución en mediana tensión, por toda la población, e instalar el número adecuado de centros de transformación que nos conviertan la mediana tensión de las redes de distribución en baja tensión, necesaria para los consumidores, en función del número de usuarios a los que hay que suministrar energía eléctrica. Figura 2.6.

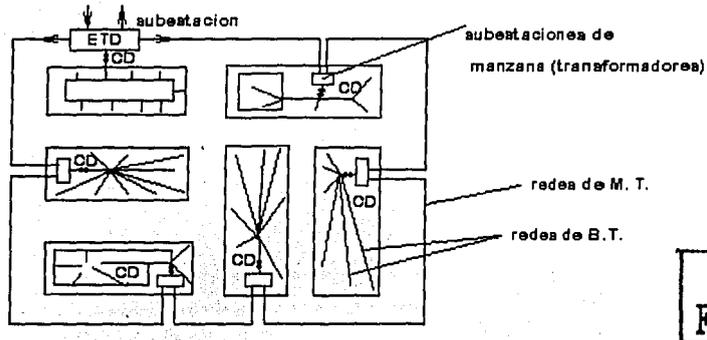


Figura 2.6 Distribución Urbana.

El que esta red de distribución sea en mediana tensión se debe a las grandes distancias que existen en las poblaciones importantes; estas grandes distancias originarían pérdida de tensión y, por tanto, de potencia en las redes de distribución si ésta se llevara a cabo en baja tensión.

Es por ello que la distribución se hace primeramente en mediana tensión y luego, mediante centros de transformación, se convierte en baja tensión, en lugares próximos a los de consumo; por ejemplo: la circulación sanguínea: venas y arterias son equivalentes a las líneas de mediana Tensión; de ellas, la sangre pasa a los vasos sanguíneos y de éstos a los capilares, que alimentan a las células (transformadores y acometidas). De aquí, el nombre inglés de feeders (alimentadores) dado a las líneas de media tensión.

La alimentación en Baja Tensión a los consumidores no se suele hacer directamente desde el centro de transformación para cada uno de ellos (esto sólo se hace cuando la potencia que se ha de suministrar a un usuario es importante), en todas o casi todas las calles de la población, se establece una red de distribución en

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

baja tensión, uniéndose estas redes en los cruces de las calles, formando una malla con la red de distribución en baja tensión; la red de distribución de mediana tensión que alimenta los centros de transformación se cierra en anillos, con el fin de poder alimentarlos por dos sitios diferentes figura 2.7, este tipo de distribución de energía eléctrica se conoce con el nombre de distribución en anillo o malla cerrada.

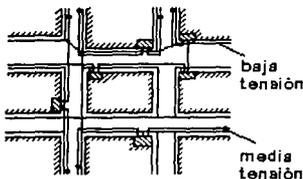


Figura 2.7 Distribución de anillo o malla cerrada.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

La distribución en anillo o malla tiene la ventaja de que la corriente tomada por cada una de las acometidas de los consumidores puede llegar hasta allí por muy diferentes caminos, de este modo se consigue que la corriente se reparta de forma automática en la red de distribución y circule por los caminos menos cargados en esos momentos, con lo que la caída de tensión en la red de distribución será siempre la mínima. Además de esto, todas las acometidas seguirán recibiendo corriente, aun en el caso de que la red de distribución se interrumpa en un punto, ya que la corriente eléctrica siempre tiene varios caminos para llegar hasta el punto de consumo.

El estudio de una red de distribución es un problema muy complejo, ya que es imposible fijar de antemano sus condiciones de trabajo. Para realizar este estudio, hay que conocer el número de acometidas, la corriente máxima que se debe suministrar a cada una de ellas, su situación en la red y el coeficiente de utilización, ya que no todas ellas consumirán, de la red de distribución, su máxima potencia a la misma hora.

En la figura 2.7 se vio una red de distribución urbana; está compuesta por una en baja tensión y otra en media tensión, alimentadas con una sola subestación transformadora; cuando las redes son muy extensas, se hace así, ya que se instalan más subestaciones transformadoras en diferentes lugares de la red, que a su vez van unidas formando otro anillo a 45 kV o 10 kV, proporcionando de esta manera una mayor seguridad en el servicio como se puede observar en la figura 2.8.

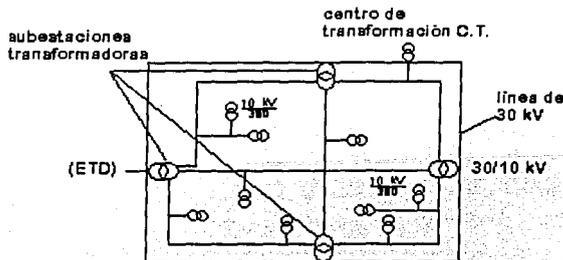


Figura 2.8 Distribuciones ramificadas del anillo principal.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

El que la distribución de energía eléctrica se realice en forma de anillo o malla no significa que no existan ramificaciones abiertas de estos anillos. A veces, por motivos económicos generalmente, y para la alimentación de zonas poco pobladas, que harían poco rentable la distribución en anillo, se emplean las ramificaciones que parten desde el anillo principal, lo que no impide que, en un momento determinado y por un aumento en la demanda de energía eléctrica de esa zona en principio poco poblada, se unan varias de esas ramificaciones formando otros anillos.

### II.2.3. DISTRIBUCION EN ANILLO.

#### a) Estructura en anillo abierto.

Este tipo de esquema se constituye a base de bucles de igual sección derivados de las subestaciones fuente. Las redes de anillo normalmente operan abiertas en un punto que por lo general es el punto medio, razón por la cual se les conoce como redes en anillo abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado 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 y 15 MVA/kilómetro<sup>2</sup> 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 realizar trabajos para modificar la configuración de la red. Como ejemplo de estos casos se tienen las electrificaciones a conjuntos habitacionales. La estructura fundamental se presenta en las figuras 2.9a y 2.9b.

ESTRUCTURA DE MEDIANA TENSION

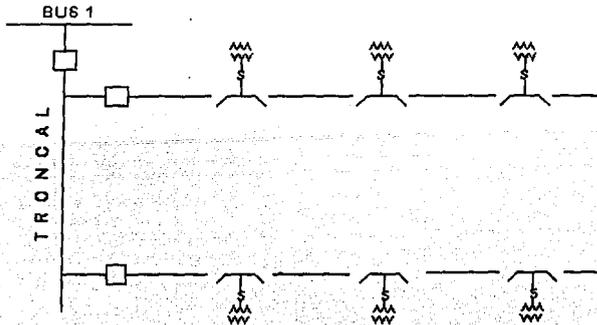


Figura 2.9 ( a ) Red en anillo con una fuente de alimentación.

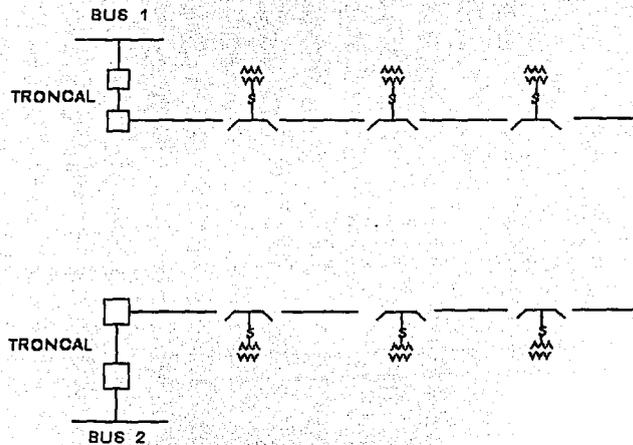


Figura 2.9 ( b ) Red en anillo con dos fuentes de alimentación.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

b) Estructura en anillo cerrado.

Esta estructura es semejante a la anterior, y varía únicamente en que no existe un punto normalmente abierto. Tiene gran aplicación en zonas amplias; se desarrolla en cable subterráneo por la facilidad que se tiene de incrementar la capacidad instalada paulatinamente sin afectar la estructura fundamental de la red. En la figura 2.10 se presenta la evolución natural de una red de 33/11 kV con una estructura en anillo cerrado.

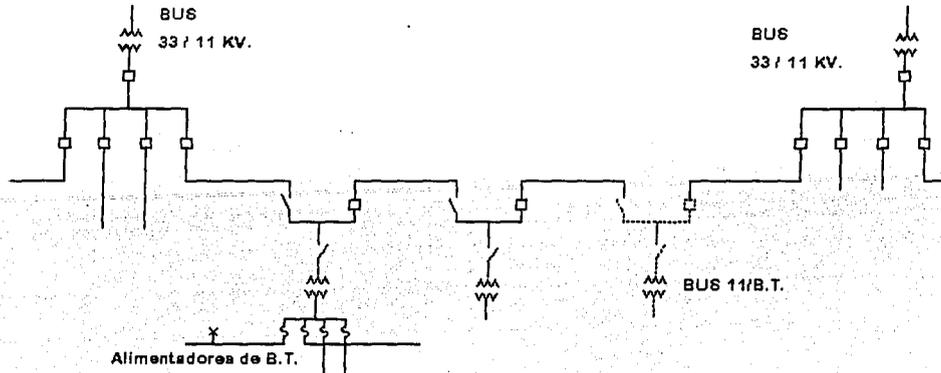


Figura 2.10 Redes en anillo cerrado.

### II.2.3.1. DISTRIBUCION EN PARALELO.

La operación en paralelo se utiliza sobre todo en redes de baja tensión. Con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo. Las protecciones sólo existen en la salida de los alimentadores de red y a la salida de los transformadores. La eliminación de las fallas en los cables de la red de baja tensión se hace por autoextinción o bien con fusibles limitadores colocados en los extremos de los cables. En este caso el nivel de continuidad desciende hasta las derivaciones de los servicios. En la figura 2.11 se muestra una red de este tipo.

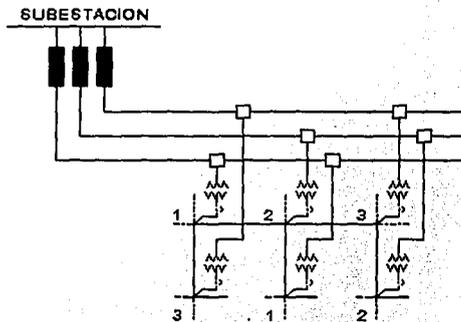


Figura 2.11 Red de operación en paralelo en baja tensión.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**II.2.4. CONDUCTORES DE LA RED DE MEDIANA TENSION.**

Dependiendo de la tensión de operación se determina el tipo de conductor, el nivel de aislamiento que deben tener los aisladores, las distancias dieléctricas entre conductores en los apoyos y entre conductores y la estructura del soporte, (cruceta).

Para seleccionar el tipo de conductores en cuanto a material se refiere, es imprescindible conocer el grado de contaminación o corrosión de la zona, que puede ser: fuerte, medio y ligero. En la siguiente tabla se presentan los materiales recomendados para los tres tipos de contaminación o corrosión.

ZONA DE CORROSION	MATERIAL
FUERTE (F)	COBRE
MEDIA (M)	COBRE
MEDIA (M)	ACSR con núcleo engrasado
LIGERA (L)	ACSR y ALD

TABLA II.1

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Los conductores de cobre presentan alta conductividad, son altamente resistentes a la corrosión y son adecuados para operar en atmósfera salina.

El empleo de cable ACSR permite distancias interpostales mayores, lo que trae un ahorro considerable de herraje, estructuras y aisladores, sin embargo en zonas de corrosión media no puede ser usado, a menos que tenga el núcleo de acero engrasado, para evitar la corrosión electroquímica que se presenta entre el acero y el aluminio.

Los cables de aluminio, (ALD) son empleados en zonas que presentan contaminación ligera, y claros interpostales cortos debido a que su resistencia mecánica es inferior a la de los cables de cobre y ACSR.

Los conductores principales empleados en líneas aéreas son los siguientes:

Conductor cable ACSR. Este conductor es utilizado por tener mejor resistencia a la tensión mecánica y ser más económico que el cobre, se utiliza en redes de M. T. y B.T.

Conductor cable ALD. El cable ALD de (aluminio desnudo), se emplea en líneas de M.T. en distancias interpostales pequeñas porque el aluminio tiene poca resistencia a la tensión mecánica.

Conductor alambre CUD, y cable CUD con conductores de cobre eléctrico semi - duro, se utilizan en redes de B.T. tipo "Construcción abierta". Las particularidades de los conductores anteriores.

Las redes primarias se construyen con conductores de aluminio, y sólo en casos especiales se emplean conductores de cobre. En la tabla II.2 se indican las características de los conductores más comúnmente empleados en el tendido de líneas.

DESIGNACION	No. DE HILOS		EQUIVALENTE EN COBRE	SECCION 2 mm	CORRIENTE normal en amp.	U S O
	AL.	ACERO				
ACSR 2	6	1	4	39.24	160	Ramales
ACSR 1 / 0	6	1	2	62.39	220	L's. de Amarre
ACSR 4 / 0	6	1	2 / 0	125.10	330	Troncales
ALD 3 3 6	19	0	4 / 0	170.50	470	Troncales

TABLA II.2

Es preciso aclarar que, con la utilización de conductores de aluminio, se hace necesario el empleo de una gran cantidad de accesorios, tanto para su propia conservación como para su adecuada instalación; siendo los más utilizados: guardas preformadas, remates preformados, empalmes tubulares, conectores de derivación y de compresión, etc., cuyas dimensiones varían de acuerdo con el calibre del conductor empleado.

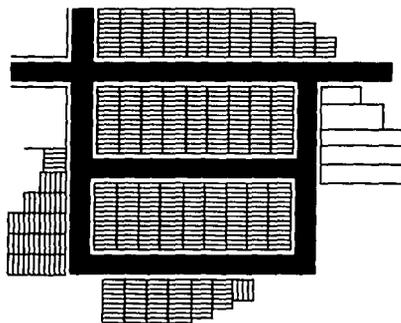
### II.3. ESTRUCTURA DE LA RED DE BAJA TENSION.

Las redes de distribución secundarias o redes de distribución de baja tensión, suministran energía eléctrica a los consumidores menores, por ejemplo, pequeñas industrias, comercios, escuelas y los servicios domésticos. La entrega de energía a los usuarios es mediante acometidas y a través de medidores, el voltaje utilizado es de 220 volts entre fases y de 127 al neutro, porque las líneas son trifásicas de cuatro hilos. Las redes de distribución privadas o particulares son las destinadas por un único usuario a la distribución de la energía eléctrica en B. T. a locales o emplazamientos de su propiedad o a otros especialmente autorizados. El origen de estas redes puede estar: en centrales de generación propia, o en redes de distribución pública.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Atendiendo a la naturaleza de la corriente, se distinguirán dos tipos de redes: continua y alterna. La forma más generalizada de distribución es en corriente alterna trifásica, debido al menor costo de la instalación y a la posibilidad de ampliar o modificar los centros de alimentación.

Las redes de distribución pueden ser aéreas o subterráneas, si bien actualmente, cuando se establecen en el interior de las poblaciones, se procura hacerlas subterráneas, en función de la estética de la población. No obstante, en muchos casos no es rentable la red subterránea, por ser mayor el costo de su instalación y el de su mantenimiento en sectores donde los consumos son pequeños. En otros casos, se sigue el criterio de construir redes subterráneas dentro del casco de las ciudades, y aéreas en las zonas periféricas. En las redes de distribución en baja tensión, tanto aéreas como subterráneas, los conductores se suelen disponer en forma de malla, anillo abierto o ramificaciones, formando una verdadera red eléctrica; en los diversos nudos o vértices de la red se colocan Centros de Transformación, figura 2.12 en los cuales se realizan los oportunos seccionamientos y protecciones.



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Figura 2.12 Emplazamiento y disposición de parcelas.

Las redes discurren muy cerca de las fachadas de los edificios, para que las acometidas a los mismos sean lo más cortas posible, atendiéndose en todo momento a lo reglamentado sobre las distancias que han de guardarse con relación a las fachadas de los edificios (instrucción complementaria MI BT 003); se pueden emplear cables desnudos y montados sobre aisladores o aislados con cubierta de diversos materiales, polietileno reticulado, policloruro de vinilo (P. V. C.), etileno propileno, neopreno, goma butílica y papel impregnado. Los conductores son siempre de cobre o de aluminio o alguna aleación.

**II.3.1. SISTEMA RADIAL SIMPLE.**

En un sistema radial simple cada subestación o cada transformador alimenta zonas por separado, es decir el flujo de energía tiene una sola trayectoria del transformador a la carga; así que una falla en la línea secundaria o en el transformador afectará a todos los consumidores conectados a este, figura 2.13.

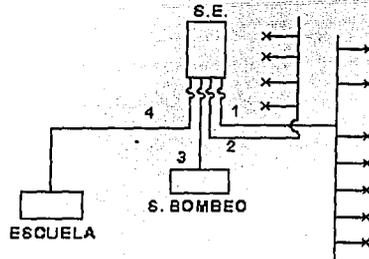
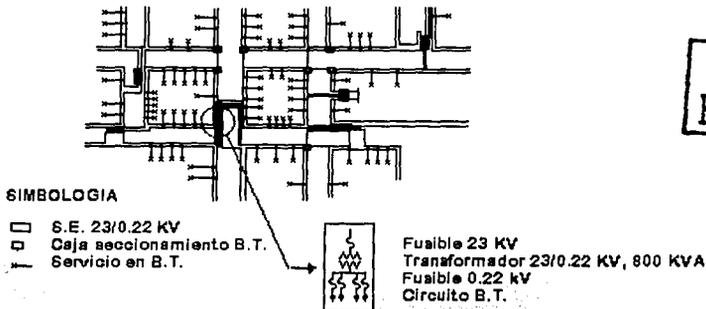


Figura 2.13 Estructura Radial Simple.

La protección de este tipo de redes se logró por medio de fusibles de B.T., aunque también se puede lograr con los interruptores termomagnéticos instalados en los mismos transformadores, solamente que en estos últimos existe el inconveniente de que cualquier falla en uno de los circuitos o una sobrecarga en el transformador dejará sin servicio a todos los usuarios. Este tipo de estructura es recomendable en zonas habitacionales o en zonas comerciales de poca importancia. Los sistemas radiales en el caso de cables subterráneos pueden conectarse entre sí por medio de equipos de seccionamiento, formando lo que se conoce como red radial interconectada, siendo posible con esto transferir carga de una S.E. a otra, ya sea por falla, desbalance o simplemente por mantenimiento (figura 2.14).



**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

Figura 2.14 Estructura de Baja Tensión con seccionamiento

II.3.2. SISTEMA EN ANILLO.

La estructura mallada es usada en sistemas aéreos como subterráneos. En los sistemas aéreos se le conoce como conexión en loop; consiste en alimentadores que se derivan de un solo transformador tomando carga los diferentes tramos, cerrándose en anillo, teniendo la particularidad este esquema, de regular y mejorar el voltaje con respecto a un esquema radial simple.

En el caso de los sistemas subterráneos en zonas de densidades mayores de los 30 MVA/KM<sup>2</sup>, en donde la carga se encuentra uniformemente distribuida a lo largo de las calles, se usa la estructura en anillo, también conocida como red automática; siendo esta la que ofrece mayor confiabilidad en B.T., y garantiza un servicio prácticamente continuo a los usuarios, aun en el caso de presentarse fallas en un alimentador de A.T. El arreglo consiste en alimentadores primarios de A.T. en forma radial sin enlace entre ellos que salen de una fuente de potencia. Estos alimentadores troncales llegan hasta la zona de carga de la red, abriéndose en forma anular por medio de seccionadores en ramales que alimentan directamente a los transformadores. En los cuales se instala en el lado secundario un dispositivo denominado protector de red, que tiene como finalidad principal evitar el retorno de energía de la red de B.T. al lado de A.T. del transformador.

La malla de B.T. se encuentra sólidamente conectada en paralelo, por lo que en caso de existir una falla ningún consumidor se verá afectado; ya que el cortocircuito es alimentado por todos los transformadores de la red, obteniéndose con esto, corrientes del orden de más de 50 kVA, suficientes para fundir el cable y aislar la falla automáticamente, figura 2.15.

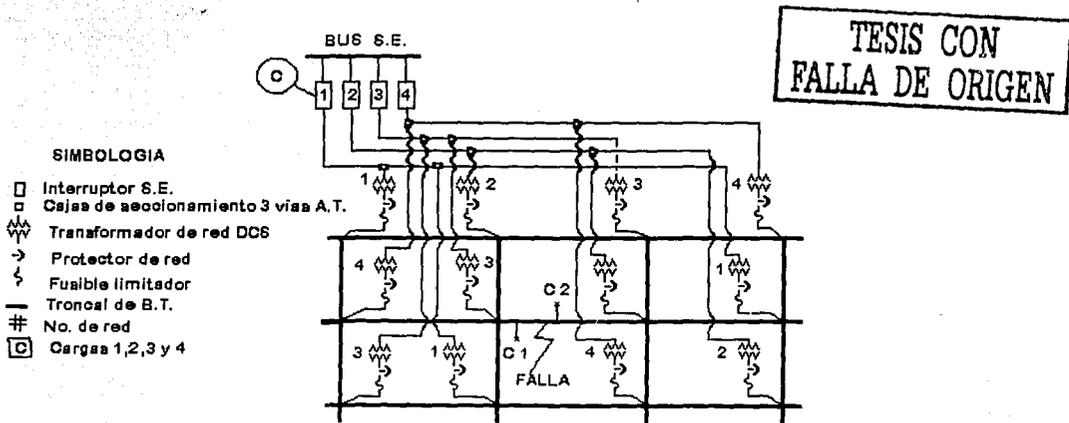


Figura 2.15 Red Mallada de Baja Tensión.

## II.4. DISEÑO DE LA RED DE BAJA TENSION.

La red de distribución en Baja tensión, debe ser diseñada de tal modo que pueda ser ampliada progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes; tomando en cuenta factores técnico - económicos con el fin de asegurar un servicio eficiente y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación.

El sistema de distribución en baja tensión tiene una gran flexibilidad de operación, ya que se puede trabajar en la línea, estando energizada.

Los sistemas secundarios de distribución, por el número de fases e hilos se pueden clasificar en: Monofásicos dos hilos, monofásicos tres hilos, trifásicos cuatro hilos.

### II.4.1. MONOFASICO DOS HILOS.

Este sistema se alimenta de un transformador monofásico con un secundario de sólo dos hilos, como se observa en la figura 2.16.

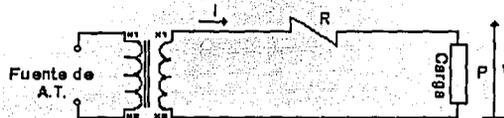


Figura 2.16 Monofásico 2 hilos.

donde:

$P$  = Potencia en la carga (watts).

$V$  = Voltaje en la carga (volts).

$R$  = Resistencia de la línea (ohms).

Para calcular las pérdidas por efecto joule, se procede como sigue:

La carga tiene un factor de potencia  $FP = \cos(\theta)$  por lo tanto la corriente de línea será:

$$I = \frac{P}{V \cos \theta} \dots\dots\dots(II-1)$$

Las pérdidas en la línea están dadas por:

$$Per. = 2 * IR = 2R \left( \frac{P}{V \cos \theta} \right)^2 \dots\dots\dots(II-2)$$

$$K = R \left( \frac{P}{V \cos \theta} \right)^2 \dots\dots\dots(II-3)$$

Entonces :  $Per. = 2K \dots\dots\dots(II-4)$

**II.4.2. MONOFASICO TRES HILOS.**

Este sistema se alimenta de un transformador monofásico con un secundario del que salen tres hilos, con el hilo neutro derivándose del centro del devanado, como se muestra en la figura 2.17.

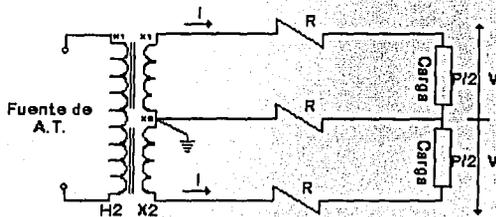


Figura 2.17 Sistema Monofásico 3 Hilos.

En este caso la potencia de la carga se divide entre los dos hilos de fase y el neutro. Análogamente al arreglo anterior las corrientes en cada línea y las pérdidas totales son:

$$I = \frac{P}{2V(\cos \theta)} \dots\dots\dots(II-5)$$

$$Per. = 2RI^2 = 2R \left( \frac{P}{2V(\cos \theta)} \right)^2 \dots\dots\dots(II-6)$$

$$Entonces : Per. = \frac{K}{2} \dots\dots\dots(II-7)$$

**II.4.3. TRIFASICO CUATRO HILOS.**

Este sistema se alimenta de un transformador trifásico con un devanado secundario, conectado en estrella del que salen cuatro hilos, con el hilo neutro derivándose del punto común de conexión de los devanados, como vemos en la figura 2.18.

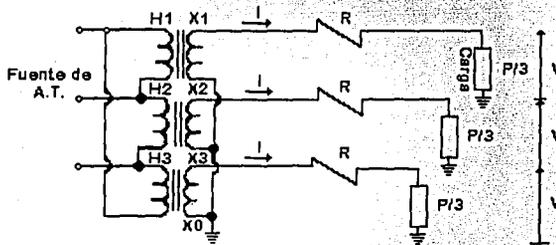


Figura 2.18 Sistema Trifásico 4 Hilos.

En este caso la potencia de la carga se divide entre los tres hilos de fase y el neutro. Así mismo las corrientes en cada línea y las pérdidas totales son:

$$I = \frac{P}{3V(\cos \theta)} \dots\dots\dots(II-8)$$

$$Per. = 3IR^2 \dots\dots\dots(II-9)$$

por lo tanto:

$$Per = 3R = 2R \left( \frac{P}{2V(\cos \theta)} \right)^2 \dots\dots\dots(II-10)$$

Entonces

$$Per. = \frac{K}{3} \dots\dots\dots(II-11)$$

Es evidente que el sistema trifásico cuatro hilos permite distribuir la energía, con mayor versatilidad que los otros arreglos y además las pérdidas por efecto Joule disminuyen. En los análisis de los tres casos anteriores se supuso cargas balanceadas y el mismo calibre del conductor.

**II.4.4. CONDUCTORES DE LA RED DE BAJA TENSION.**

Actualmente los conductores para las redes de B.T. están normalizados tanto en CFE como CLFC, con la finalidad de evitar la diversidad de calibres.

El empleo de conductores en sistemas aéreos es el siguiente:

En CFE se utilizan principalmente los conductores de cables ACSR con calibres AWG; ACSR 2, ACSR 1/0 y el ACSR 3/0. El cable ACSR 2 normalmente es utilizado en zonas rurales, en redes monofásicas de tres hilos, (conexión Edison), y los restantes dos en zonas urbanas.

En CLFC se utiliza el cable AWG ACSR 2 en redes rurales, (Conexión Edison), al cable AWG ACSR 1/0 en zonas de baja contaminación y principalmente en la misma red de B.T., combinaciones de cable AWG CUD 1/0 y de alambre AWG CUD 4, (calibres escalonados), con los siguientes arreglos:

1.- Esquema Radial. En este tipo de conexión los dos primeros tramos de cada lado del transformador, que son los que transportan la mayor cantidad de corriente, son de cable CUD 1/0 con el neutro de alambre CUD 4. En los tramos restantes se instala alambre CUD 4 para los hilos de fase y para el neutro.

2.- Esquema anillo. La instalación de este esquema es similar al esquema radial; la diferencia es que únicamente se instala un tramo de cable 1/0 a cada lado del transformador.

En zonas arboladas o demasiado contaminadas se instalan los mismos calibres de conductores pero forrados, estos tipos de conductores se conocen como cables AWG BMCU 3 X 4 y BMCU 3 X 1/0.

En el caso de que por corriente de cortocircuito o por regulación de voltaje la combinación de conductores no cumpla; se incrementan los tramos de cable CUD 1/0 donde sea más conveniente, tanto en el esquema anillo como en el radial.

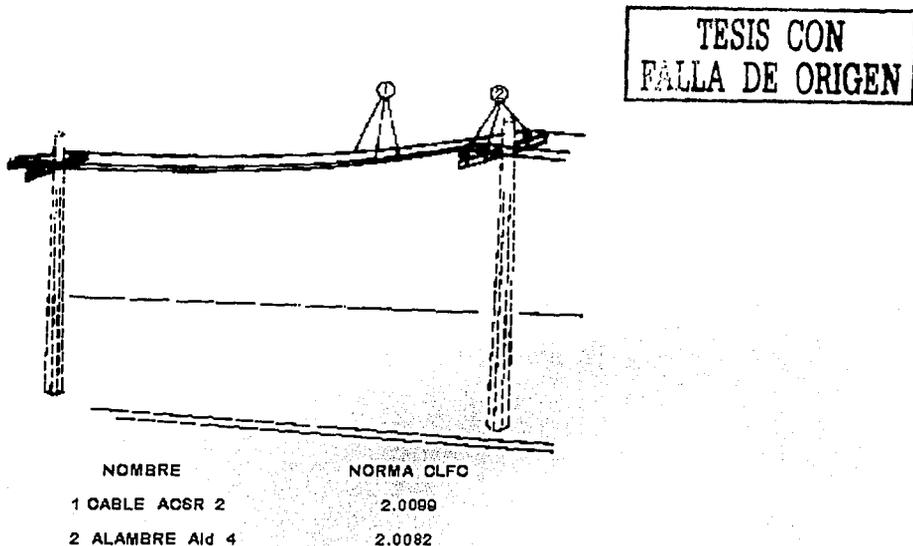
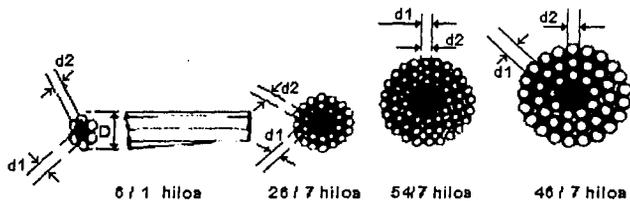


Figura 2.19 Montaje de una línea con Cable ACSR y alambre ALD.



NOMBRE DEL CABLE	No. de Hilos		Equivale- nte AL Cud	Diámetros			Sección		Resistencia C.A. a 65°C con l Normal Ohm/km.	Resistencia Mecánica Límite KG.	Corriente Normal de traba- jo AMP.
	A1	Ace- ro		D mm	d1 mm	d2 mm	A1 mm <sup>2</sup>	Tota/ mm <sup>2</sup>			
ACSR 8	6	1	10	4.00	1.33	1.33	8.37	9.78	4.08	340	55
ACSR 8	6	1	8	5.04	1.68	1.68	13.30	15.52	2.58	530	73
ACSR 4	6	1	6	6.36	2.12	2.12	21.15	24.68	1.64	830	120
ACSR 2	6	1	4	8.01	2.67	2.67	33.63	39.24	1.07	1260	160
ACSR 1/0	6	1	2	10.11	3.37	3.37	53.48	62.39	0.696	1925	220
ACSR 2/0	6	1	1	11.35	3.78	3.78	67.43	78.67	0.558	2400	240
ACSR 3/0	6	1	1/0	12.74	4.25	4.25	85.03	99.20	0.448	3000	290
ACSR 4/0	6	1	2/0	14.31	4.77	4.77	107.2	125.1	0.364	3760	330
ACSR 338	26	7	4/0	18.31	2.89	2.25	170.6	198.3	0.198	6220	470
ACSR 556	26	7	175	23.50	3.72	2.89	282.6	328.5	0.121	10310	630
ACSR 795	54	7	500	27.76	3.08	3.08	402.8	455.0	0.085	12480	800
ACSR 954	54	7	600	30.37	3.37	3.37	483.4	545.8	0.070	14660	900
ACSR1113	45	7	700	31.98	3.99	2.66	564.0	602.9	0.061	13690	1000

Figura 2.20 Cable ACSR

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## **CAPITULO III. TRANSFORMADORES.**

### **III.1. DEFINICION DEL TRANSFORMADOR.**

El Transformador es una máquina estática que se emplea en C.A. para transferir energía de un circuito de corriente a otro sin variar la frecuencia. Consta de dos circuitos eléctricamente aislados el uno del otro y acoplados entre sí por medio de un campo magnético común. Así se puede transformar la energía de B.T. en A.T. o viceversa, de la misma forma se puede cambiar también el valor de la corriente de un circuito a otro.

#### **III.1.1. PARTES CONSTITUTIVAS DEL TRANSFORMADOR.**

Como podremos observar las partes constitutivas que conforman el transformador se presentan en la figura 3.1 y son las siguientes:

1. Tanque
2. Fondo
3. Válvula de drenaje y muestreo
4. Conector a tierra
5. Asas para fijar al poste
6. Placa de datos
7. Protección boquillas de baja tensión
8. Ganchos para levantar el transformador
9. Orejas para levantar tapa y ensamble núcleo - bobinas
10. Boquillas de baja tensión (secundario a 220/127 V)
- 10A. Boquillas de 6,000 V (secundario a 6,000 V/3464 V)
11. Boquillas primarias de 23,000 V
12. Tapa
13. Número de serie estampado
14. Identificación de terminales
15. Cuernos de arqueo
16. Registro de mano
17. Válvula de sobrepresión
18. Cabezales
19. Tubos de enfriamiento
20. Niple para prueba de hermeticidad
21. Manija del cambiador de derivaciones

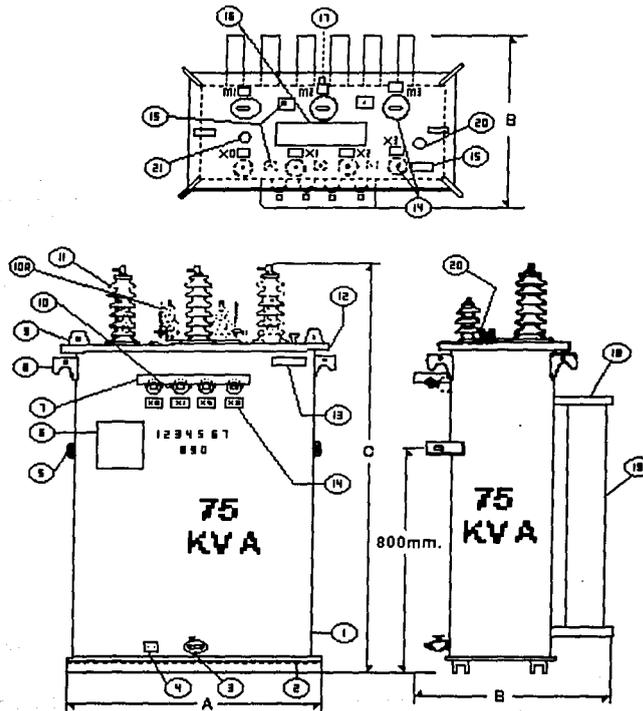


Figura 3.1 Partes Constitutivas de un Transformador de Distribución.

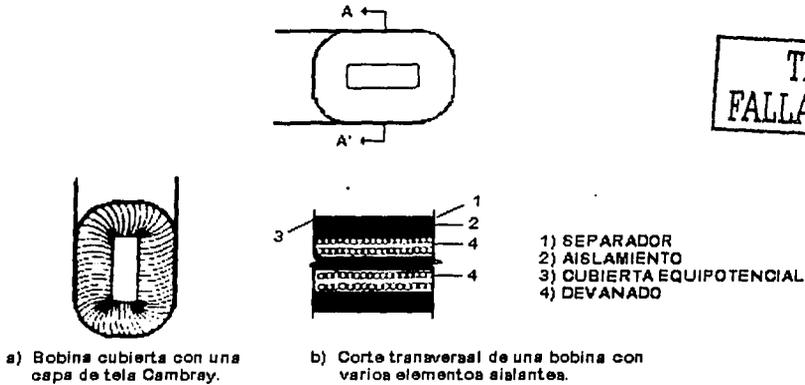
TESIS CON FALLA DE ORIGEN

**Núcleo.** Constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro y su función principal es la de conducir el flujo activo.

**Aislamientos.** Está formado por varios elementos que van colocados para dar un perfecto aislamiento entre las partes componentes del núcleo entre los devanados, y entre el núcleo y los devanados, así también se prevé un aislamiento entre las partes conductoras y el tanque.

El aislamiento que cubre las bobinas, depende del voltaje que deben soportar las mismas; así tenemos que pueden estar aisladas únicamente por una capa de papel o cinta cambray hasta las que tienen varios elementos aislantes en su fabricación, la figura 3.2, muestra este hecho.

Los materiales que se utilizan como aislante son: Barniz aislante, cinta de algodón y telas de algodón, cintas o telas amarillas (tela cambrey), papel pescado, papel arroz, papel kraft, cartón prensado, maderas desflemdadas (pino y maple), cinta de fibra de vidrio y cintas de materiales plásticos como el mayler.



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Figura 3.2 Aislamiento entre bobinas, de bobinas al núcleo y del conjunto al tanque.

**Devanados.** La función de los devanados es crear un campo magnético (primario) con unas pérdidas de energía muy pequeñas y utilizar el flujo para inducir una f.e.m. (secundaria). Son fabricados de cobre o aluminio, se emplean conductores en bobinas con pequeñas corrientes (desde los más delgados hasta el número 8 AWG). Se emplean conductores de sección rectangular en bobinas con altas corrientes. Por su forma las bobinas pueden ser ovales y circulares.

En la figura 3.3 se ilustran dos formas diferentes de posición de devanados, arrollamientos concéntricos o por capas, por un cilindro de material aislante, figura (3.3 a) y arrollamientos alternos constituidos por discos, galletas o bobinas, figura (3.3 b).

En la figura 3.3 a el arrollamiento de B.T. suele ser el interior debido a que de esta manera la bobina de B.T. que es la que conduce mayor corriente, soporta mejor los esfuerzos originados por corto circuito, otra razón es que de esta manera se aprovecha mejor este material debido a las distancias eléctricas.

En la figura 3.3 b las bobinas de B.T. suelen ser las extremas, con esto se reducen los esfuerzos mecánicos y al tener enrollada la bobina en una longitud mayor, se tiene mayor dispersión de flujo y consecuentemente el voltaje de impedancia es menor.

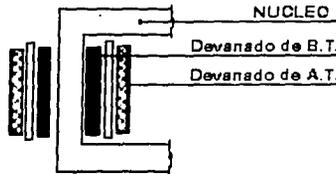
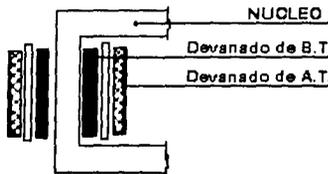


Figura 3.3 (a) Disposición de Devanados, arrollamientos concéntricos o por capas.



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Figura 3.3 (b) Disposición de Devanados, arrollamientos alternos constituidos por discos, galletas o bobinas.

**Tanque.** Los transformadores que emplean como medio refrigerante los líquidos, deben tener su núcleo y devanados necesariamente encerrados en tanques que eviten las pérdidas de refrigerante. Estos tanques se construyen de laminaciones o placas de acero soldadas y pueden tener forma circular, ovalada o rectangular. El tanque tiene espacio suficiente para permitir la dilatación y contracción térmica del aceite. Y consta de base, tubos o radiadores, registros, placas de datos, conector de tierra y argollas para el levantamiento del tanque.

**Medio Refrigerante.** Deben ser buenos conductores del calor los cuales son: el aire, aceite dieléctrico, líquidos dieléctricos, líquidos dieléctricos no inflamables y el agua.

La refrigeración por circulación de aire natural o forzado, se utiliza generalmente en transformadores en poca capacidad, cuando se quiere evitar el peligro de incendio por causas del transformador.

**Aceite dieléctrico para transformadores,** la experiencia ha demostrado que uno de los mejores medios de refrigeración es el aceite dieléctrico, pues el tiempo que facilita la extracción de calor del núcleo y el devanado proporciona cualidades aislantes apreciables. El aceite debe tener rigidez dieléctrica, poca viscosidad, punto de congelación bajo y punto de ignición elevado, debiendo estar exento de ácidos corrosivos álcalis y azufre.

Líquidos dieléctricos inflamables. Cuando las necesidades de refrigeración son elevadas y se desea evitar peligro de incendio por causas del medio refrigerante del transformador, se utilizan compuestos químicos conocidos comercialmente como Pyranol, Inerteeno chlorextol. Estos compuestos no son volátiles, ni combustibles, ni explosivos y son suficientemente fluidos para circular libremente en torno a los devanados. Tiene gran rigidez dieléctrica sirviendo por ello al mismo tiempo de aislante y refrigerante.

Accesorios. Los accesorios son un conjunto de dispositivos auxiliares en la operación del transformador, los cuales son:

Válvulas de muestreo.

Válvulas de drenaje.

Indicadores de temperatura.

Indicadores de niveles de aceite.

Boquillas de A.T. y B.T.

Válvula de sobrecorriente.

Cambiador de derivación.

### III.1.2. CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES.

Por el número de fases los transformadores de distribución se clasifican en monofásicos y trifásicos.

1. Monofásicos. Desde el punto de vista operativo para los sistemas de potencia es más conveniente utilizar transformadores monofásicos, y formar con estos bancos trifásicos, ya que al fallar una unidad se pueden conectar las otras dos en delta abierta y absorber la carga. Esto se puede hacer en caso de una reparación o un reemplazo no inmediato. Su principal característica es que poseen un devanado en el primario y uno en el secundario.

Trifásicos. Poseen los devanados trifásicos uno en el primario y otro en el secundario, en los sistemas de distribución es más usual su instalación porque representa más economía por el ahorro de cobre y aislamientos en su construcción y además tienen mayor versatilidad de operación que un monofásico.

2. Por la forma de su núcleo éstos pueden ser de tres tipos, acorazado (Shell), tipo núcleo o de columna y tipo núcleo dividido.

Tipo acorazado. Tiene como característica que el núcleo envuelve a las bobinas.

Tipo núcleo o de columna. Su característica principal es que las bobinas envuelven al núcleo.

Tipo núcleo dividido. Es un tipo intermedio entre los dos anteriores, está formado por cuatro secciones que están unidas en la parte central, donde se alojan las bobinas de A.T. y B.T.

3. Por refrigeración. La función de refrigeración de un transformador es reducir y tratar de eliminar la cantidad de calor que producen las pérdidas en el cobre y en el núcleo, ya que de lo contrario se elevaría la temperatura hasta un punto tal que dañaría los aislamientos de las bobinas, otra razón es la de mantener elevado su rendimiento.

Los tipos más comunes de refrigeración son los siguientes:

Transformadores sumergidos en aceite por refrigeración natural de aire.

Transformadores sumergidos en aceite por refrigeración forzada en aire.

Se puede obtener con este tipo de refrigeración un rendimiento del 25 al 33 % más que el enfriado por aire natural.

Transformadores sumergidos en aceite por refrigeración de agua.

Transformadores sumergidos en aceite por refrigeración forzada de aceite.

Transformador tipo seco refrigeración natural y forzada de aire.

Los transformadores de distribución son normalmente sumergidos en aceite con refrigeración natural de aire.

4. Por su operación pueden ser de potencia, distribución, para medición (de corriente y potencial).

De potencia. Estos transformadores son de gran capacidad y son los encargados de cambiar la tensión de transmisión a un nivel de tensión de distribución. Las capacidades más usuales en México son: 5, 20, 30, 60, 100 y 110 MVA, con voltajes en alimentación en el lado de A.T. de 400, 230, 115, 85 y 66 KV.

De distribución. Son transformadores de menor capacidad que los de potencia. Se encargan de cambiar la tensión de distribución primaria a un valor de distribución secundaria, tal que el usuario pueda utilizar la energía eléctrica sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. Las capacidades más usuales

en México son: 30, 45, 75, 112.5, 225, 300, 500, 750, 1000 y 2000 kVA, con voltajes de alimentación en el lado de A.T. de 23, 13.2 y 6 KV.

5. Por su instalación. Esta clasificación depende del lugar o del diseño de la subestación donde se vayan a instalar, para transformadores de gran potencia su instalación es exterior sin embargo, para unidades de distribución su instalación puede ser exterior en poste o en S.E. tipo pedestal, o bien interior, ya sea en bóveda sumergida o en S.E. tipo caseta.

### **III.1.3. CONEXION DE LOS TRANSFORMADORES.**

Los transformadores monofásicos pueden conectarse al sistema en zig - zag y de diferentes formas; resultado de la combinación de las conexiones delta y estrella.

Conexión delta - delta.

Conexión delta - estrella.

Conexión estrella - estrella.

Conexión estrella - delta.

### **III.1.4. POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES.**

Antes de que las conexiones sean hechas, es necesario que sea conocida la polaridad de los transformadores. La polaridad de los transformadores se refiere a las direcciones relativas de los voltajes inducidos en los devanados primarios y secundarios con respecto a la manera en la cual las puntas terminales son sacadas y marcadas. Notaciones estándar son: "Polaridad aditiva y Polaridad sustractiva".

Considerando la figura 3.4, la cual representa los devanados primarios y secundarios de un transformador de coraza simple. Desde que los voltajes inducidos en ambos devanados son producidos por el mismo flujo mutuo alternante, las direcciones en ambos serán siempre los mismos.

Debido a esto, la corriente tiende a fluir de H1 a H2 en un circuito interno externo, y a través del devanado de alto voltaje al mismo tiempo que la corriente tenderá a fluir de X1 a X2 en un circuito externo y a través del devanado de bajo voltaje. Sin embargo, cuando las puntas de bajo voltaje son sacadas como se indican en la figura (3.4 a) la dirección de X1 a X2 es de izquierda a derecha, mientras que la dirección de X1 a X2 es de derecha a izquierda cuando las puntas son sacadas como se muestra en la figura (3.4 b).

Nótese particularmente que los subíndices 1 y 2 adicionadas a los símbolos H y X son en base a la f.e.m. inducida.

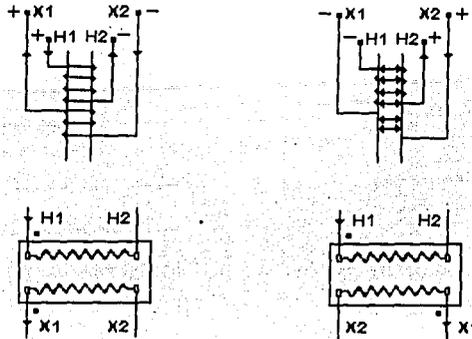


Figura 3.4 (a) Polaridad Sustractiva

Figura 3.4 (b) Polaridad Aditiva.

Después, refiérase a la figura 3.5, en la cual el voltaje es aplicado a través de las terminales primarias H1, H2 desde que, este voltaje es más alto y opuesto a la dirección de su f.e.m. inducida.

La f.e.m. inducida en el primario y el secundario, son siempre similarmente directas figura 3.4, debe de estar claro que las polaridades de los devanados primarios y secundarios están en oposición.

Por esto en la figura 3.5 se muestran flechas en el devanado primario y secundario para que: El devanado primario actuando como carga a la fuente, tome corriente de H1 hacia H2; mientras que: El devanado secundario, actuando como fuente, tiende a enviar corriente a una carga externa desde X1 a X2.

Refiriéndonos a la (figura 3.5 a), si un alambre es conectado a las dos terminales en el mismo lado, esto es, H2 y X2, un voltmetro a través de las terminales H1 y X1 registrará la diferencia entre los voltajes inducidos en el primario y el secundario; el hecho de que los voltajes inducidos se restan, da lugar al término polaridad sustractiva para este arreglo, continuando con la figura (3.5 b) es visto que si un alambre es unido a H2 y X1 en el mismo lado, un voltmetro conectado a través de las terminales H1 y X2 registrará la suma de los voltajes inducidos en el primario y el secundario; el hecho de que los voltajes se sumen, da lugar al término polaridad aditiva para este arreglo.

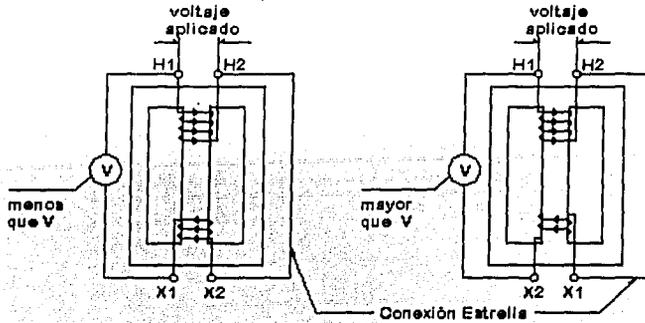


Figura 3.5 (a) Polaridad Sustractiva

Figura 3.5 (b) Polaridad Aditiva.

### III.2. SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

#### III.2.1. CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR.

La capacidad del transformador se selecciona en función del tipo y magnitud de la carga, por lo que es indispensable conocer el tipo y características de la carga a la que se le suministrará energía. Los tipos de carga se pueden clasificar en cuatro grandes grupos que son: residencial, comercial, industrial y mixta. Las características de carga de los transformadores son el resultado de la suma de las cargas coincidentes en los diferentes intervalos sucesivos que tienen los consumidores alimentados por el transformador.

Los transformadores sumergibles en aceite son los que regularmente se instalan en sistemas de potencia y distribución. La selección de un transformador debe hacerse considerando la vida esperada de los aislamientos a medida que es afectada por la temperatura de operación y el tiempo.

La vida esperada de los transformadores a diversas temperaturas de operación no se conoce con exactitud, sin embargo para la pérdida de vida en los aislamientos a temperaturas elevadas la información que se posee es más exacta.

La carga que el transformador puede absorber en cualquier momento sin deterioro del aislamiento, puede ser mayor o menor que su capacidad nominal, dependiendo principalmente de la temperatura de operación. En la selección de la capacidad nominal de un transformador se considera:

1. La vida en los aislamientos afectada por las temperaturas de operación.
2. La temperatura ambiente supuesta durante la vida del transformador.

### **III.2.2. NUMERO DE FASES DEL TRANSFORMADOR.**

El número de fases del transformador están en función del número de fases de los elementos que componen la carga. En algunas ocasiones la compañía electrificadora, para decidir sobre el número de fases que tendrá el transformador que se va a utilizar toma como referencia el número de fases que demanden los usuarios en baja tensión; así como el costo que implica instalar un transformador monofásico o trifásico, siendo por supuesto más económico el primero y más versátil el segundo.

### **III.2.3. CONEXIÓN DEL PRIMARIO Y DEL SECUNDARIO.**

Estas conexiones estarán definidas por el tipo de carga, las funciones a desempeñar por el transformador, así como por el control y protección que se desea del mismo. Normalmente estas conexiones son:

**Transformadores monofásicos.** La conexión que se utiliza en el país es de tres hilos en el secundario, dos de fase y una derivación en el centro del devanado conectada a tierra. La conexión primaria se puede derivar de un sistema trifásico cuatro hilos cuya tensión de alimentación será la fase a neutro, o bien de un sistema trifásico tres hilos cuya tensión de alimentación será de fase a fase, este tipo de arreglo es conocido como conexión Edison (figura 3.6 a).

**Transformadores Trifásicos.** La conexión puede ser estrella - estrella, (figura 3.6 b), delta - delta (figura 3.6 c), delta - estrella, (figura 3.6 d). Si se conecta en estrella al primario, éste puede estar aterrizado o sin aterrizado, pero si el secundario se conecta en estrella, siempre deberá estar aterrizado.

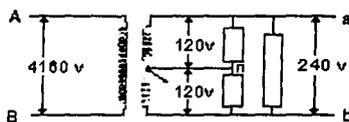


Figura 3.6 (a) Conexión Edison.

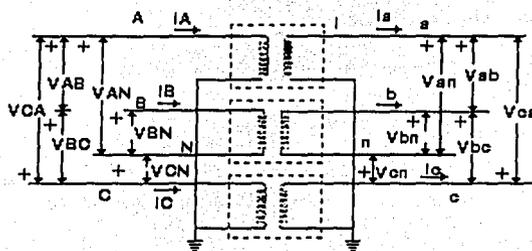


Figura 3.6 (b) Conexión Estrella - Estrella.

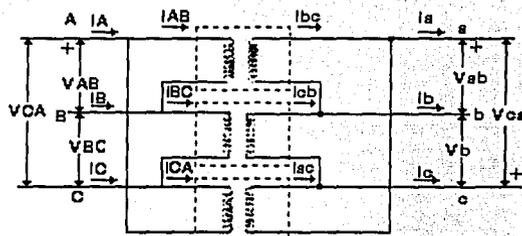


Figura 3.6 (c) Conexión Delta - Delta.

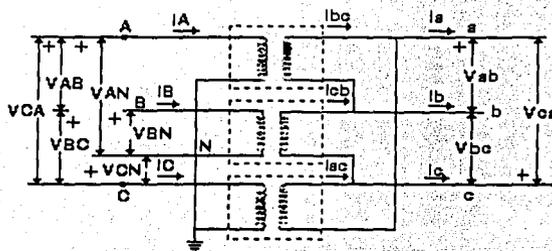


Figura 3.6 (d) Conexión Estrella - Delta.

La ventaja al conectar en delta el primario es que se disminuye el riesgo de introducir corrientes armónicas de orden impar (tercer orden), a las líneas primarias, pero también se incrementa el riesgo de tener sobretensiones por fenómenos de ferresonancia en el transformador por lo cual es más crítico en redes subterráneas que en redes aéreas. A pesar de los inconvenientes, normalmente las conexiones en el primario son en delta y en el secundario en estrella con el neutro aterrizado y cuatro hilos de salida para tener dos niveles de tensión y así poder alimentar cargas de fuerza y alumbrado: además con esta conexión se facilita la detección de fallas a tierra en una o dos de sus fases, sin que representen sobretensiones como en la conexión delta - delta.

#### III.2.4. MAGNITUD DEL % DE IMPEDANCIA (Z) DEL TRANSFORMADOR.

Para decidir la magnitud del porcentaje de impedancia de un transformador se deben considerar dos factores muy importantes como son: la regulación de tensión y el valor de las corrientes de falla de la red secundaria, ya que a menores valores de impedancia estos dos factores crecen. El primer factor se puede descartar, ya que la calidad de la tensión que se entrega a los usuarios se puede variar con los cambiadores de derivación (taps), de que están provistas los transformadores. El segundo factor debe ser tomado en cuenta para decidir el % Z del transformador requerido.

#### III.2.5. EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR.

Los transformadores de distribución operan continuamente aunque no a plena carga todo el tiempo, por lo que es importante mantener las pérdidas en el núcleo tan bajas como sea posible, esto se puede lograr utilizando en el diseño materiales de alto grado magnético, con esto aumenta el costo inicial del transformador, sin embargo, para una carga dada existente un diseño óptimo para el cual la suma de los intereses anuales y cargos por depreciación sobre el costo inicial, más el costo anual de las pérdidas por energía es un mínimo, por lo tanto, la eficiencia a plena carga calculada en término de las potencias de entrada y salida no representa el único criterio. Los conceptos de eficiencia diaria y eficiencia anual también son importantes, estos conceptos pueden ser expresados como sigue:

$$\text{Eficiencia a plena carga} = 1.0 - \frac{\text{Pérdidas}}{\text{Pérdidas} + \text{Potencia de salida}} \quad (\text{III-1})$$

$$\text{Eficiencia diaria} = 1.0 - \frac{\text{Pérdidas diarias de energía}}{\text{Energía de salida} + \text{Pérdidas diarias de energía}} \quad (\text{III-2})$$

$$\text{Eficiencia anual} = 1.0 - \frac{\text{Pérdidas de energía anuales}}{\text{Energía de salida anual} + \text{Pérdidas anuales de energía}} \quad (\text{III-3})$$

### III.2.6. CAMBIADOR DE DERIVACIONES.

El cambiador de derivaciones (taps), aunque aumenta el costo del transformador, es un medio muy necesario para llevar a cabo las regulaciones de voltaje cuando se requieren. Normalmente se solicitan derivaciones de cinco pasos, uno centro a tensión nominal, dos de +/- 2.5 % y dos de +/- 5 % de la tensión nominal.

### III.2.7. ENVEJECIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS.

El envejecimiento de los aislamientos es función del tiempo y la temperatura. En los devanados la distribución de temperatura no es uniforme por lo tanto la parte que esté operando a temperaturas elevadas sufrirá un mayor deterioro. En consecuencia, en los estudios realizados acerca del envejecimiento en los aislamientos se considera que son efectos producidos por altas temperaturas.

Los datos referentes al envejecimiento de los aislamientos son obtenidos en laboratorios y en pruebas sobre modelos en los cuales se ha determinado la disminución de su resistencia mecánica. La relación entre la vida esperada de sus aislamientos, indicada en esas pruebas y la vida real de un transformador es teórica, por lo tanto las guías de carga basadas en tal información deben ser moderadas por un juicio basado en la experiencia.

Debido a que los deterioros acumulados por temperatura y tiempo, en los aislamientos del transformador no están completamente establecidos, no es posible predecir con exactitud que tan larga será la vida del transformador bajo condiciones constantes o controladas y mucho menos bajo diversas condiciones de servicio.

Un concepto de envejecimiento más comúnmente utilizado es que la rapidez de deterioro se duplica por cada 8° C de incremento en la temperatura. Sin embargo estudios contemporáneos han dado la pauta para considerar que la rapidez de deterioro es una función exponencial de la temperatura absoluta.

Como se podrá observar debido a las variables involucradas en las condiciones de operación de un transformador es importante dar reglas definitivas para la carga del mismo.

### **III.2.8. TEMPERATURA AMBIENTE APROXIMADA.**

La temperatura ambiente es un parámetro importante en la determinación de la carga de un transformador, puesto que el incremento de temperatura para cualquier carga debe ser sumada a la del ambiente para obtener la temperatura de operación.

Algunas veces es necesario predecir la carga que un transformador podrá soportar cuando la temperatura ambiente se desconoce, sin embargo ésta puede determinarse en forma aproximada para cualquier mes del año por medio de los reportes del Servicio Meteorológico Nacional, de dos formas:

1. Para cargas con vida normal esperada. Se usa el promedio diario para el mes involucrado, promediado sobre varios años.
2. Para sobrecargas a tiempo corto con sacrificio moderado de vida esperada. Se usa el promedio de temperaturas máximas diarias promedio, para el mes involucrado, promediados sobre varios años.

A pesar de lo anteriormente citado, durante cualquier día el promedio o las temperaturas pueden exceder a los valores obtenidos en los incisos anteriores, razón por la cual se recomienda que dichos valores sean incrementados en 5 ° C ya que el envejecimiento a temperaturas mayores que la promedio, no se compensa con la operación a temperaturas menores que la promedio.

**III.2.9. ALTURA DE OPERACIÓN.**

La altura del lugar donde esté instalado un transformador influye mucho en su capacidad para entregar energía a la carga ya que a mayores alturas la densidad del aire es menor, ocasionando con esto que la disipación de calor en el transformador sea menor.

La disminución de la disipación de calor a mayores alturas trae como consecuencia un aumento en la temperatura de operación, lo que implica hacer correcciones. Cuando el transformador ha de instalarse en lugares cuyas alturas sean mayores de 1000 MSNM (metros sobre el nivel del mar). En las normas se ha determinado que después de 1000 MSNM se debe considerar por cada 100 metros de incremento en la altura de operación una reducción de la capacidad nominal conforme a los factores que a continuación se presentan:

TIPO DE TRANSFORMADOR	% DE REDUCCION
En aceite autoenfriado. (DA)	0.4 %
En aceite con aire forzado. (DA/FA)	0.5 %
En aceite con circulación forzada de aire y aceite. (FDA)	0.5 %
Secos autoenfriados. (A)	0.3 %
Secos con ventilación. (FA)	0.5 %

Tabla III.1

**III.3. CARGA EN LOS TRANSFORMADORES.**

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**III.3.1. CARGA BASICA.**

La carga básica de un transformador para vida normal esperada es la carga continua a capacidad nominal, que debe soportar cuando es operado, bajo las condiciones normales de servicio, los cuales están indicados en las normas.

Operación con temperatura en el punto más caliente de 95° C con tolerancia de 10 ° C ó más, en periodos que no exceden de 24 horas. La temperatura más caliente (en el punto) es la suma del incremento

promedio de la temperatura del devanado por encima de la temperatura del aceite, más la temperatura del aceite, más la temperatura ambiente.

La elevación máxima de temperatura del devanado sobre la temperatura ambiente debe ser de 55° C, así mismo la del punto más caliente sobre la temperatura ambiente debe ser 56° C.

Operación con temperatura ambiente de 25° C para transformadores enfriados por agua y 30° C para transformadores enfriados por aceite, aire o autoenfriados.

### III.3.2. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA AMBIENTE.

La temperatura ambiente influye determinadamente sobre la carga para vida normal esperada. Así un incremento en la temperatura ambiente traerá consigo una disminución de carga en el transformador y viceversa. La Tabla III.2 aclara lo anterior y se usa para aproximaciones rápidas.

TIPO DE ENFRIAMIENTO	% DE LOS KVA NOMINALES	
	Disminución de carga por °C/ grado de temp. mayor.	Incremento de carga por °C/ grado de temp. mayor.
Autoenfriado OA	1.5	1.0
Por agua OW	1.5	1.0
Por aceite forzado OA / FA OS / FA / FA	1.0	0.75
Por aceite forzado FOA FOW / FOA / FOA	1.0	0.75

Tabla III.2

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

En la tabla III.2 se establecen las reducciones e incremento de carga para temperaturas ambientes diferentes de 25° C, en el caso de enfriamiento por agua y de 30° C para otro tipo de enfriamiento.

Las cargas de base a la temperatura ambiente y a las permitidas por la tabla III.2, darán aproximadamente la misma vida esperada como si el transformador operara a capacidad nominal con temperaturas ambiente normalizadas durante el mismo periodo de tiempo, y dado que la temperatura ambiente es muy importante en la determinación de la capacidad de carga, debe ser controlada en instalaciones interiores con

ventilación adecuada y siempre debe de tomarse en cuenta en instalaciones exteriores.

### III.3.3. CICLO DE CARGA.

Se debe conocer el ciclo de carga diario para el transformador de una subestación específica. Por ejemplo, cada subestación que proporciona servicio a una industria tiene un ciclo de carga variable, los bancos de transformadores para distribución, también tienen ciclos de carga variables.

Los transformadores por lo regular operan con un ciclo de carga que se repite cada 24 horas. El ciclo de carga puede ser constante, como en el caso de un transformador que alimenta una carga sostenida, o puede tener una o más crestas durante el periodo de 24 horas, como el caso de un transformador de distribución. En la figura 3.7 se presenta un ejemplo típico de un ciclo de carga de un transformador de distribución.

De la figura 3.7 se observa que la curva tiene varios picos siendo dos de éstos el 80 % de la capacidad nominal y uno de sobrecarga al 140 % de la capacidad nominal.

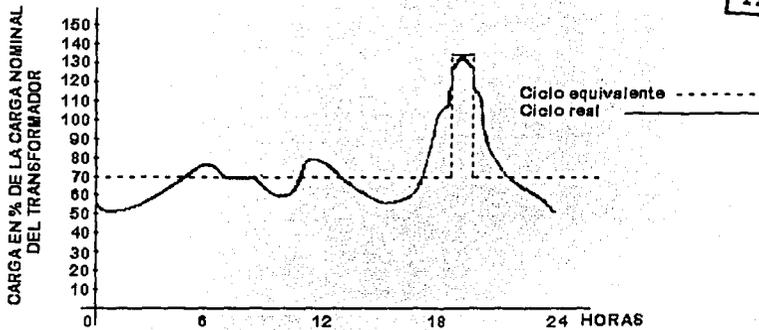


Figura 3.7 Ciclo de carga de un transformador de distribución.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### III.3.4. SOBRECARGAS A TIEMPO CORTO.

Los transformadores pueden ser operados arriba de la temperatura promedio continua de 95° C por tiempos cortos, siempre y cuando sean operados por largos periodos de temperatura menores de 95° C. Esto es debido al hecho de que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo, lo que permite sobrecargar los transformadores con seguridad sin pérdida de vida normal esperada. Posteriormente se presentan los factores de sobrecarga en función de la temperatura ambiente. Se recomienda que el margen de 5°C mencionado en el punto III.2.8. sea utilizado en la determinación de la temperatura ambiente.

### III.3.5. CICLO DE CARGA EQUIVALENTE.

La sobrecarga permitida como se obtiene de las tablas III.3 a la III.6, que posteriormente se presentan, es una función de la carga inicial, la cresta de carga y su duración. En las tablas cada ciclo de carga se considera como un ciclo de carga rectangular o equivalente, consistente en una carga equivalente continua constante del 50, 70 ó 90 % de la capacidad nominal seguida de una cresta rectangular de la magnitud y tiempo considerados en las tabulaciones.

El ciclo de carga diario no es así de simple, sino que por lo regular se presenta como el de la figura 3.7. En consecuencia es necesario transformar este ciclo de carga real a uno equivalente, para poder utilizar las tablas. La transformación se realiza como sigue:

La carga equivalente para cualquier fracción de tiempo de un ciclo de carga diario, puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$C_{eq.} = \frac{(c_1 t_1^2 + c_2 t_2^2 + c_3 t_3^2 + \dots + c_n t_n^2)^{0.5}}{(t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n)^{0.5}} \dots \dots \dots (III - 4)$$

Donde:

C1, C2, C3 ... Cn Son las distintas cargas medias en %, p.u., en amp o en kVA.

t1, t2, t3 ... tn Es la duración de tiempo de las cargas respectivamente.

La experiencia con este método de estudios, indica que es bastante satisfactorio considerar 12 periodos con duración de una hora cada uno de ellos antes de la cresta de carga equivalente. Considerando lo anterior la ecuación se reduce:

$$C_{eq.} = 0.29(c_1^2 + c_2^2 + c_3^2 + \dots + c_n^2)^{0.5} \dots\dots\dots(III - 5)$$

Donde:

C1, C2, C3 ... Cn Son las cargas promedio obtenidas para cada intervalo de 1 hora procedentes a la cresta de carga.

Para ejemplificar el manejo de las tablas y el cálculo del ciclo de carga equivalente, se utilizará la figura 3.7.

Analizando la curva podemos observar que la sobrecarga dura aproximadamente 2.5 hrs. (entre 17:30 - 20:00), y que además la cresta de sobrecarga del 140 % dura también aproximadamente 1 hora (18:30 - 19:30).

Tabulando los valores de la curva 12 hrs. Antes de la cresta de sobrecarga y aplicando la ecuación ( III-5 ).

Tiempo	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
% de carga												
en cap. nom.	60	60	58	65	80	80	75	65	60	60	70	110

$$C_{eq.} = 0.29(60^2 + 60^2 + 58^2 + 65^2 + 80^2 + 80^2 + 75^2 + 65^2 + 60^2 + 60^2 + 70^2 + 110^2)^{0.5}$$

$$C_{eq.} = 72\%$$

Si suponemos un transformador autoenfriado utilizamos la III.2 y observamos que para carga equivalente del 70 % y duración de la cresta de 1 hora, los factores de sobrecarga en función de la temperatura ambiente en °C y la capacidad nominal son:

Temp. Amb.	0	10	20	30	40	50
% de carga						
en cap. nom.	1.95	1.8	1.65	1.49	1.32	1.14

Cuando la carga equivalente antes de la cresta y la temperatura ambiente difieren de las tabulaciones, se puede obtener una exactitud suficiente realizando una interpolación lineal entre los dos puntos más cercanos. Para este ejemplo se interpolará para 35° C.

$$F = \left[ \frac{1.49 - 1.32}{30 - 40} \right] (40 - 35) + 1.49 = 1.4$$

El resultado obtenido nos indica que el transformador puede soportar una carga del 140 % durante 1 hora, sin pérdida de vida normal esperada para una temperatura de 35° C.

En las tablas III.2 a III.5 se consideran las temperaturas normalizadas descritas.

#### **III.4. TIPO DE MONTAJE.**

Los transformadores de distribución de acuerdo al tipo de montaje pueden ser para sistemas aéreos o subterráneos.

##### **III.4.1. SISTEMAS AEREOS.**

En sistemas aéreos el montaje utilizado es conocido como tipo poste y de acuerdo a las referencias de las normas de CLFC se clasifican como sigue:

1. Transformadores Trifásicos 23 - BT. 45 - 300 kVA. Poste.

Este transformador es utilizado en redes donde la alimentación primaria es de 23 kV.

2. Transformadores Trifásicos 23 x 6 BT. 45 - 300 kVA. Poste.

Este transformador es utilizado en redes primarias de 6 y 23 Kv.

3. Transformadores Trifásicos 23 - 6. 75 - 300 kVA. Poste.

Este transformador es utilizado para enlazar redes primarias de distribución en los niveles de 5 y 23 kV.

**III.4.2. SISTEMAS SUBTERRANEOS.**

En la actualidad existen fundamentalmente 2 tipos de transformadores para sistemas subterráneos; tipo pedestal y tipo sumergibles, debiendo preferirse en la mayor parte de los casos, los del primer tipo debido a su economía y facilidad de operación, aunque los segundos son muy utilizados en redes automáticas y en lugares donde existe poco espacio disponible. La diferencia fundamental entre ambos consiste en que los primeros se instalan sobre la superficie, mientras que los segundos en una bóveda bajo la superficie del terreno, pudiendo operar estos últimos aún cuando estén totalmente sumergidos en agua. Las capacidades para estos transformadores se encuentran normalizados tanto para distribución residencial subterránea (DRS) como para distribución comercial subterránea (DCS).

De acuerdo a las referencias de las normas de L y F C se clasifican en:

1. Transformadores Trifásicos 23 - BT. 45 - 300 kVA. DRS. Pedestal.
2. Transformadores trifásicos 23 - BT. 45 - 300 kVA. DRS. Pozo.
3. Transformadores Trifásicos 23 - PT - 300 - 750 kVA. DCS--Pozo.

Los transformadores anteriores se utilizan en redes primarias de 23 kV.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Cargas de cargas diarias en por unidad de la capacidad nominal maxima para dar vida normal esperada.																			
Tiempo de la cresta de carga		Autoenfriado o enfriado por agua (OA ò OW) (1)																	
		Carga equivalente continua en por ciento de los KVA nominales precedente a la cresta de la carga.																	
		50 %						70 %						90 %					
		Temperatura Ambiente ° C						Temperatura Ambiente ° C						Temperatura Ambiente ° C					
h	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	
1/2	2.00	2.00	2.00	1.89	1.70	1.52	2.00	2.00	1.95	1.78	1.60	1.41	2.00	1.99	1.82	1.64	*	*	
1	2.00	1.88	1.73	1.58	1.41	1.23	1.95	1.80	1.65	1.49	1.32	1.14	1.86	1.70	1.55	1.39	*	*	
2	1.76	1.64	1.51	1.37	1.22	1.06	1.72	1.59	1.46	1.32	1.16	0.99	1.66	1.53	1.39	1.24	*	*	
4	1.54	1.43	1.33	1.19	1.06	0.92	1.52	1.41	1.29	1.17	1.04	0.89	1.50	1.39	1.26	1.13	*	*	
8	1.41	1.30	1.19	1.08	0.96	0.84	1.40	1.30	1.19	1.07	0.95	0.83	1.39	1.29	1.18	1.06	*	*	
24	1.33	1.22	1.11	1.00	0.89	0.78	1.33	1.22	1.11	1.00	0.89	0.78	1.33	1.22	1.11	1.00	*	*	

l) Restar 5° C de cada temperatura ambiente que se encuentra en la parte superior de las columnas para transformadores enfriados por agua. La temperatura mínima del agua debe ser superior a 0° C.

\* Cargas iguales o superiores a la carga equivalente precedente causarán algún sacrificio en la vida esperada.

Tabla III.3

Cargas de cargas diarias en por unidad de la capacidad nominal maxima para dar vida normal esperada.																			
Tiempo de la cresta de carga		Enfriado por aire forzado a 133 % o menos de la capacidad nominal de autoenfriado (OA / FA).																	
		Carga equivalente continua en por ciento de los KVA nominales precedente a la cresta de la carga.																	
		50 %						70 %						90 %					
		Temperatura Ambiente ° C						Temperatura Ambiente ° C						Temperatura Ambiente ° C					
h	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	
1/2	2.00	2.00	1.97	1.82	1.66	1.49	2.00	2.00	1.89	1.74	1.58	1.40	2.00	1.92	1.77	1.61	*	*	
1	1.90	1.77	1.64	1.50	1.35	1.19	1.84	1.71	1.57	1.43	1.28	1.11	1.77	1.63	1.49	1.35	*	*	
2	1.64	1.53	1.42	1.29	1.16	1.02	1.61	1.50	1.38	1.26	1.12	0.97	1.58	1.46	1.34	1.21	*	*	
4	1.46	1.36	1.26	1.16	1.03	0.90	1.45	1.35	1.24	1.13	1.01	0.88	1.44	1.34	1.23	1.11	*	*	
8	1.37	1.27	1.17	1.07	0.96	0.84	1.37	1.27	1.17	1.07	0.96	0.83	1.36	1.27	1.17	1.06	*	*	
24	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78	1.31	1.21	1.11	1.00	*	*	

NOTA: Las cargas de carga en esta tabla, son calculadas sobre la base de que todo el enfriamiento sea usado durante el periodo precedente a la cresta de carga. Cuando se opere sin ventiladores, use la tabla para transformadores OA.

\* Cargas iguales o superiores a la carga equivalente precedente causan algún sacrificio en la vida esperada.

Tabla III.4

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Crestas de cargas diarias en por unidad de la capacidad nominal maxima para dar vida normal esperada.																		
Tiempo de la cresta de carga	Enfriado por aire forzado arriba del 133 % de la capacidad nominal de autoenfriado (OA/FA/FA).																	
	Carga equivalente continua en por ciento de los KVA nominales precedente a la cresta de la carga.																	
	50 %						70 %						90 %					
	Temperatura Ambiente °C						Temperatura Ambiente °C						Temperatura Ambiente °C					
h	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
1/2	2.00	1.91	1.78	1.65	1.52	1.37	1.98	1.84	1.71	1.58	1.43	1.28	1.89	1.77	1.64	1.50	*	*
1	1.73	1.62	1.51	1.38	1.25	1.12	1.68	1.58	1.46	1.33	1.20	1.06	1.64	1.53	1.41	1.26	*	*
2	1.53	1.43	1.33	1.22	1.11	0.98	1.51	1.41	1.30	1.19	1.07	0.95	1.49	1.39	1.29	1.17	*	*
4	1.40	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	1.40	1.31	1.21	1.10	1.00	0.88	1.39	1.30	1.20	1.09	*	*
8	1.34	1.25	1.16	1.06	0.96	0.84	1.34	1.25	1.16	1.06	0.96	0.84	1.34	1.25	1.15	1.05	*	*
24	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79	1.30	1.20	1.10	1.00	*	*

\* Cargas iguales o superiores a la carga equivalente precedente causarán algún sacrificio en la vida esperada.

Tabla III.5

Crestas de cargas diarias en por unidad de la capacidad nominal maxima para dar vida normal esperada.																		
Tiempo de la cresta de carga	Aceite forzado, aire forzado o aceite forzado, agua forzada (FOA, FOW ó OA / FOA / FOA) (1).																	
	Carga equivalente continua en por ciento de los KVA nominales precedente a la cresta de la carga.																	
	50 %						70 %						90 %					
	Temperatura Ambiente °C						Temperatura Ambiente °C						Temperatura Ambiente °C					
h	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
1/2	2.00	1.91	1.78	1.65	1.52	1.37	1.98	1.84	1.71	1.58	1.43	1.28	1.89	1.77	1.64	1.50	*	*
1	1.73	1.62	1.51	1.38	1.25	1.12	1.68	1.58	1.46	1.33	1.20	1.06	1.64	1.53	1.41	1.28	*	*
2	1.53	1.43	1.33	1.22	1.11	0.98	1.51	1.41	1.30	1.19	1.07	0.95	1.49	1.39	1.28	1.17	*	*
4	1.40	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	1.40	1.31	1.21	1.10	1.00	0.88	1.39	1.30	1.20	1.09	*	*
8	1.34	1.25	1.16	1.06	0.96	0.84	1.34	1.25	1.16	1.06	0.96	0.84	1.34	1.25	1.15	1.05	*	*
24	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79	1.30	1.20	1.10	1.00	*	*

1) Restar 5° C de cada temperatura ambiente que se encuentra en la parte superior de las columnas para transformadores enfriados por agua. La temperatura mínima del agua debe ser superior a 0° C.

\* Cargas iguales o superiores a la carga equivalente precedente causarán algún sacrificio en la vida esperada.

Tabla III.6

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## **CAPITULO IV. MATERIALES Y HERRAJES.**

Los diferentes materiales y herrajes, que se van a emplear para la construcción de una red aérea de mediana y baja tensión tienen una gran importancia en el diseño del proyecto, debido a que las características de los mismos son fundamentales. Por tal motivo la selección adecuada de los mismos debe apegarse a las normas oficiales mexicanas y/o a las normas o especificaciones de las empresas eléctricas mexicanas ( L y F, CFE).

Los elementos principales para una red aérea de distribución primaria están compuestos por materiales y herrajes ( transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, postes, pararrayos, interruptores, fusibles, aisladores, crucetas, etc.) que se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla, empleada para los alimentadores primarios es la tipo arbolar, la cual consiste en conductores de grueso calibre en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales. Cuando se desea una mayor flexibilidad y continuidad se emplean configuraciones más elaboradas.

En los sistemas de distribución la tarea de proporcionar a los usuarios un servicio eficiente y seguro, radica en un alto porcentaje en los materiales y equipo empleado. Los componentes que a continuación se describen son esenciales en la construcción de un sistema de distribución aéreo.

### **IV.1 CONDUCTORES.**

Generalmente los conductores para líneas aéreas se presentan en forma de hilos o en forma de cables.

Se llama hilo o alambre a una varilla metálica cuya longitud es muy grande respecto a su diámetro. Será hilo desnudo si está desprovisto de aislamiento, e hilo aislado si esta cubierto de una sustancia aislante; en este caso aunque el término "hilo" se refiere al metal, la denominación "hilo aislado" incluye también el aislamiento. En líneas aéreas casi siempre se emplean hilos desnudos.

Se denomina cable o conductor cableado a un conductor constituido por un grupo de hilos o por una combinación de grupos de hilos. Los hilos constituyentes de los cables casi siempre son trenzados o retorcidos juntos. También hay cables desnudos y cables aislados, empleándose en líneas aéreas casi siempre cables desnudos.

Los cables pueden ser monoconductores cuando incluyen solamente un conductor, o policonductores si incluyen dos o más conductores aislados entre si. En líneas aéreas se utilizan casi exclusivamente los cables monoconductores.

Existen dos tipos fundamentales de conductores empleados en líneas aéreas de distribución:

A) Conductores desnudos, soportados por aisladores fijados a postes, crucetas y palomillas, Entre los cuales se encuentran:

1. Alambres de cobre.
2. Cables de cobre.
3. Alambres de aleación de cobre.
4. Cables de aleación de cobre.
5. Cables de aluminio.
6. Alambres de aleación de aluminio.
7. Cables de aleación de aluminio.
8. Cables de acero galvanizado.
9. Alambres compuestos cobre - acero.
10. Cables compuestos cobre - acero.
11. Cables compuestos aluminio - acero.
12. Cables compuestos aleación aluminio - acero.

B) Conductores con aislamiento resistente a la intemperie. Entre estos se encuentran:

1. Cables autosoportados por un cable fiador incorporado.
2. Cables autosuspendidos mediante un cable tensor exterior.

Para una red de distribución aérea secundaria los conductores que se emplean son en base a la conductibilidad eléctrica, se escoge cobre de máxima pureza, pues es el que tiene la mínima resistencia específica. El contenido de cobre puro debe ser del orden del 99.9 % ; ya que en estas condiciones, la conductibilidad del cobre comercial es ligeramente inferior a la de la plata y muy superior a la del aluminio, que es el material que le sigue en conductividad.

Las ventajas de usar conductores de aluminio con respecto al cobre son: menor peso a igualdad de resistencia eléctrica y longitud, resistencia a la corrosión, economía. Sin embargo, tienen el inconveniente de ser fácilmente oxidables y el óxido de aluminio es dieléctrico, por lo cual, al hacer una unión entre conductores de aluminio, esta debe hacerse con conductores especiales. Además las acometidas se realizan con cable

concéntrico de cobre, y la unión directa de cobre con aluminio presenta efectos galvánicos (corrosión).

La disposición de las líneas puede ser de dos tipos:

- Línea abierta desnuda, soportada mediante bastidores, los cuales disponen verticalmente los conductores, quedando las fases arriba y el neutro en la parte inferior. Los conductores de las fases se soportan en unos carretes de porcelana, quedando estos aislados en forma adecuada, mientras que el neutro se fija a unos rollos de zinc o de hierro fundido que pone a tierra todo el herraje.
- Línea trenzada, de conductores aislados, alrededor de un cable desnudo, el cual soporta los esfuerzos mecánicos de sujeción al herraje correspondiente y también sirve de neutro. Esta disposición es ideal en zonas arboladas; además de tener buena apariencia, tiene menor impedancia (la reactancia inductiva adquiere un valor mínimo por la cercanía de las fases). Presenta los siguientes inconvenientes: hay que quitar el aislamiento para conectar cada acometida; y en caso de falla suele quemarse por tramos enteros.

## IV.2 AISLADORES.

Los aisladores han sido tradicionalmente de porcelana, sin embargo las dos últimas décadas se han fabricado aisladores a base de materiales orgánicos con muy buenos resultados a pesar de competir contra una tecnología de aproximadamente 100 años de antigüedad, esto es debido al desarrollo de nuevos materiales plásticos con propiedades mecánicas y eléctricas muy elevadas.

Los aisladores sintéticos de suspensión se fabrican para tensiones de 138 kV y para tensiones de distribución: clase 15, 25 y 34.5 kV.

Los componentes principales en su fabricación son tres:

- Una esfera de plástico reforzada con fibra de vidrio, cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos.
- Una cubierta elastomérica en forma de campanas cuya función es mantener la rigidez dieléctrica del sistema ante la contaminación.
- La lluvia y sobretensiones eléctricas del aluminio cuya función es la de mantener el agarre mecánico entre la línea y la estructura de soporte.

La flexibilidad del material elastómero le permite funcionar eléctricamente de manera independiente a la tensión mecánica de la línea, que es soportada por el núcleo de fibra de vidrio.

Este concepto de separar los esfuerzos mecánicos de los esfuerzos eléctricos, utilizando un material para cada uno, permite el diseño de aisladores de suspensión que en comparación con los de porcelana o vidrio son más ligeros, más económicos y prácticamente irrompibles.

Las pruebas efectuadas a los aisladores "ASUS", y a los de porcelana se basan en las normas ANSI y en recomendaciones de pruebas publicadas en conferencias Internacionales por especialistas en la materia; tales pruebas son:

- Flameo en seco.
- Flameo en humedad.
- Impulso positivo y negativo.
- Radio Interferencial.
- Prueba de arco sostenido.
- Prueba de niebla salda.

De los resultados de las pruebas efectuadas a los aisladores de suspensión "ASUS" se determinó que éstos cumplen con todos los requerimientos para ser utilizados en líneas aéreas de 15 kV a 13.8 kV bajo condiciones ambientales más severas que los de porcelana.

#### IV.2.1 TIPOS DE AISLADORES.

Los principales tipos de aisladores empleados en líneas aéreas de distribución son los siguientes:

1. Aislados sintético 23 T2. Son utilizados en líneas de M.T. y A.T., para dar tensión mecánica a la línea. empleado preferentemente en zonas de alta contaminación por su gran resistencia a la misma.
2. Aislador de suspensión S - 52 - 3. Tiene la característica y versatilidad de formar cadenas de aisladores según el nivel de tensión requerido en redes de distribución, subestaciones y líneas de transmisión.
3. Aislador Bus 23 kV. Su característica es que tiene gran resistencia a la tensión mecánica. Por lo que se usa para soportar buses de 23 kV, cuchillas seccionadoras y portafusibles.

4. Aislador de sujeción A - 56 - 2. Estos aisladores son fijados a la cruceta del poste o alfiler 23.6, es empleado para soportar y aislar líneas de 23 kV. La diferencia en A - 56 - 3 se debe a que este aislador se utiliza en zonas de mayor contaminación. (Zona F).

Los aisladores deben cumplir con una estabilidad térmica y dinámica para su selección con lo siguiente:

$$V \text{ nom. ais.} \geq V \text{ nom. red.} \quad ( \text{IV-1} )$$

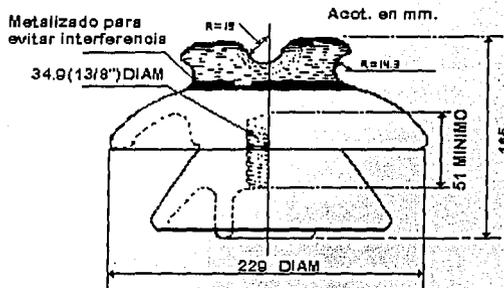


Figura 4.1 Aislador 23.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### IV.3 EQUIPOS DE SOPORTE.

Los equipos de soporte son aquellos que se emplean para sostener las líneas, fijar los equipos a los postes. Son generalmente con los nombres de herrajes y postes. En CLFC las combinaciones de los equipos de soporte se conocen como unidades de soporte y las más empleadas son:

- **Peso 23 kV.** Es un arreglo que sirve para transformar la energía en A.T. de un claro interpostal a otro.
- **Deflexión 23 kV.** Es un arreglo que sirve para realizar deflexiones en la trayectoria de la línea de A.T., Y para conectar ramales a la misma.
- **Remate 23 kV.** Este arreglo sirve para rematar la línea de A.T. en su tramo final, ya sea el de un ramal o el del troncal.

- Derivación y remate en B.T. Estas unidades tienen el mismo funcionamiento que las anteriores pero en B.T.

Los principales equipos de soporte se presentan a continuación, aunque solo se mencionarán los equipos utilizados para mediana y baja tensión en LFC, esto, debido a que son los más interesantes para el proyecto que se presentará al final de este trabajo.

Los herrajes son los elementos utilizados para la fijación de los aisladores a los postes. El diseño ha de ser adecuado a su función mecánica y para que sean inalterables a la acción atmosférica, especialmente a los efectos electrolíticos. Para evitar los fenómenos de oxidación, han de ser galvanizados todos los materiales que en composición tengan hierro.

Los instrumentos que conforman los herrajes son:

- Crucetas
- Dados
- Abrazaderas
- Alfileres
- Anillo Retenida
- Pernos
- Plataformas
- Bastidores
- Ménsulas

#### **IV.3.1. CRUCETAS.**

La fijación de los soportes a los postes tiene lugar por medio de crucetas o travesaños que se colocan a conveniente distancia entre sí para obtener la separación necesaria de los diversos conductores. Los soportes rectos se colocan en crucetas y con ellas se mantienen los aisladores en su posición vertical.

El material empleado en la construcción de las crucetas es el hierro, madera, y sus dimensiones deben ser calculadas para resistir los esfuerzos a que se hallan sometidas.

Las de madera se utilizan generalmente en los postes de dicho material, y su longitud se determina con relación a la distancia necesaria, pudiendo ser de pino castaño.

Cuando es grande la longitud de la cruceta, para evitar el tener que adoptar secciones mayores, se colocan en ellas tornapuntas de hierro, la cual reduce la flexión de la cruceta y da mayor sujeción al conjunto. Las crucetas se fijan al poste por medio de tornillos pasantes de 16 a 19 mm. de diámetro, por lo cual el agujero que debe hacerse no debilita la sección de dicho poste. También se usan abrazaderas de hierro, apretadas con tuercas para sujetar las crucetas a los postes como se puede observar en la figura 4.2.

Las crucetas de hierro están formadas por perfiles angulares. La fijación de los soportes a las crucetas de hierro tiene lugar conforme a la figura 4.3 para perfiles angulares en "U".



Figura 4.2 Cruceta fijada al poste con abrazadera.

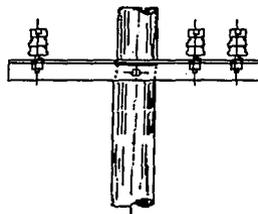


Figura 4.3 Cruceta de Hierro

La cruceta es el dispositivo que sirve para soportar conductores y equipo de líneas primarias. Las crucetas de mayor uso en líneas y redes de distribución son:

Cruceta 43. Uso: Fijada a poste A, CR o CR-E con dado y 2 abrazaderas U según diámetro del poste, soporta 3 líneas de 23 kV.

Clave del nombre:

- 4 = Dimensión del canal en pulgadas.
- 3 = Número de líneas que puede soportar.

Cruceta 43 DR. Uso: Fijadas dos de ellas a poste A, CR o CR-E con 2 dados y 4 tornillos máquina según diámetro del poste; soporta líneas de 23 kV en deflexiones, remates y refuerzos de línea.

Clave del nombre:

- 4 = dimensión del canal en pulgadas.
- 3 = número de conductores que puede soportar.

D = Para ser utilizada en deflexiones de línea.

R = para ser utilizada en remates y refuerzos de línea.

Cruceta 43 R. Uso: Fijadas dos de estas crucetas a poste A, CR ó CR-E con dados y 4 tornillos máquina, según diámetro del poste, soportan 3 líneas de 23 kV en remates, refuerzos y deflexiones de línea.

Clave del nombre :

4 = Dimensión del canal en pulgadas.

3 = Número de líneas que puede soportar.

R = Para ser utilizada en remates y refuerzos de líneas.

#### IV.3.2. DADOS.

El dado es el dispositivo que sirve para fijar crucetas y plataformas a postes, evitando deslizamientos por la acción de conductores y equipo. Los dados más utilizados son :

Dados 44 a 49. Su Uso: Colocado en crucetas, plataformas y otros soportes de fierro canal de 102 mm. (4") de peralte, ofrece un buen apoyo al fijarlos a Poste A o C.

Clave del nombre:

4 = Peralte nominal en pulgadas del canal que soporta ( 4 " ).

4, 5, 6, 7, 8 y 9 = Número progresivo de identificación.

#### IV.3.3. ABRAZADERAS.

Las abrazaderas son dispositivos que sirven para fijar crucetas, bastidores y retenidas, o para soporte de remates. Las abrazaderas de mayor uso en líneas y redes de distribución de baja tensión son:

Abrazaderas BB 5 a 10. Su uso: Fijadas a poste A, CR o CR-E; Bastidor 31 R o Soporte MR.

Clave del nombre:

B = Baja tensión.

B = Para bastidor o soporte MR.

5 a 10 = Número progresivo de identificación.

Abrazaderas BL 5 a 10. Su Uso: Fijadas en poste A, CR o CR-E, el Bastidor 84.

Clave del nombre:

B = Baja tensión.

L = Para bastidor 84.

5 a 10 = Número progresivo de identificación.

Abrazadera U 4 a 10. Su Uso: Fijar las crucetas de acero estructural a postes A, CR o CR-E.

Clave del nombre:

U = Forma de la abrazadera.

4 a 10 = 4, 5, 6, 7, 8, 9, y 10 son números progresivos de identificación.

#### IV.3.4 ALFILERES.

Los alfileres se clasifican según el voltaje, van montados directamente a la cruceta, y al aislador.

Alfileres 236. Su Uso: Soportan aisladores tipo Alfiler en cruceta o soportes de 100 mm ó 152 mm de peralte nominal ( 6").

Clave del nombre:

Primeras cifras 23 = 23000 volts.

Ultima cifra 6 = Peralte de la cruceta en pulgadas.

#### IV.3.5 ANILLOS RETENIDA.

Anillos Retenida 5 a 10. Su Uso: Fijado a poste A, CR o CR-E, sirve de apoyo a los remates preformados CAG de las retenidas con cable de acero galvanizado.

Clave del nombre:

5 a 10 = Número progresivo de identificación.

#### IV.3.6 PERNOS.

Los pernos son dispositivos de diferentes tipos y medidas y que se usan en el armado de estructuras y retenidas. Los pernos más comunes son:

Pernos doble rosca. Su Uso: Fijan crucetas en estructuras de remate, generalmente son de 16 mm. De diámetro y sus longitudes varían de 305 a 456 mm, dependiendo del tipo de cruceta que se use.

Perno de ancla. Su Uso: Se usa para fijar retenidas.

Perno de ojo. Su Uso: Se emplea para soporte de remates de líneas primarias.

#### IV.3.7 PLATAFORMAS.

Son Los dispositivos que se usan en el montaje de transformadores y equipo. Se designan de la siguiente manera:

Plataforma 2 A. Su Uso: Instalada en poste CR - E, por medio de abrazaderas U según diámetro del poste; soporta transformadores de Distribución hasta de 112.5 kVA, Seccionadores, Restauradores o equipos similares hasta 1300 Kg.

Instalada en poste A, por medio de dados y abrazaderas U según diámetro del poste; soporta Transformadores de Distribución hasta de 112.5 kVA.

Clave del nombre:

2 = Número progresivo de identificación.

A = Ángulo (Material de la plataforma).

Plataforma 4. Su Uso: Fijada a poste CR - 12 mediante dos dados 47 y 4 abrazaderas 7 U; soporta hasta 9 capacitores, cada uno de 41.7 KVAR y 3.6 kV., conectados en estrella con neutro flotante a línea de 6 kV.

Clave del nombre:

4 = Número progresivo de identificación.

#### IV.3.8 BASTIDORES.

Es el dispositivo que se usa para soportar conductores secundarios. Aunque en las redes y líneas de distribución existen instalados muchos conductores de cobre, por razones de tipo económico estos tienden a ser sustituidos por conductores de aluminio puro o ACSR; en la actualidad, en todos los proyectos de

electrificación se propone el uso de estos conductores, a excepción de las costas en donde es necesario seguir usando conductores de cobre por ser más resistentes a la corrosión.

**BASTIDOR 84.** Su Uso: Fijado a poste A o C con abrazaderas BL, permite soportar y fijar en sus aisladores hasta 3 conductores de fase de baja tensión y en el Rollo H el conductor del neutro.

Clave del nombre:

8 = Número progresivo de identificación.

4 = Número de conductores que soporta.

#### **IV.3.9 MENSULAS.**

Sirven para separar las fases del equipo montado.

#### **IV.3.10 POSTES DE ACERO A13 a A17.**

Postes de acero de 13 a 17. Están diseñados para soportar grandes momentos de deflexión, cargas e impactos. En razón a lo anterior se seleccionan para utilizarse en cruces de avenidas muy anchas, cruces de ferrocarriles, ya que por sus grandes alturas (13 metros en adelante), permite que las distancias de seguridad para los automóviles o vehículos sean mayores. Por su gran resistencia a las cargas mecánicas se seleccionan para soportar equipos pesados como son: transformadores, capacitores, seccionadores y restauradores.

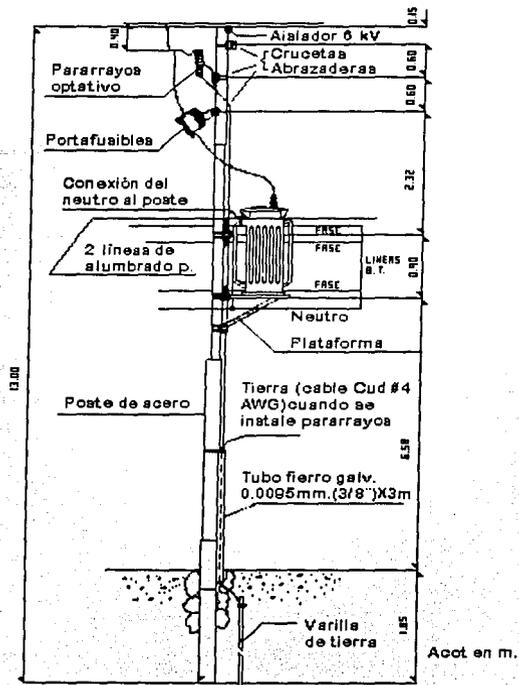


Figura 4.4 Montaje en poste de acero de un transformador y portafuibles.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Así mismo por soportar grandes momentos de deflexión se seleccionan para emplearse en: pasos, deflexiones, remates y esfuerzos de la línea de 23 kV. Puede soportar a la vez líneas de B.T. y A.T. Su Uso es el siguiente:

	Lineas Primarias	Deflexiones Remates Refuerzos
	Líneas Secundarias (con línea primaria en el soporte superior)	Deflexiones Derivaciones Remates
POSTE A 13		
POSTE A 14		Capacitores Cuchillas ( ** ) Interruptores en aire Pararrayos Portafusibles Seccionadores ( ** ) Transformadores ( ** )
	Soporte de Equipo	
POSTE A 15	Líneas Primarias	Cruzamiento de calles o avenidas para libramiento
POSTE A 17	con o sin líneas secundarias	

\*\* Solo para A 13.

Clave del nombre:

A = Acero.

13, 14, 15, 17 = Longitud nominal en metros.

#### IV.3.11 POSTES DE CONCRETO.

- ALTA TENSION.

El poste CR12, es seleccionado en pasos de 23 kV, instalados en las aceras, cruces de avenidas no anchas, donde no se requieren grandes alturas.

Clave del nombre:

CR = Concreto Reforzado.

12 = Longitud aproximada en m.

El poste CR12E, es seleccionado para soportar: cuchillas, interruptores de aire, transformadores, debido a que su construcción es reforzada siempre y cuando la ubicación de éste no sea en una calle o avenida con mucho flujo vehicular. Así mismo por su construcción reforzada es seleccionado para remates y deflexiones de 23 kV. Por lo regular en líneas primarias para deflexiones, remates y refuerzos. En líneas secundarias (con línea primaria en el soporte superior) para deflexiones, derivaciones y remates. En troncal para soporte de equipos tales como cuchillas interruptores en aire, capacitores, restauradores y transformadores hasta 112.5 kVA. No usarse en remate de línea de A.T. y B.T. con transformador.

Clave del nombre:

CR = Concreto Reforzado.

12 = Longitud aproximada en m.

E = Especial.

El poste CR14E, se selecciona básicamente por su altura de 14 metros para emplearse en cruce de avenidas anchas, cruce de ferrocarriles y para soportar pasos, remates y deflexiones de 23 kV. Su uso: en línea primaria para deflexiones, remates y refuerzos. En líneas secundarias (con línea primaria en el soporte superior) para deflexiones, derivaciones y remates. En troncales para soporte de equipos tales como cuchillas interruptores en aire, capacitores, restauradores y transformadores hasta 112.5 kVA. No usarse en remate de línea de A.T. y B.T. con transformador.

Clave del nombre:

CR = Concreto Reforzado.

14 = Longitud aproximada en m.

E = Especial.

Los postes de concreto, para emplearse en A.T., al igual que los de acero pueden soportar a la vez líneas de A.T. y B.T.

- BAJA TENSION.

Postes CR 6, 9 y 12. Son seleccionados para soportar la red de B.T., en consecuencia estos postes se instalan en las aceras y en las esquinas, siempre y cuando los cruces de calles no sean mayores de 40 metros, es aceptable para evitar riesgos al público. Su Uso:

CR 6 Retenidas.

CR 9 Líneas de Baja tensión, retenidas, acometidas y otras instalaciones.

CR 12 Líneas de 6 y 23 kV; capacitores, cuchillas y seccionadores de 6 kV, cuchillas 23 H, deflexiones D23, paso 23, y otras instalaciones.

Clave del nombre:

CR = Concreto Reforzado.

6, 9, 12 = Longitud aproximada en m.

- Retenidas.

El poste CR9, es seleccionado para instalarse como retenidas en la acera opuesta, debido a que su mayor altura de 9 metros no permite que el flujo vehicular dañe el cable empleado para dar tensión.

- Cruceta 63.

Se menciona esta cruceta debido a que su variedad de uso es muy amplio. Es utilizado en postes de acero y de concreto, y sirve para sostener los aisladores que a su vez soportan las líneas de 23 kV (paso, remate y deflexión en B.T.).

#### IV.4 EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO.

Las características generales que deberán tomar en cuenta para la selección de equipo de seccionamiento son:

- Tipo de servicio.
- Tipo de apertura y operación.
- Tipo y posición de montaje.
- Temperatura ambiente.

Las características eléctricas que se deben tomar en cuenta son: la tensión nominal de operación, corriente nominal, corriente de interrupción con carga, capacidad máxima asimétrica para: Frecuencia de operación, tensión nominal de diseño, tensión máxima de diseño, nivel máximo de impulso, flameo en seco a baja frecuencia, flameo húmedo a baja frecuencia. En el caso de cuchillas es necesario además tomar en cuenta las características mecánicas tales como: Esfuerzos a la tensión, torsión y operación mecánica

así como la compresión mecánica. A continuación se presentan los equipos de seccionamiento más empleados en líneas de distribución.

1. CORTACIRCUITO FUSIBLE 23 - 220. Se instala uno por fase de 23 kV con fusible 23 SC - SMA20 para proteger transformadores y servicios en 23 kV contra sobrecorriente de corto circuito, de acuerdo a la capacidad de fusible empleado.
2. CUCHILLAS 23 - 601. Se instala una por fase, son de operación sencilla con seguro, para conectar y desconectar sin carga hasta 25 kV con corrientes hasta de 600 amperes.

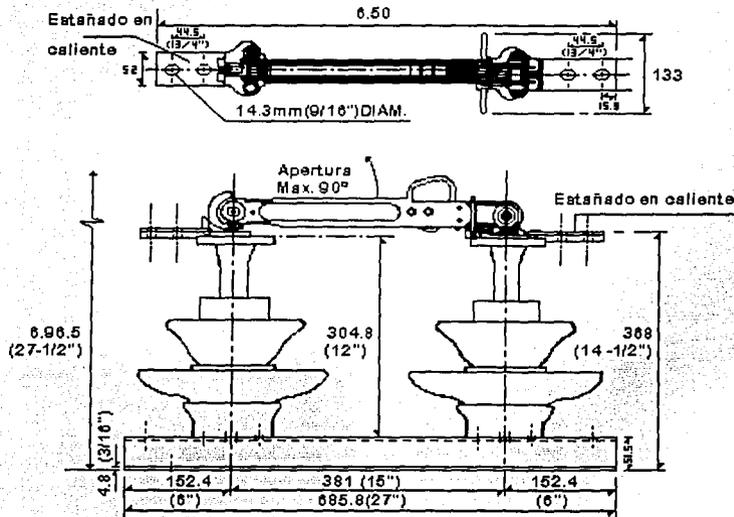


Figura 4.5 Cuchilla 23 - 601.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

3. INTERRUPTOR EN AIRE 23 - 601. Se emplea e instala en postes. En un juego de tres interruptores operados en grupo, con mecanismo recíprocamente de operación manual también en grupo, posee una cámara de soplo de aire, la cual le permite conectar y desconectar con carga de hasta 600 amperes, líneas de hasta 25 kV.

#### IV.5 EQUIPOS DE PROTECCION.

1. Fusible 23 kV. Tipo listón. Se emplea para proteger transformadores de distribución en zonas residenciales.
2. Fusible 23 kV. Tipo SC-SMA20. Se utiliza para proteger transformadores en zonas comerciales e industriales y servicios en 23 kV.

La selección adecuada del fusible involucra tres consideraciones:

- Aislar la porción del circuito en disturbio y bajo condiciones de operación normal, el fusible no debe interrumpir el circuito.
- Responder con prontitud para impedir cualquier daño a los equipos cuando se presenta el disturbio, por lo tanto, el fusible debe proteger a los componentes del circuito a lo largo de cualquier condición de sobrecorriente, es decir, desde la sobrecarga hasta el cortocircuito.
- En caso de ocurrir una falla, hacia el lado de carga de los dos o más fusibles dispuestos en cascada, (esto es uno tras otro), así la falla únicamente deberá actuar en el que se encuentra más cerca del punto de falla.

Para realizar los tres conceptos anteriores es necesario contemplar las siguientes particularidades del fusible:

- La característica de fusión (curva, corriente, tiempo).
- La capacidad interruptiva del fusible.
- La tensión nominal del fusible.

4. SECCIONADOR AUTOMÁTICO 23 kV LA 23.400FT. Se instala en ramales que presentan grandes demandas de carga, sirve para desconectar el ramal donde está instalado cuando detecta una sobrecorriente o una ausencia de voltaje en combinación con un cierto número de aperturas de equipo de respaldo. (Interruptor en la subestación o restaurador en la línea).

Para la selección de un seccionador se requiere de un estudio de corto circuito en zonas donde va a ser instalado, para así poder determinar el número de apertura con el cual va a desconectar el ramal donde será instalado, así como la corriente máxima de corto circuito que debe interrumpir.

5. RESTAURADOR AUTOMATICO 23 kV LA 23.560. Es instalado en los tramos troncales del alimentador. Posee cronómetros para censar y puede interrumpir cualquier corriente de falla. En la selección de un restaurador se deben considerar los siguientes conceptos: Tensión de operación de la red, corriente de corto circuito máxima en el lugar de la instalación, corriente máxima de carga, corriente de falla mínima (valor calculado al final de la zona que protegerá al restaurador), detección de falla a tierra.

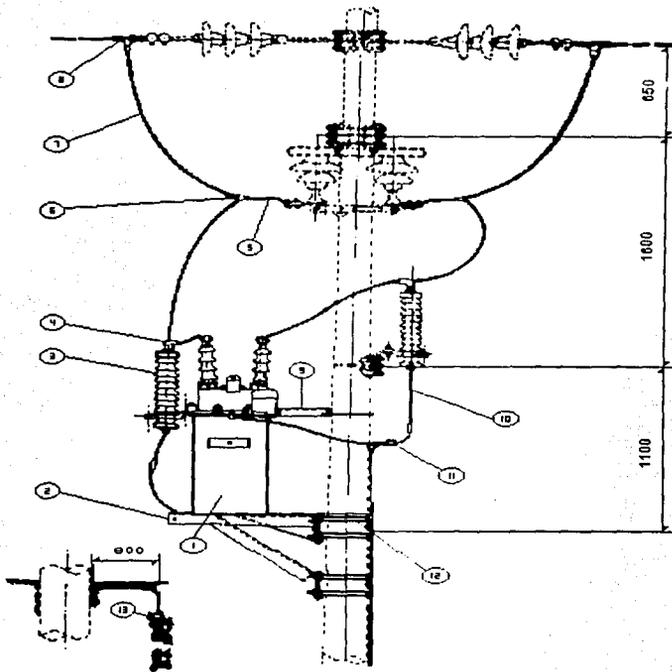


Figura 4.6 Restaurador H LA 23.560.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Los componentes del Restaurador H LA 23 - 560 son de acuerdo a la figura 4.6 anterior:

REF.	NOMBRE
1	Restaurador H LA 23.560
2	Plataforma 2 (sin cruceta superior)
3	Apartarrayos DV 23 ó Apartarrayos DOM 23
4	Conector derivación L 1/0-1/0 Al Conector canal T 1 - 1/0 Cu
5	Zapata C 1/0 Cu - 2
6	Conector canal C 1 / 0-1 / 0 Cu
7	Cable Cud 1/0
8	Conector canal T 336 - 1/0 Al ó Conector derivación L 1/0 - 1/0 Al
9	Sujetador R - S 23
10	Cable Cud 4
11	Conector canal C 1/0 - 4 Cu
12	Abrazadera 7 U
13	Tierra 1

Clave del nombre:

H = Hidráulico.

LA = Líneas Aéreas.

23 = 23 kV (Tensión entre fases).

560 = 560 A (Corriente Nominal).

**APLICACIÓN:**

Instalado en Poste CR - 12 y conectado a líneas de 23 kV, utilizando montajes; cuchillas 23 H. apartarrayos DV 23 y tierra poste C; aísla fallas por sobrecorriente en forma automática, efectuando recierres si la falla es transitoria y dejando fuera de servicio al alimentador de 23 kV, si la falla es permanente, se instala en la troncal o línea principal del alimentador.

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA

6. APARTARRAYOS AV23. Es empleado para proteger el sistema contra sobretensiones; debidas a descargas atmosféricas y maniobra de switcheo . Se instalan en el lado de A.T. de los transformadores, en servicios suministrados en alta tensión y en zonas donde existen incidencias de descarga atmosféricas, su selección se basa principalmente en los siguientes aspectos:

- Magnitud de la corriente de drenaje.
- Voltaje de operación de la red.
- Nivel de aislamiento del sistema.

7. TIERRA I. El sistema de tierra consiste en una varilla " Copperweld ", que va enterrada al pie de los postes que soportan a los apartarrayos, en este punto se conectan además, el neutro del secundario y el tanque del transformador, terminado el sistema en la varilla.

8. INTERRUPTOR DE LA SUBESTACION. Los usados más frecuentemente son los de bajo volumen de aceite y los de hexafluoruro de azufre. Su función es la apertura y cierre de circuitos eléctricos, está diseñado para operar con carga o bajo condiciones de falla. Se encuentran instalados en las subestaciones de distribución. Para su elección se deben destacar los siguientes conceptos:

- Tensión nominal de la red.
- Corriente máxima de operación de la red.
- Capacidad interruptiva asimétrica.
- Altura de instalación sobre el nivel del mar.
- Cantidad de energía involucrada al abrir contra falla.
- Tiempo de operación apertura, cierre y recierre.
- Tensión transitoria de restablecimiento.

#### IV.6 EQUIPOS DE REGULACION.

Los equipos de regulación se instalan en la línea y en la propia subestación de distribución.

1. BANCOS DE CAPACITORES. Se instalan en los troncales de los ramales y líneas de A.T., por lo regular en zonas industriales, donde se tienen problemas con el factor de potencia. Así mismo en las subestaciones de distribución se instalan en las barras de 23 kV. Tienen una capacidad de 1800 KVAR.

Los hay para operación permanente y operación temporal, cuando las condiciones de alimentación lo requieren.

Para seleccionarlo es necesario hacer un estudio de la carga conectada en el alimentador para determinar el factor de potencia y los flujos de potencia real, y aparente en la línea. Conociendo estos tres últimos parámetros se puede determinar la capacidad en potencia reactiva que debe tener el banco de capacitores. Así mismo se debe tomar en cuenta lo siguiente:

$$V_{nom. Cap.} \geq V_{nom. op. red.} \quad (IV-2)$$

#### CAPACITOR 1F 300-D.

Uso: En montajes LyF de bancos de capacitores, para corregir el factor de potencia en alimentadores de 23 kV.

Clave del nombre:

1F = Monofásico.

300 = 300 kVA (capacidad reactiva del capacitor).

D = Tipo de distribución.

2. REGULADORES DE VOLTAJE. Los reguladores de voltaje se instalan en las subestaciones de distribución, en las salidas de los alimentadores primarios. En la selección de un regulador se debe observar lo siguiente:

- Voltaje de operación de la red.
- Corriente máxima de operación.
- Potencia del alimentador.
- Nivel de aislamiento de la red.
- Rangos del cambiador de derivaciones.

## CAPITULO V. PROTECCION Y CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCION.

La mayoría de los cortocircuitos en los Sistemas Eléctricos de Potencia se producen en las líneas aéreas de transporte o de distribución de energía y en consecuencia, el desarrollo de las protecciones de líneas es la que ha recibido una mayor atención en los últimos años. Una falta en una línea aérea entraña menores desperfectos y costes de reparación que una falta en cualquier otra parte del sistema, en cambio, es mayor la frecuencia en que se producen los cortocircuitos en líneas y muy grandes los efectos negativos que originan los cortes en el servicio, haciendo que las protecciones de líneas sean tan importantes.

Existe una gran variedad de esquemas de protección de líneas y también, son diferentes las practicas utilizadas por las empresas eléctricas para cumplir con los requisitos de protección del sistema, por lo que me voy a referir, solamente a los equipos básicos más usuales en las protecciones de líneas.

### V.1 INTERRUPCIONES POR SOBRETENSIONES.

#### 1. Sobretensiones de origen interno.

Las causas de las sobretensiones de origen interno se deben principalmente a:

- Operación de los dispositivos de desconexión, (maniobras de switcheo). Son de corta duración, de dos a tres ciclos y alcanzan valores de 2 a 3 veces la tensión de operación del sistema. Por lo tanto, para prevenir la falta de aislamiento de los equipos, éstos deben responder satisfactoriamente a las pruebas de potencial aplicado e impulso.
- Fenómenos de ferresonancia los cuales se presentan principalmente en sistemas trifásicos tres hilos con transformadores conectados en delta - estrella. Este problema se elimina empleando sistemas trifásicos 4 hilos con transformadores conectados en estrella - estrella aterrizado o bien utilizando elementos de protección y seccionamiento de operación tripolar simultánea.

#### 2. Sobretensiones de origen externo.

Las causas de sobretensiones de origen externo se deben principalmente a:

- Contacto directo o inducción con líneas de mayor tensión.
- Fallas en los aislamientos provocada por la naturaleza.
- Accidentes imprudenciales provocados por errores humanos.

Algunas de estas fallas se aíslan con la operación de los equipos de protección y recierre y otras se convierten en permanentes.

Descargas atmosféricas. Son las de menor duración pero son las más severas y las que suceden con más frecuencia. Para proteger a los conductores y equipos contra estas sobretensiones se deben instalar apartarrayos adecuados y elegir el nivel de aislamiento en los aisladores de tal manera que satisfagan las tensiones normalizadas de impulso.

## V.2 INTERRUPCIONES POR SOBRECORRIENTE.

### 1. Interrupciones de origen interno.

Las causas de las sobretensiones de origen interno son principalmente:

- Sobrecargas.
- Falla en los aislamientos de los equipos.
- Mala operación de los equipos.

### 2. Interrupciones de origen externo.

Los sistemas aéreos están más expuestos a fallas causadas por agentes externos que los subterráneos. algunas de estas fallas son causadas principalmente por:

- Deterioro gradual de postes y aisladores provocado por la naturaleza.
- Fallas a tierra provocadas por la contaminación ambiental.
- Fallas diversas provocadas por vandalismo y accidentes de tránsito.

### V.3 TIPO DE INTERRUPCIONES.

Tanto las sobretensiones como las sobrecorrientes interrumpen la continuidad del servicio, y en base al tiempo de su duración las interrupciones pueden ser:

1. Temporales. Son aquellas cuya duración es en periodos de tiempo breve y es proporcionada por la operación de los equipos de protección y recierre automático mientras la falla desaparece y en caso contrario, la interrupción pasará de temporal a permanente.
2. Permanentes. Son aquellas cuya interrupción es en periodos de tiempo prolongado mientras se lleva a cabo la reparación de la falla. Las fallas que se presentan en sistemas subterráneos casi siempre son permanentes, ya que por lo regular persisten a pesar de la acción de los dispositivos de protección y recierre automático.

### V.4 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES.

Para evitar al máximo las interrupciones propiciadas por fallas debidas a sobretensiones y poder dar así una mayor confiabilidad a los sistemas de distribución, se hace necesaria la protección contra sobretensiones, instalando apartarrayos adecuados en puntos estratégicos del sistema.

La selección correcta de los apartarrayos se lleva a cabo mediante la coordinación de aislamiento de todo el sistema.

La coordinación de aislamiento es el proceso de correlacionar la rigidez dieléctrica de los equipos, con las características y funcionamiento de los dispositivos de protección, de acuerdo con los sobrevoltajes esperados

El factor más importante en la coordinación de aislamiento, es el conocimiento de las características y funcionamiento de los diferentes elementos que intervienen en ella, tales como:

- Sistemas de tierra.
- Apartarrayos.

## V.5 SISTEMAS DE TIERRA.

Los sistemas de tierra instalados en las redes de distribución son necesarios por los siguientes motivos:

- Proporcionan protección a los equipos y a la propia red.
- Proporcionan protección al personal y a los usuarios.
- Mejoran la confiabilidad y la calidad del servicio.

En la Compañía de Luz y Fuerza del Centro en muchos de los casos se obtiene un buen sistema de tierras con sólo enterrar una varilla copper-weld, (consiste en una barra circular de fierro forrada con una delgada capa de cobre de 0.25 mm, con una longitud aproximada de 3 metros, el hierro le da la dureza y el cobre le da conductividad y resistencia a la corrosión), de dicha varilla se deriva la conexión al equipo a proteger, sin embargo lo mencionado anteriormente está sujeto a la resistividad del terreno. La CLFC considera un buen valor de resistividad del terreno de entre 10 y 25 ohm - metro. Los valores de resistividad en diferentes terrenos son:

- Tierra orgánica húmeda            10 ohms - metro.
- Tierra húmeda                        100 ohms - metro.
- Tierra seca                            1000 ohms - metro.
- Roca                                     5700 ohms - metro.

En caso de que la resistividad no se encuentre entre 10 y 25 ohm - metro, la CLFC recurre a métodos más sofisticados en el sistema de tierra como son:

- Electrodo profundos. Son los más efectivos ya que al profundizar llegan a las capas de terreno más húmedas y a veces hasta los niveles freáticos.
- Electrodo múltiples. El electrodo común es un medio económico de instalar un sistema de tierra, sin embargo, generalmente su valor de resistencia a tierra es alto, por lo que frecuentemente se deben colocar varios electrodos en paralelo.
- Electrodo químicos. Consisten en modificar el medio que rodea el electrodo, bajando la resistividad del suelo, los más usuales son: Carbón mineral, Sulfatos y Sales.

- Electrodo horizontales. Cuando no es posible utilizar electrodos de Copper-weld enterrados en forma vertical se recurre a otros métodos, uno de ellos bastante eficiente es el de electrodos horizontales, requiere de espacio y con frecuencia es hurtado; factores que representan desventajas, por lo que su aplicación se reduce a lugares donde no se pueden colocar electrodos verticales, hay suficiente área y no tienen acceso fácil evitándose su hurto, en sistemas de distribución básicamente su aplicación se reduce a los fraccionamientos.

Ejemplos de esta aplicación se encuentran en el fraccionamiento "Jardines de la montaña", el cual tiene una red horizontal de 10 km. De cable desnudo, Unidad habitacional "Fuentes Brotantes" con 1600 metros,

## V.6 SISTEMA DE TIERRA EN BAJA TENSION.

El reglamento de instalaciones eléctricas exige a los usuarios de la energía eléctrica tener su propia conexión a tierra y dice: "En un sistema secundario de suministro puesto a tierra, cada servicio individual debe tener una conexión a un electrodo de tierra. Esta conexión debe hacerse como parte de la instalación del usuario, en el lado de abastecimiento del medio de desconexión principal y no en el lado de la carga".

A pesar de este requisito pocos usuarios de B.T. tienen sus tierras instaladas, sin embargo, algunos usuarios que tienen equipos especiales, instalan sus tierras, tal como lo exige el reglamento.

El mismo reglamento para instalaciones en Baja Tensión dice: "El valor de la resistencia a tierra de los electrodos artificiales no debe ser superior a 25 ohms. en las condiciones más desfavorables. Cuando no se pueda lograr esta resistencia con un solo electrodo, debe emplearse, cuando menos un electrodo adicional."

Sin embargo, los fabricantes de equipo de cómputo, comunicaciones, etc. piden un valor de resistencia a tierra bastante menor que puede ser 1, 3 o 5 ohms para poder dar validez a las garantías y a la vez proteger a los equipos, esto se debe a que los equipos modernos que tienen componentes electrónicos se dañan fácilmente con las sobretensiones.

Los sistemas de tierra en baja tensión, aparentemente son los más simples, ya que no se diseñan en base a potenciales de paso o de contacto, sin embargo, es un hecho que la mayor parte de accidentes por este concepto ocurren en el hogar, en regaderas eléctricas, tinas de hidromasaje, equipos de baño, lavadoras, secadoras, etc.

**V.7 COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO Y CLASES DE SISTEMAS.**

El coeficiente de aterrizamiento  $C_a$  es la relación de la tensión máxima durante una falla de línea a tierra, en el punto de localización de un apartarrayo, con la tensión línea a línea antes de la falla.

El coeficiente de aterrizamiento del sistema multiplicado por la tensión nominal línea a línea VLL, para sistemas sin aterrizar o por la de línea a neutro para sistemas aterrizados, será igual a la tensión nominal del apartarrayo  $V_{nom}$ . apartarrayo 1, que deberá instalarse.

Por ejemplo para sistemas sin aterrizar:

$$V_{nom} \text{ Apartarrayo} = C_a \text{ VLL} \quad (V-1)$$

Las relaciones  $X_0 / X_+$  y  $R_0 / X_+$  de acuerdo a las normas ASA dan una clasificación de los sistemas con respecto a la forma en que se encuentra aterrizado el neutro del sistema.

En la tabla V.1 se presentan los diferentes tipos de sistemas con su respectivo coeficiente de aterrizamiento, en base a las relaciones anteriores citadas donde:

$X_0$  = Reactancia de secuencia cero.

$X_+$  = Reactancia de secuencia positiva.

$R_0$  = Resistencia de secuencia cero.

Clases de sistemas y su coeficiente de aterrizamiento.

CLASE	TIPO DE ATERRIZAMIENTO	$X_0 / X_+$	$R_0 / X_+$	$C_a$
A	Multiterrizado	$\lll 3$	$\lll 1$	0.7
B	Aterrizado firmemente	$< 3$	$< 1$	0.75 a 0.8
C	Aterrizado parcialmente	3 a 00	1 a 00	1.0
D	No aterrizado	-00 a -40	----	1.1
E	No aterrizado	-40 a 00	----	$> 1.1$

TABLA V.1

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Los sistemas clase "A" son trifásicos 4 hilos con neutro común y multiaterrizado para sistemas de distribución.

Los sistemas clase "B" son circuitos con conexión en estrella y neutro sólidamente aterrizado en el alimentador.

Los sistemas clase "C" son en estrella conectada a tierra con limitadores de corriente de falla a tierra por medio de resistencias, reactores, neutralizadores de corriente de falla o banco de tierra.

Los sistemas clase "D" y "E" son circuitos no aterrizados o circuitos en delta. Este tipo de alimentadores son los usuales en CLFC.

#### **V.8 APARTARRAYOS.**

Los apartarrayos son dispositivos que limitan las sobretensiones a valores tales que no afectan a los conductores y equipos del sistema tales como: transformadores, reguladores de voltaje, seccionadores, restauradores, terminales, empalmes, etc.

La forma en la que funcionan los apartarrayos es la siguiente:

Durante las condiciones normales de operación, el apartarrayos se comporta como un aislador y cuando se presenta una sobretensión a tierra por una trayectoria en baja impedancia, (Sistema de aterrizamiento). Su resistencia no lineal limita la C.A., a un valor comparativamente bajo y permite a su vez el paso de la corriente transitoria elevada producida por la descarga atmosférica. El dispositivo así mismo debe ser capaz de evitar el flujo continuo de corriente permanente de 60 Hz., después que ha cesado de fluir la corriente transitoria de descarga.

En la tabla V.2 se presenta de acuerdo a la tensión entre líneas del sistema el valor mínimo nominal que deben tener los apartarrayos tipo valvular empleados en CLFC.

La localización de los apartarrayos es un factor importante ya que de eso depende la efectividad de los mismos. Se recomienda que la distancia entre apartarrayos y el equipo que se desea proteger sea la mínima posible para evitar al máximo las caídas de tensión por estas conexiones.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

Apartarrayos para circuitos 3 hilos. (CLFC).

Tensión nominal del sistema	Tensión nominal del apartarrayo
6.0 KV	6.0 KV
13.2 KV	15.0 KV
23.0 KV	24.0 KV

TABLA V.2

### V.9 PROTECCIONES DE SOBREINTENSIDAD.

En los sistemas de transporte a tensiones no muy altas, pero sobre todo, en circuitos de distribución radiales o en circuitos de distribución de simple anillo, las faltas no afectan generalmente a la estabilidad del sistema y por consiguiente, no son necesarias protecciones de alta velocidad y por ello, las protecciones más utilizadas son las de sobreintensidad.

En muchos sistemas se usan aún protecciones de sobreintensidad para líneas de transporte de energía en alta tensión ofreciendo una protección efectiva y satisfactoria. Sin embargo, al aumentar las exigencias de una mayor rapidez en despejar las faltas, ha hecho necesaria la sustitución de los relés de sobreintensidad por protecciones de distancia ó bien, por las teleprotecciones.

La protección de sobreintensidad es la forma más simple de proteger una línea, sin embargo debemos añadir, que es la más difícil de aplicar ya que exige cambios en sus ajustes en cada modificación ó cambio de configuración que sufra el sistema. Con los relés de sobreintensidad es difícil discriminar entre la carga y la corriente de cortocircuito y por lo tanto, cuando se utiliza este tipo de relés para la protección de faltas entre fases, solamente se podrán aplicar si la corriente mínima de cortocircuito es notablemente mayor que la intensidad de plena carga de la línea.

En protecciones de líneas se utilizan los dos tipos principales de relés de sobreintensidad, los de sobreintensidad de tiempo diferido y, los instantáneos de sobreintensidad. Al utilizar relés de sobreintensidad de tiempo diferido, se seleccionan sus ajustes para que actúen como protección primaria para una sección o tramo de línea y como apoyo remoto de la sección o secciones adyacentes.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

Es necesario indicar que los relés de sobreintensidad son de diferentes curvas características: Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Para que la selectividad en grandes rangos de valor de las corrientes de cortocircuito no sea demasiado dificultosa, es recomendable utilizar relés de un mismo tipo de característica inversa.

En este tipo de protecciones se usa el relé instantáneo de sobreintensidad como complemento de los de retardo inverso. La unidad instantánea se utiliza solamente en el caso de que exista una gran diferencia entre la magnitud de la corriente de falta para un corto producido en el extremo lejano de la línea, con respecto a un corto próximo al punto donde se halla ubicado el primer relé en la cabecera de la línea. Es recomendable su utilización cuando la relación sea al menos, dos/tres veces el valor de la falta o corto producido en la cabecera y en el extremo lejano.

La unidad instantánea se debe de ajustar, para que en ningún caso detecte una falta que se produzca fuera de la zona que tenga encomendada. Este ajuste del instantáneo se hace para el valor del corto circuito en el extremo más alejado de la línea.

La unidad instantánea debe ser insensible a las sobrecargas fuertes que se produzcan más allá de su tramo de línea protegido, por lo que el rango de valores en los que debe de operar son mucho mayores que los impuestos por las cargas máximas y esto se traduce normalmente, en que no tengan en consideración ni las sobrecargas de su propia línea.

A título de orientación señalaremos que el ajuste de la unidad instantánea, se hace que actúe con un valor de un 25 % superior a la corriente máxima que circulará por el relé en condiciones de una falta trifásica en el extremo de la línea. Con este ajuste, la unidad instantánea protegerá del orden de un 80 % de la sección de la línea.

Existen muchas ocasiones en finales de los circuitos de distribución, donde se instalan fusibles de alto poder de ruptura en lugar de interruptores. En estas zonas de transición, es una práctica muy usual utilizar relés de característica extremadamente inversa para coordinar con las curvas de fusión de los fusibles.

TCH = Tensión de chispeo o magnitud de la onda de tensión que incide antes de que descargue la sobretensión el apartarrayo.

NBA = Nivel básico de aislamiento al impulso del rayo.

1.15 = Factor de protección mínimo recomendado por fabricantes de equipo eléctrico.

Lo anterior quiere decir que la tensión máxima de chispeo del apartarrayos más un margen de protección del 20 % debe ser igual o menor que la tensión permisible por el aislamiento del equipo o tensión de onda cortada del equipo, (1.15 NBA).

$$TD + 0.2 TD < NBA \quad (V-2)$$

donde:

TD = Tensión de descarga producida en el apartarrayos por la corriente de descarga que circula a través de él.

Lo anterior quiere decir que la tensión máxima de descarga más un margen de protección del 20 %, deberá ser menor o igual a NBA.

Calculando los márgenes de protección de MP1 y MP2.

El primero se calcula comparando la tensión de onda cortada del equipo, (1.15 NBA), con la tensión de chispeo, (TCH), del apartarrayo.

$$MP1 = \frac{1.15NBA - 2TCH}{2TCH} * 100 \dots \dots \dots (V-3)$$

El segundo se calcula comparando la tensión del NBA con la tensión de descarga, (TD), del apartarrayo.

$$MP2 = \frac{NBA - 2(TCH + TD)}{2(TCH + TD)} * 100 \dots \dots \dots (V-4)$$

TCT = Tensión desarrollada entre la conexión del cable terminal que conecta el apartarrayos con la línea de A.T., por la corriente de descarga la cual se considera que produce una caída de tensión de 5.3 kV/m.

En caso de que los márgenes calculados cumplan con la protección del aislamiento del equipo se termina el cálculo iterativo.

### V.10. UTILIZACION DE RELES DIRECCIONALES DE SOBREINTENSIDAD.

En líneas de distribución se utilizan también las unidades direccionales de sobreintensidad por su condición de ser selectivas, actuando solamente para las sobrecargas o faltas que se produzcan en una determinada dirección de circulación de las intensidades. En la figura 5.5 se muestran dos ejemplos de aplicación de las unidades de sobreintensidad con control direccional, una en líneas radiales de distribución con alimentación por los dos extremos y otra, en líneas dobles ó en anillo, que parten de una barra común para llegar a otro punto pero a una misma barra.

En el esquema de aplicación de una línea de distribución radial con alimentación por ambos extremos, (figura 5.5 a), las unidades de sobreintensidad no actuarán cuando la intensidad de falta es contraria a la dirección marcada para la unidad direccional.

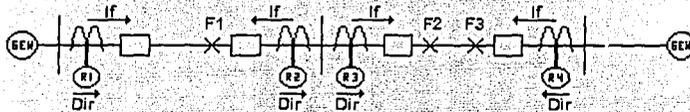


Figura 5.5 (a) Funciones de sobreintensidad con control direccional en circuito radial.

En la (figura 5.5 b) se muestra una falta en F, actuando los relés de sobreintensidad instalados en 2 y 4.

Por direccionalidad también actuarían los relés de 1, 3, 7 y 8 pero estos estarían discriminados por tiempos, actuando antes los de 2 y 4. De esta forma, quedaría aislado el tramo de línea en falta entre 2 y 4, continuando el servicio completo a través de los restantes tramos de línea. Finalmente recalcaremos que en las protecciones de líneas mediante relés de sobreintensidad es preciso, que la mínima corriente de falta sea mayor que la corriente de máxima carga. En caso contrario, será preciso recurrir a los relés de distancia para proteger más adecuadamente las líneas.

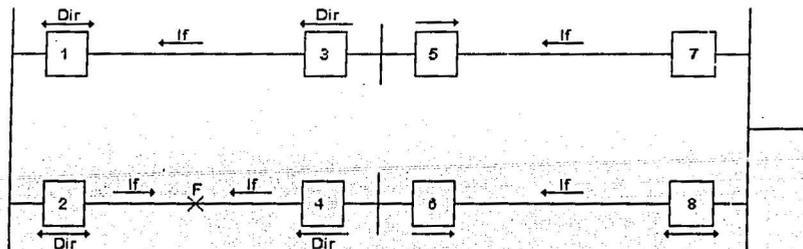


Figura 5.5 (b) Funciones de sobrecorriente con control direccional en circuitos en bucle.

### V.11 EL REENGANCHE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

En las líneas o alimentadores de distribución (feeders), es práctica usual utilizar relés de tres y hasta de cuatro escalones de reenganches sucesivos, generalmente uno inicial rápido, con la demora necesaria para la desionización del arco (entre 0,1 y 0,3 seg.) y, los otros dos o tres más lentos. Estos escalones de reenganches lentos se pueden programar para que den orden de cierre en tiempos comprendidos entre 10 y 150 segundos, ya que en estas líneas radiales de distribución, el tiempo de recuperación de los circuitos no tiene ninguna repercusión en la estabilidad del sistema.

En los circuitos de subtransporte o de reparto, la filosofía del reenganche depende de los requisitos exigidos por las cargas que abastecen. Si se trata de motores o de generadores, incluso el primer reenganche suele ser diferido, pero en general, se practican dos o tres reenganches y, uno o dos si se tratan de derivaciones intermedias de abastecimiento de energía, de apoyo al sistema.

Prácticamente en todos los sistemas se realiza una comprobación de sincronismo antes de proceder al reenganche.

### V.12 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

Las redes de distribución se protegen contra las fallas de corto circuito y sobrecarga por medio de relevadores con interruptores de potencia, por medio de fusibles, por restauradores, así como por seccionadores automáticos de línea. Las consideraciones de selectividad, continuidad del servicio y confiabilidad que

se aplican a la protección de los sistemas de potencia, son válidas también para los sistemas de distribución.

Al igual que en la protección con relevadores, los elementos de protección de las redes de distribución deben coordinarse de tal manera que en todos los casos se tenga disparo selectivo. Se debe tomar en cuenta además la presencia del recierre automático que tienen los restauradores, lo que obliga a coordinar en tal forma que se tenga una mayor continuidad del servicio.

En este capítulo se describirán brevemente los elementos de protección y su coordinación, aplicando los criterios adecuados para las redes de distribución. Los elementos utilizados o empleados en la protección con relevadores se mencionaran brevemente.

### V.13 RESTAURADORES.

El restaurador es un dispositivo de protección de sobrecorriente que dispara y recierra automáticamente un número determinado de veces para eliminar fallas transitorias o para aislar fallas permanentes. También incluye la posibilidad de realizar operaciones de cierre y apertura en forma manual. De acuerdo con las necesidades de coordinación, los restauradores se pueden programar para que operen con un número de secuencias diferentes:

1. Dos operaciones instantáneas (disparo y recierre), seguidas por dos operaciones de disparo con retardo, antes de que se presente la apertura definitiva.
2. Una operación instantánea seguida por tres operaciones con retardo.
3. Tres operaciones instantáneas más una operación con retardo.
4. Cuatro operaciones instantáneas.
5. Cuatro operaciones con retardo.

Las características instantáneas y con retardo dependen de la capacidad del restaurador. Hay rangos de los restauradores de 50 a 1120 amperes con bobinas en serie y de 100 a 2240 amperes, con bobinas en

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

paralelo. La corriente de disparo mínima para todas las potencias normalmente se calibra al doble de la corriente nominal. Los restauradores deben tener capacidad para poder interrumpir las corrientes de falla asimétricas relacionadas con su rango de corrientes simétricas.

En cierta forma, un restaurador realiza las funciones de una combinación de interruptor de potencia, un relevador de sobrecorriente y un relevador de recierre automático. El restaurador consta fundamentalmente de una cámara de interrupción y los correspondientes contactos principales que operan en aceite, así como el mecanismo de control del accionamiento del disparo y del recierre, un operador, un integrador y un mecanismo de paro.

#### **V.14 FUSIBLES.**

Los fusibles son los dispositivos de protección más simples, están formados por un elemento conductor fusible, un cartucho que contiene al elemento fusible y un portafusible que soporta los cartuchos. El fusible se puede definir como un dispositivo de protección con un circuito fusible de interrupción directamente calentado y destruido por el paso de la corriente de cortocircuito o de sobrecarga. Existen varios tipos de fusibles, como los de un elemento o de doble elemento, los convencionales y los limitadores de corriente, etc.

El principio de operación de los fusibles consiste en que son un conductor de sección transversal pequeña, por lo cual su resistencia eléctrica es mayor que la del elemento protegido y por lo tanto genera más calor. Además, por su menor sección, los fusibles soportan menos calor y se funden con rapidez.

En los sistemas de distribución se usan fusibles de alta tensión para proteger los transformadores de distribución y alimentadores aéreos de diversos tipos. Existen fusibles de alta tensión convencionales que operan con cierta lentitud y fusibles limitadores de corriente que operan antes del primer cuarto de ciclo de la corriente de cortocircuito.

## V.15 RELEVADORES.

En las redes de distribución se utilizan básicamente protecciones de sobrecorriente con relevadores instantáneos y con retardo, ya sea de tiempo inverso o de tiempo definido.

Los relevadores de tiempo inverso son relevadores de tipo de inducción electromagnética, cuyo tiempo de disparo depende del valor de la corriente que hace operar al relevador. Los relevadores instantáneos normalmente son de tracción magnética, al igual que los de tiempo definido; sin embargo, en estos últimos se tiene un relevador de tiempo que retarda el disparo según se requiera. Actualmente se usan relevadores estáticos, que pueden tener características similares a los de tiempo definido, y de tiempo inverso, aunque sus curvas generalmente son en mayor número y sus tiempos de disparo de mayor precisión.

Los relevadores estáticos generalmente incluyen también funciones de medición, con lo que reducen los equipos en los tableros. Los relevadores estáticos están finalmente desplazando a los relevadores electromecánicos tanto en los sistemas de distribución como en los de potencia.

Los relevadores de tiempo inverso están basados en el principio de operación de inducción magnética. En ellos se tiene un disco en el que dos flujos defasados inducen corrientes con las que interactúan y dan lugar a un momento de giro. El disco gira en función del valor de la corriente, por lo cual el tiempo de operación del relevador es variable.

El principio de operación de los relevadores de tierra es el mismo que el de los de fallas entre fases, la diferencia es que se tienen que conectar por medio de filtros de secuencia cero. Estos últimos pueden formarse por tres TC conectados en estrella del lado secundario o por medio del transformador de secuencia cero que abarca las tres fases. La figura 5.6 muestra la conexión de los relevadores de secuencia cero.

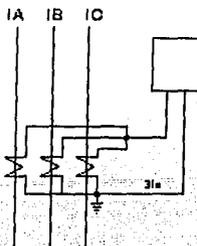


Figura 5.6 Conexión del relevador de secuencia cero con filtros de tres TC.

Los filtros de secuencia cero en 3 TC producen un error considerable porque las corrientes secundarias no son iguales en magnitud ni en fase, por el error que dan los propios TC, es decir que para secuencia positiva y negativa  $I_a + I_b + I_c \neq 0$ . Esto obliga a calibrar el relevador con una corriente superior, lo cual reduce la sensibilidad. Los relevadores comunes en estos casos detectan corrientes primarias de secuencia cero superiores a 100 A. Con relevadores especiales se pueden detectar desde unos 25 A más o menos.

La conexión en el TC de secuencia cero da una precisión muy alta porque se trabaja con las corrientes primarias, por lo que en régimen balanceado se cumple que  $I_A + I_B + I_C = 0$  para secuencia positiva y negativa. En este caso los relevadores pueden detectar corrientes primarias de 2 a 3 amperes. Se entiende que en ambos filtros las corrientes de secuencia cero pasan sin problema porque están en fase Figura 5.7.

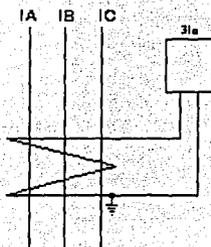


Figura 5.7 Conexión del relevador con TC de secuencia cero.

### V.16 SECCIONADORES.

Los seccionadores automáticos de líneas son dispositivos de protección de sobrecorriente que se instalan sólo con respaldo de interruptores o restauradores. Ellos operan sobre la base de contar el número de interrupciones causadas por el dispositivo de protección de respaldo y abren durante el tiempo de circuito muerto, después de un número preestablecido (1 a 3) de operaciones de disparo del dispositivo de respaldo. La corriente que cuenta el restaurador es superior a la nominal en 60 % aproximadamente.

La operación de los restauradores permite seccionar los alimentadores de distribución en caso de falla, de tal manera que parte de ellos permanezca en servicio, lo que representaría un costo mucho mayor si esto se hiciera con restauradores o interruptores.

Las condiciones de operación de un seccionador pueden ser tres:

1. Si la falla se elimina cuando el restaurador abre, el contador del seccionador volverá a su posición normal después de que el circuito sea reenergizado.
2. Si la falla persiste cuando ocurre el recierre, el contador de fallas - corriente en el seccionador estará preparado para registrar o contar la siguiente apertura del restaurador.
3. Si el restaurador está programado para abrir al cuarto disparo, el seccionador se calibrará para abrir durante el circuito abierto siguiente al tercer disparo del restaurador.

### V.17 COORDINACION RESTAURADOR - FUSIBLE.

En este caso el fusible se encuentra como protector y el restaurador como respaldo figura 5.8. La operación de los dispositivos de protección debe permitir la liberación de la falla temporal del lado de la carga sin que el fusible se queme.

Cuando ocurre la falla después del fusible; éste se calienta pero no debe fundirse, sino que el restaurador con operación rápida libera la falla.

Al recierre del restaurador la falla, si es temporal, se elimina, y todo el sistema vuelve a operar normalmente. En este caso sólo se tiene interrupción muy breve del servicio. Lo anterior significa que el tiempo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de operación rápida del restaurador.

El tiempo mínimo de fusión debe ser mayor o igual que el tiempo de apertura rápida del restaurador multiplicado por un factor que depende del número de operaciones rápidas y de la pausa sin corriente entre dichas operaciones. Otra condición que debe cumplirse es que el tiempo máximo de apertura del fusible no debe ser mayor que el tiempo de apertura del restaurador con operación retardada. Cumpliendo estas dos condiciones se tendrá una coordinación correcta del restaurador con el fusible.

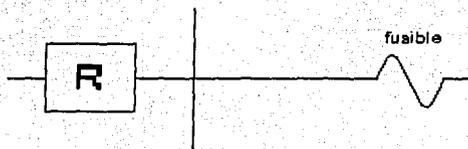


Figura 5.8 Coordinación restaurador - fusible.

#### V.18 COORDINACION FUSIBLE - RESTAURADOR.

El fusible instalado del lado de la alimentación protege contra fallas internas en el transformador o fallas en las barras colectoras como se muestra en la figura 5.9.

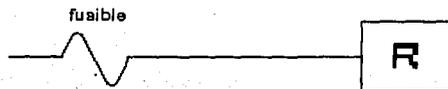


Figura 5.9 Coordinación fusible - restaurador.

En este caso todas las operaciones del restaurador deben ser más rápidas que el tiempo mínimo de fusión del elemento fusible.

El caso crítico se presenta con la falla en el punto de localización del restaurador, ya que se tiene la máxima corriente de cortocircuito y el fusible no debe fundirse antes del tiempo total de apertura del restaurador. También en estos casos se utiliza un factor  $m$  para fusibles del lado de la fuente.

### V.19 COORDINACIÓN RESTAURADOR - SECCIONADOR.

Para este caso la coordinación queda asegurada si se cumple las siguientes condiciones:

1. El restaurador debe detectar la corriente de cortocircuito mínima al final de la zona de protección del restaurador (debe tener la sensibilidad necesaria).
2. La corriente de disparo del restaurador debe ser menor que la corriente de cortocircuito mínima.
3. Los seccionadores se pueden usar en serie entre sí o con fusible, pero no entre dos restauradores.

Como los seccionadores cuentan los disparos del restaurador, su coordinación se hace ajustando el disparo del seccionador a  $n - 1$  disparos del restaurador. Por ejemplo, si el restaurador da 4 disparos, el seccionador opera al tercer disparo del restaurador ( figura 5.10 ).

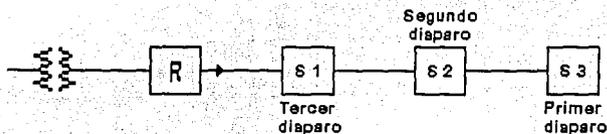


Figura 5.10 Coordinación restaurador - seccionador.

Para este caso se recomienda que el restaurador tenga una secuencia de operación de una rápida seguida de tres lentas. El seccionador opera a los tres disparos del restaurador ( figura 5.11 ).

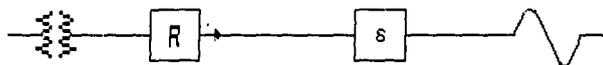


Figura 5.11 Coordinación restaurador - seccionador - fusible.

Durante la operación rápida el fusible se calienta sin fundirse, y cuando el restaurador abre se enfría, en tanto que el seccionador cuenta. Si la falla es temporal desaparece y se restablece la operación normal. Para la segunda operación el fusible es más rápido que el restaurador y elimina la falla. El seccionador cuenta la apertura del fusible como la segunda interrupción y el restaurador y el seccionador quedan en servicio. Con dos operaciones rápidas del restaurador no se puede coordinar porque el seccionador quedaría abierto después de que se funda el fusible.

## V.20 COORDINACION RESTAURADOR - RESTAURADOR.

La coordinación entre restauradores requiere que entre las curvas de disparo de ambos se tenga un retardo de cuando menos 12 ciclos ( figura 5.12 ).



Figura 5.12 Coordinación restaurador - restaurador.

La necesidad de coordinar restauradores entre sí se puede dar por las siguientes situaciones que se pueden presentar en el sistema de distribución:

- 1) Teniendo dos restauradores trifásicos.
- 2) Teniendo dos restauradores monofásicos.
- 3) Teniendo un restaurador trifásico en la subestación y un restaurador monofásico en uno de los ramales del alimentador dado.

Los requerimientos de coordinación entre dos restauradores se pueden cumplir utilizando los siguientes recursos:

1. Empleando diferentes tipos de restauradores y algunas mezclas de capacidad en las bobinas y secuencias de operación.
2. Utilizando el mismo tipo de restaurador y secuencia de operación, pero usando bobinas de capacidad diferente.
3. Empleando el mismo tipo de restaurador y bobinas iguales, pero usando diferente secuencia de operación.

### V.21 COORDINACION FUSIBLE - INTERRUPTOR DE POTENCIA.

La coordinación de fusible - interruptor de potencia (relevador de sobrecorriente) es similar a la coordinación de fusible - restaurador. Sin embargo, el tiempo de recierre del interruptor es normalmente mucho mayor que el restaurador, por ejemplo 4 seg. Y 2 seg. respectivamente.

Por lo tanto, cuando el fusible se usa como respaldo o como protector no es necesario hacer ajustes de calentamiento o enfriamiento. La coordinación se hace, según la figura 5.13.

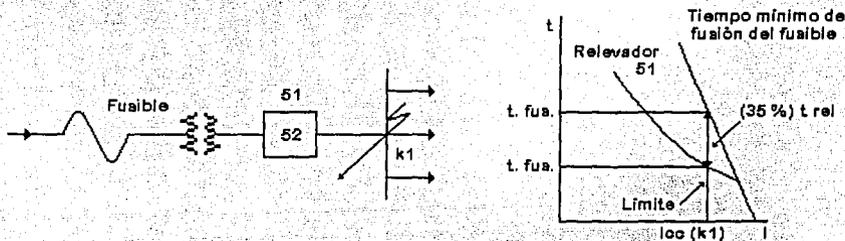


Figura 5.13 Coordinación de fusible - interruptor de potencia.

Trazando la curva del fusible y determinando el tiempo mínimo de fusión del fusible bajo la corriente de cortocircuito entre fases ( $k_1$ , del lado secundario). Si el tiempo de fusión del fusible es 135 % del tiempo total del interruptor y la protección, la coordinación está plenamente garantizada.

Cuando el relevador es 50/51 el fusible debe actuar después del 50 y antes del 51, dejando a éste la protección contra sobrecarga.

## V.22 COORDINACION INTERRUPTOR - RESTAURADOR.

Los recierres del restaurador están asociados al interruptor del alimentador a determinados intervalos (por ejemplo 15, 30 o 45 ciclos), después el interruptor será abierto por la protección de sobrecorriente. El interruptor de potencia, por lo tanto, debe permitir todas las operaciones del restaurador para lograr que se desconecte sólo en los tramos indispensables del esquema que se está protegiendo. Aún cuando el tiempo de operación del interruptor puede alcanzar varios segundos, el calentamiento de las partes conductoras no es muy elevado, a causa de los periodos sin corriente que hay entre los recierres del restaurador.

Se puede programar el restaurador con un disparo instantáneo inicial, seguido de tres con retardo.

Si la falla es permanente el restaurador queda abierto antes de que opere el interruptor. En estos casos se debe tomar en consideración el desplazamiento del disco del relevador de tiempo inverso, ya que de lo contrario puede producirse un disparo en falso. Esto se debe a que cuando hay corriente de cortocircuito el disco del relevador se mueve y cuando se interrumpe la falla continúa moviéndose por inercia, de modo que se puede causar un disparo en falso. El esquema de coordinación de este caso se muestra en la figura 5.14.

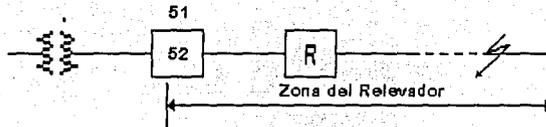


Figura 5.14 Coordinación interruptor - restaurador.

## V.23 COORDINACION FUSIBLE - FUSIBLE.

Con cierta frecuencia se presenta el caso de tener que coordinar fusible con fusible en las redes de distribución y en las plantas industriales. La coordinación se realiza con relativa facilidad, ya que se solicita al fabricante el múltiplo de coordinación entre fusibles. Este múltiplo puede ser desde 2 horas hasta 8, según los tipos de fusibles.

También se puede consultar una tabla en donde se da esta información para los diversos tipos de fusibles, pero no es absolutamente precisa.

En realidad el tiempo de fusión de los fusibles es proporcional a su sección, por lo que se pueden coordinar cuando son del mismo material, por la relación de sus secciones transversales.

## C O N C L U S I O N E S

En el diseño de redes de distribución, se tratan aspectos de suma importancia tales como: estructuración de las redes, regulación de voltaje, capacidad interruptiva, disponibilidad de alimentadores de la zona, y niveles de voltaje normalizados en el país.

En cuanto a la confiabilidad en los sistemas de distribución no se puede constatar que estos sistemas estén libres de fallas, debido a las múltiples causas que las originen, para minimizar el efecto de estas fallas se debe de coordinar adecuadamente los elementos de protección para que se pueda tener selectividad en sus operaciones y así evitar al mínimo las interrupciones por fallas de origen interno y externo.

En el presente trabajo solo se mencionó un nivel de voltaje de diseño y operación de 23 Kv; en la red primaria y en consecuencia en los equipos. Esto es debido a que en los niveles de tensión de 13.2 y 6 kv. actualmente ya no se hace diseño de sistemas de distribución, ya que la tendencia es normalizar la tensión urbana en 23 kv. en toda la república, razón por la cual se hace referencias a las normas y equipos utilizados en CLFC, ya que dicha compañía utiliza principalmente este nivel de tensión.

De la Planeación y diseño de redes aéreas de distribución para electrificar una zona urbana, concluimos que el objeto principal de este diseño es proporcionar información del procedimiento y de la forma, de llevar a cabo un proyecto de electrificación desde la selección del sistema y equipo utilizado, hasta dar a conocer una serie de criterios y aspectos técnicos que lleven a la optimización de los mismos, para el mejor aprovechamiento de los recursos del país, para el diseño de la red de baja tensión es necesario proyectar los circuitos trifásicos de baja tensión siguiendo la geometría de la carga, lo cual da un primer arreglo que se afina posteriormente al dimensionar la red, teniendo en cuenta que la máxima caída de voltaje permisible para los alimentadores es de 3.5 %.

La magnitud de la carga es función del tipo y categoría de los edificios y se determina en base a la experiencia acumulada en instalaciones anteriores y a registros estadísticos que se han realizado con el fin de conocer los valores reales de las cargas.

Para efectos de diseño y dimensiones de la red, se toman como coincidentes las demandas máximas de todas las cargas que se tienen instaladas en el conjunto. Para los departamentos se ha encontrado que la demanda coincidente varía de 500 a 800 watts, dependiendo del número de habitaciones con que cuenten.

El presente trabajo podrá ser aplicado a cualquier zona urbana, de interés social, ya sea popular, medio o de lujo. Tomando siempre en consideración los parámetros de operación de las redes aéreas de distribución ya existentes en el país y en especial las de la Ciudad de México, la cual es el centro económico político y social más importante de la República Mexicana.

# SIMBOLOGÍA

	FUENTE DE C.D.
	FUENTE DE C.C.
	FUENTE DE C.A.
	CONEXION DELTA
	CONEXION ESTRELLA
	TRANSFORMADOR
	ACOMETIDA (servicios)
	TIERRA
	WATTHORIMETRO
	FUSIBLE
	CUCHILLAS DE BASTON
	BOBINA
	APARTARRAYOS
	VOLTMETRO

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

# SIMBOLOGÍA.

---



POSTE CONCRETO



INTERRUPTOR DE LINEA



LINEA TRONCAL



LINEA RAMAL



RESTAURADOR CERRADO



SECCIONADOR CERRADO

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**A B R E V I A T U R A S**

A.T.S.	Alta Tensión de Subtransmisión.
A.T.T.	Alta tensión de Transmisión.
A.T.	Alta Tensión.
M.T.	Mediana Tensión.
B.T.	Baja Tensión.
c.p.s.	Ciclos por segundo.
1Ø	Una fase.
2Ø	Dos fases.
3Ø	Tres fases.
H.P.	Caballos de fuerza.
$\eta$	Eficiencia.
V	Volts.
A	Amperes.
$\Omega$	Ohms.
kV	Kilovolts.
mV	milivolt.
mA	miliamper.
pA	picoamper.
M $\Omega$	Megaohms.
$\theta$	Angulo de defásamiento.
C.I.	Carga Instalada.
F.P.	Factor de potencia.
F.C.	Factor de carga.
F.D.	Factor de diversidad.
F.c.	Factor de coincidencia.
Z	Impedancia.
Zs	Impedancia secundaria.

## ABREVIATURAS.

---

VA	Voltamperes.
MVA	Megavoltamperes.
Hz	Hertz.
MHz	Megahertz.
mH	milihenrios.
VCA	Volts de corriente alterna.
VCD	Volts de corriente directa.
CA	Corriente alterna.
CC	Corriente continua.
CD	Corriente directa.
e	Caída de Tensión.
Reg.	Regulación.
K	Constante de la caída de tensión.
mm <sup>2</sup>	Milímetro cuadrado.
cm	Centímetro.
m	Metro.
km	Kilometro.
TP	Transformador de potencial.
TC	Transformador de corriente.
SE	Subestación.
msnm	Metros sobre el nivel del mar.
AWG	American wire guide (Guía americana de conductores).
ACSR	Aluminum Cable Steel Reinforced (Conductor de aluminio con refuerzo de acero).

## B I B L I O G R A F I A

1. Apuntes de líneas aéreas de transporte y distribución de energía eléctrica.  
E.T.S. Ingenieros Industriales.  
Elías del Yerro  
Sánchez Monge.
2. Electric Utility Engineering Reference Book Vol. 3  
Distrinution Systems  
Westinghouse Electric Corporation  
East Pittsburgh, Pennsylvania.
3. Fundamentos de Instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.  
Gilberto Enriquez Harper.  
Editorial Limusa. 1986.
4. Guía de carga para transformadores de potencia y distribución sumergidos en aceite.  
DGN SECOFI.  
Nom. J. 409 - 1981.
5. Instalaciones Eléctricas Generales.  
Enciclopedia CEAC de electricidad  
José Ramírez Vázquez y Roberto Suquet Cantons.  
1990.
6. Líneas e Instalaciones eléctricas.  
Carlos Luca M.  
Representaciones y servicios de Ingeniería S.A.
7. Manual Autodidáctico de Líneas Aéreas.  
José Ramírez Vázquez.  
CEAC.  
Palacio de Minería.

8. Manual Técnico de cables de energía.  
Conдумex.  
Editorial Mc. Graw-Hill
9. Normas de materiales y montajes de Líneas aéreas y cables subterráneos.  
Compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A.
10. Protecciones de sistemas de potencia.  
Andoni Iriondo Barrenetxea.  
Servicio Editorial Universidad del país Vasco.
11. Redes de Distribución.  
Instituto Politécnico Nacional  
Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.  
Ing. Tomas Pascual M.  
1992.
12. Redes Eléctricas en régimen permanente equilibrado. Vol. I.  
Jacinto Viqueira Landa.  
Editorial Alfaomega.
13. Sistemas de Distribución.  
Roberto Espinosa y Lara.  
Editorial Limusa 1990. Editado 1983.
14. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.  
Departamento de Relaciones Industriales Cia. de Luz y Fuerza del Centro S.A.  
1973.
15. Sistemas de distribución de energía eléctrica.  
José Dolores Juárez Cervantes.  
UAM Azcapotzalco.
16. Sistemas de Tierra en redes de distribución  
Guillermo López Monroy.  
Literaria Técnica.