



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**DISEÑO OPTIMO DE INSTALACIONES
SUBTERRANEAS PARA FRACCIONAMIENTOS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

P R E S E N T A N :

**GUILLERMO ALBERTO ALEJANDRE MELGAREJO
MIGUEL ANGEL AMAYA MERCADO
PASCUAL DOMINGUEZ TREJO**

DIR. ING. ERNESTO DIAZ LOZANO CAMPOS



MEXICO, D. F.

1985



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está 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.

Indice - - - - -	1
Introducción - - - - -	viii
Capítulo I Consideraciones Generales - - - - -	1
Normas - - - - -	1
Estudio del terreno- - - - -	2
Efecto de la resistividad térmica del terreno sobre la capacidad de conducción - - - - -	2
Factores que afectan la resistividad térmica del terreno - - -	3
Composición de la Tierra- - - - -	4
Densidad - - - - -	5
Contenido de agua- - - - -	6
Tamaño u forma de las partículas - - - - -	7
Distribución de partículas - - - - -	7
Temperatura - - - - -	8
Efecto del método de compactación - - - - -	8
Resistividad eléctrica y contaminación- - - - -	9
Clasificación y características de redes - - - - -	11
Operación radial- - - - -	11
Operación paralelo - - - - -	12
Estructura radial - - - - -	12
Estructura en mallas - - - - -	13
Estructura en anillos- - - - -	14
Estructura en doble derivación - - - - -	14
Estructura en derivación múltiple- - - - -	15
Redes primarias - - - - -	16
a) Sistema primario radial con dispositivos seccionadores - - -	16
b) Sistema primario anular- - - - -	17
c) Sistema primario en derivación múltiple- - - - -	18
Redes secundarias- - - - -	19
a) Red radial sin amarres - - - - -	20
b) Red radial con amarres - - - - -	20
c) Red automática - - - - -	21
Clasificación de las cargas - - - - -	23
a) Localización Geográfica- - - - -	23

Indice - - - - -	I
Introducción - - - - -	viii
Capítulo I Consideraciones Generales - - - - -	1
Normas - - - - -	1
Estudio del terreno- - - - -	2
Efecto de la resistividad térmica del terreno sobre la capa - cidad de conducción - - - - -	2
Factores que afectan la resistividad térmica del terreno - - -	3
Composición de la Tierra- - - - -	4
Densidad - - - - -	5
Contenido de agua- - - - -	6
Tamaño u forma de las partículas - - - - -	7
Distribución de partículas - - - - -	7
Temperatura - - - - -	8
Efecto del método de compactación - - - - -	8
Resistividad eléctrica y contaminación- - - - -	9
Clasificación y características de redes - - - - -	11
Operación radial- - - - -	11
Operación paralelo - - - - -	12
Estructura radial - - - - -	12
Estructura en mallas - - - - -	13
Estructura en anillos- - - - -	14
Estructura en doble derivación - - - - -	14
Estructura en derivación múltiple- - - - -	15
Redes primarias - - - - -	16
a) Sistema primario radial con dispositivos seccionadores - - -	16
b) Sistema primario anular- - - - -	17
c) Sistema primario en derivación múltiple- - - - -	18
Redes secundarias- - - - -	19
a) Red radial sin amarres - - - - -	20
b) Red radial con amarres - - - - -	20
c) Red automática - - - - -	21
Clasificación de las cargas - - - - -	23
a) Localización Geográfica- - - - -	23

b) Tipo de utilización - - - - -	24
c) Confiabilidad o dependencia de la energía eléctrica - - - - -	24
Sensibles - - - - -	24
Semisensibles - - - - -	24
Normales - - - - -	25
d) Tarifas - - - - -	25
Características de la carga - - - - -	25
Carga instalada - - - - -	26
Densidad de carga - - - - -	26
Demanda - - - - -	26
Demanda coincidente por servicio - - - - -	26
Demanda máxima de las cargas - - - - -	26
Demanda diversificada - - - - -	27
Demanda máxima diversificada - - - - -	27
Demanda máxima no coincidente - - - - -	28
Factor de demanda - - - - -	28
Factor de utilización - - - - -	28
Factor de carga - - - - -	29
Factor de diversidad - - - - -	29
Factor de coincidencia o simultaneidad - - - - -	29
Diversidad de la carga - - - - -	30
Factor de pérdidas - - - - -	30
Capítulo II Diseño del Sistema - - - - -	31
Magnitud de la carga - - - - -	32
Clasificación de las cargas - - - - -	33
Tipos de cargas - - - - -	33
Tensión de alimentación - - - - -	34
Análisis de Confiabilidad - - - - -	34
Índice costo-confiabilidad - - - - -	37
Salidas de alimentadores - - - - -	38
Duración de las interrupciones - - - - -	38
Localización de las subestaciones - - - - -	39
Capacidad y número de subestaciones - - - - -	39
Capacidad para fraccionamientos - - - - -	39
Régimen de carga inicial - - - - -	40

Tipo de subestaciones - - - - -	40
Componentes de las subestaciones - - - - -	44
Diseño de la red de B.T - - - - -	48
Elementos constitutivos - - - - -	50
Diseño de la red de M.T - - - - -	50
Elementos constitutivos - - - - -	50
Recomendaciones para la instalación - - - - -	50
Capacidad de los anillos - - - - -	56
Modificaciones de la red de distribución - - - - -	56
Obras Civiles - - - - -	56
Acometidas y Medición - - - - -	57
A clientes domésticos - - - - -	57
A circuitos de alumbrado público - - - - -	59
A cargas de fuerza - - - - -	59
Sistemas de tierras - - - - -	59
Análisis del cortocircuito - - - - -	60
Representación de las cantidades eléctricas en por unidad (p.u.) - - - - -	61
Protección - - - - -	62
Protección contra sobretensiones - - - - -	63
Ferroresonancia - - - - -	63
Protección contra sobrecorrientes - - - - -	68
Protección de circuitos primarios y secundarios - - - - -	69
Circuitos primarios - - - - -	69
Circuitos secundarios - - - - -	70
Capítulo III Selección Óptima del Equipo - - - - -	73
Selección de la subestación - - - - -	73
Descripción y selección de los cables de energía - - - - -	74
Descripción de un cable de energía - - - - -	74
Elementos que constituye un cable - - - - -	74
1.- Conductor - - - - -	76
2.- Pantalla semiconductor sobre conductor - - - - -	76
3.- Aislamiento - - - - -	77
a.- Papel impregnado - - - - -	78
b.- Cambray barnizado - - - - -	79

c.- Termoplásticos	79
d.- Termofijos	80
Comparación del EP vs XLP	82
Comportamiento en servicio	82
Pruebas relacionadas con la operación	84
Ventajas del EP vs XLP	84
Características eléctricas de los aislamientos	85
1.- Rigidez dieléctrica	85
2.- Gradiente de operación	86
3.- Resistencia del aislamiento	88
4.- Factor de potencia	88
Características mecánicas	89
Resistencia a la humedad	89
4.- Pantalla sobre aislamiento	91
1.- Pantalla semiconductor sobre aislamiento	96
2.- Pantalla metálica	96
1.- Pantallas para propósitos electrostáticos	96
2.- Pantallas para conducir corriente de falla	97
3.- Pantalla neutro	97
5.- Rellenos	99
6.- Cubierta	99
Cubiertas metálicas	99
Cubiertas termoplásticas	100
Cubiertas elastoméricas	100
Cubiertas Textiles	100
1.- Térmicas	100
2.- Químicas	100
3.- Mecánicas	100
Clasificación de los cables	102
Clasificación	102
1.- Conductor concéntrico circular	102
2.- Conductor circular compacto	103
3.- Conductor sectoral	104
4.- Conductor sectoral compacto	105
5.- Conductor anular	105
6.- Conductor segmental	106

Selección de cables - - - - -	107
Materiales - - - - -	107
Flexibilidad - - - - -	109
Forma - - - - -	110
Dimensiones - - - - -	110
Calibres: - - - - -	110
Escala AWG - - - - -	110
Escala milimétrica IEC - - - - -	112
Reglas prácticas para la escala AWG - - - - -	112
Pérdidas de energía - - - - -	113
Pérdidas en el conductor - - - - -	113
Pérdidas en el dieléctrico - - - - -	114
Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas - - - - -	115
Costos de las pérdidas - - - - -	121
Análisis económico - - - - -	122
Inflación - - - - -	123
Vida del cable - - - - -	123
Aproximación para la selección económica - - - - -	123
Clasificación de terminales y empalmes - - - - -	125
Terminales - - - - -	125
a.- Terminal clase 1 - - - - -	128
b.- Terminal clase 2 - - - - -	129
c.- Terminal clase 3 - - - - -	132
Terminales para cables trifásicos - - - - -	133
Empalmes - - - - -	136
Clasificación de los empalmes - - - - -	137
a.- Encintados - - - - -	137
b.- Moldeados en fábrica - - - - -	138
c.- Moldeados en el campo - - - - -	140
d.- Termocontráctiles - - - - -	140
Selección de empalmes - - - - -	141
Capítulo IV Instalación de Cables y Accesorios - - - - -	143
Cuidado de los cables de energía - - - - -	143
Instalación de cables - - - - -	144
I.- Cables directamente enterrados - - - - -	144

Trayectoria	145
Configuración de cables	146
Zanja	147
Tipos de terreno	147
Instalación	148
Tipos de instalación	148
a.- Depósito del cable directamente sobre la zanja	148
b.- Método de rodillos y poleas	149
c.- Método manual	150
Actividades comunes para los tipos de instala- ción anteriores	151
Recomendaciones	153
II.- Cables en ductos subterráneos	153
Selección de los ductos	154
a.- Relleno del ducto	155
b.- Acuñaamiento	155
c.- Claro	156
Dimensiones y configuración	156
Materiales	158
Apertura de la zanja	161
Pozos de visita	162
Limpieza, verificación y guiado de ductos	164
Parámetros a considerar previos a la instalación	165
Máxima tensión de jalado	165
Longitud de jalado	166
Presión lateral	166
Radio mínimo de curvatura	166
Fricción	166
Instalación	167
Preparativos anteriores al tendido del cable	167
Equipos y materiales	169
Recomendaciones	170
Procedimientos de instalación	171
Instalación de Terminales y Empalmes	174
Instalación de terminales	174
Terminales clase 1	174

	Terminales clase 2 - - - - -	174
	Terminales clase 3 - - - - -	175
	Instalación de empalmes - - - - -	175
Apéndices - - - - -		184
	Pruebas de campo y localización de fallas - - - - -	184
	Programas de computadora - - - - -	200
	Tensiones de sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión - - - - -	240
	Cable EP - DRS para distribución residencial subterránea -	244

Bibliografía

INTRODUCCION.

El presente trabajo tiene como objetivo principal el servir como un auxilio en la solución adecuada de los problemas de diseño óptimo de instalaciones subterráneas para fraccionamientos que se presentan con frecuencia tanto en las compañías del sector público y privado.

Debido a que las tensiones de operación de los sistemas de distribución eléctrica que se usan en México van generalmente desde 5 kV hasta 35 kV entre fases, toda la información técnica contenida en este trabajo esta diseñada para operar dentro de éste rango.

Hemos procurado incluir en dicho trabajo los datos técnicos más-

comunes de utilizar en este tipo de instalaciones. Estos datos se presentan de tal forma que su utilización responde a los requerimientos prácticos exigidos en la mayoría de los problemas de instalaciones eléctricas para fraccionamientos; sin embargo, toda la información aquí contenida está fundamentada en rigurosos principios técnicos y normas preestablecidas, que por su volumen y complejidad, no se pueden incluir en una obra de esta naturaleza.

Este estudio se aboca, pues, a la optimización del calibre de los conductores (calibre económico), capacidad de la subestación, área óptima de alimentación de la subestación, ahorro en el material de los conductores, todo ello en base a pérdidas y caídas de tensión.

El capítulo I versa sobre los aspectos técnicos establecidos por las diferentes normas existentes dentro de instalaciones eléctricas en México. Se hace luego un estudio de las características térmicas y eléctricas del terreno donde se proyecte realizar la instalación. Así también, se hace una breve descripción de los distintos tipos de redes más comunmente utilizados en la práctica, en los sistemas de distribución, haciéndose mención de la operación de cada una de ellas. Además se incluyen diferentes clasificaciones de las cargas de acuerdo a la naturaleza de la misma.

El capítulo II se citan las consideraciones generales a seguir para el diseño correcto del sistema, como son: Número de subestaciones y su localización óptima, tensiones de alimentación, tipos de montajes, análisis de corto-circuito, selección de las protecciones,...etc; y en especial el análisis de confiabilidad para el sistema en estudio.

El capítulo III se hace la selección de la subestación más adecuada en

base a las características establecidas en el capítulo II. En lo referente a cables se hace una descripción de la constitución y configuraciones más comunmente utilizadas, así como la selección de los mismos, para los sistemas de distribución subterráneos. En el capítulo se describe la forma de cuantificar las pérdidas y se selecciona el calibre económico del conductor considerando dichas pérdidas. Se hace una descripción y selección de empalmes y terminales.

En el último capítulo, se dictan algunas recomendaciones que se deben tener en el manejo de los cables. En la instalación de los cables, empalmes y terminales se describen las recomendaciones más comunmente empleadas.

En los apéndices se trata en forma genérica algunas de las diferentes técnicas empleadas en la localización de fallas en los cables. Se incluyen 3 programas de computadora en sistema VAX lenguaje BASIC, sobre:

- Planeación óptima del sistema de distribución.
- Selección óptima de la longitud y sección del conductor
- Cálculo de las pérdidas de energía y selección del calibre económico de los cables de potencia.

Hacemos patente que todas las figuras, tablas y dibujos que se incluyen, son propiedad de CONDUMEX, INDAEL, Cía. LUZ Y FUERZA del Centro, C.F.E. y de los apuntes del Ing. Roberto Espinoza y Lara -- (Catedrático de la U.N.A.M.).

Capitulo I

CONSIDERACIONES GENERALES

NORMAS.

Las normas, representan la unificación creada por el trabajo en común de varios participantes, y sirve como fundamento para el orden y el fomento del desarrollo de una mejor técnica. La misión más importante, consiste en la confección de ordenanzas, especialmente de seguridad, para proteger al público y los objetos materiales contra peligros que puede acarrear la utilización de la corriente eléctrica.

Existen diferentes tipos de normas las cuales se refieren entre otras cosas a:

- 1) Determinación de conceptos y designaciones
- 2) Bases de cálculo, unidades y magnitudes formales.
- 3) Formas y dimensiones.
- 4) Condiciones de calidad y de suministro.
- 5) Distintivos
- 6) Materiales

7) Métodos.

8) Preceptos, indicaciones y fundamentos.

La Comisión Federal de Electricidad CFE, y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, dictan una serie de normas de equipo y materiales así como de instalación para la realización de una instalación eléctrica de distribución, en M.T. y B.T. Los puntos más generales son los siguientes:

- a) Obras Civiles
- b) Subestaciones en Bóvedas
- c) Subestaciones en Locales
- d) Cables de Energía y Accesorios
- e) Cables de Baja Tensión y Accesorios
- f) Equipo de Seccionamiento para Baja Tensión.

ESTUDIO DEL TERRENO

La importancia que adquiere el conocimiento de las características del terreno para las instalaciones subterráneas es determinante, ya que esto influye en el correcto funcionamiento de la red debido a los fenómenos Químicos y de Resistividad Térmica y Eléctrica del terreno.

Efecto de la Resistividad Térmica del terreno sobre la capacidad de conducción.-

La temperatura máxima de operación cíclica en el conductor tiene una influencia decisiva en la capacidad de conducción y la vida útil de los cables subterráneos, por lo cual debe ser limitada a valores aceptables. El elemento que más influye para limitar las elevaciones de temperatura originadas por carga, es el circuito externo que ro

dea al conductor, ya que todo el calor generado debe ser disipado a través de él y es el que a la vez ofrece la máxima resistencia del circuito térmico. En la gran mayoría de los casos la resistividad térmica del terreno es demasiado alta, alcanzando en algunos lugares valores próximos a los 300 $^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$. Para abatir las resistividades elevadas se acostumbra rellenar las trincheras donde han de colocarse los cables con materiales especiales de baja resistividad, tales como arenas térmicas, dando como resultado una resistividad equivalente o efectiva de un valor adecuado en la trayectoria de disipación de calor.

Se ha justificado económicamente usar calibres de cables superiores a lo normal para reducir el valor de las pérdidas eléctricas y no tener la necesidad de utilizar rellenos térmicos especiales. Esto naturalmente implica una mayor cantidad de cobre o aluminio y un aumento definitivo del costo de las instalaciones. Esta solución ya empieza a ser antieconómica por el alto crecimiento del costo del cobre y del aluminio. Por lo tanto, es necesario tener un conocimiento más preciso de los efectos de la resistividad térmica del terreno sobre la capacidad de conducción y vida útil de los cables subterráneos.

En la figura 1.1 se muestra la variación de capacidad de conducción en función de la variación de la resistividad térmica del terreno.

Factores que afectan la resistividad térmica del terreno.-

Es necesario tener un conocimiento sobre los factores que afectan la resistividad térmica del terreno, de tal manera que en un determinado momento se puedan controlar estos factores y obtener algu

na reducción en el valor de la resistividad térmica. Estos factores son:

- a) Composición de la tierra.
- b) Densidad
- c) Contenido de agua
- d) Forma y tamaño de las partículas
- e) Distribución de las partículas
- f) Temperatura
- g) Método de compactación.

Estos factores se resumen a continuación.

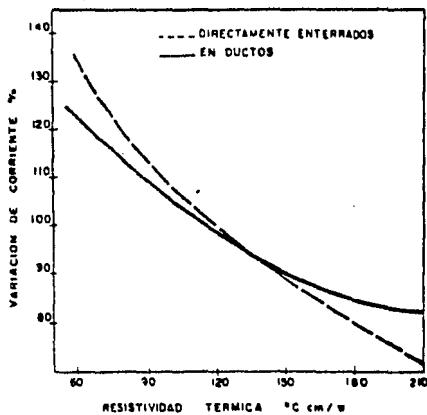


Figura 1.1

Composición de la tierra.-

La tierra es una mezcla compacta de agua, aire, partículas minerales y algunos materiales orgánicos. Cada uno de estos elementos tienen un valor de resistividad térmica que dependiendo de la proporción en que se encuentren mezclados se tendrá un valor final de la resistividad térmica de esa mezcla. En la siguiente tabla se enlistan las resistividades térmicas de algunos materiales.

<u>MATERIAL</u>	<u>RHO</u> <u>°C-cm/W</u>
Partículas de cuarzo	11
Partículas de granito	26
Partículas de piedra caliza	45
Partículas de roca	58
Mica	170
Agua	165
Material orgánico humedo	400
Material orgánico seco	700
Aire	4000

De la lista anterior, en términos generales se puede concluir - que una tierra con una resistividad térmica baja sería aquella que es tuviese formada por una gran porción de partículas de cuarzo y una mínima cantidad de aire.

Densidad.-

En relación a las condiciones de la tierra, densidad, es la - cantidad de materiales sólidos por unidad de volumen. Esto significa que entre mayor sea la densidad de una tierra, existirá una mayor cantidad de partículas sólidas y por lo tanto implica que existe un mínimo número de huecos entre partículas, los que normalmente, si existen, están llenados por aire o agua que tienen una mayor resistividad que las partículas sólidas. En la figura 1.2 se muestra la relación entre las resistividad térmica y la densidad del terreno.

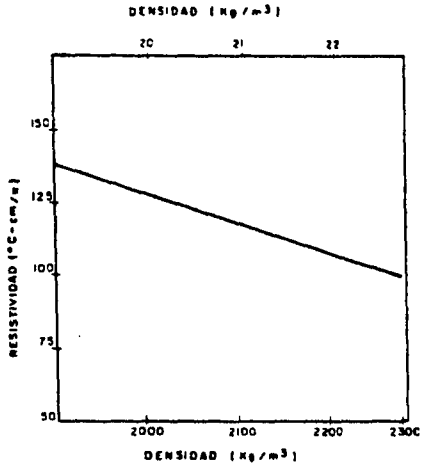


Figura 1.2

Contenido de Agua.-

Si se le agrega una pequeña cantidad de agua a un terreno seco, será distribuida en forma de una película delgada alrededor de cada partícula de tierra, lo que aumentará sustancialmente el área de contacto entre partículas y por lo tanto reducirá la resistividad térmica de la tierra. Si existe una cantidad de agua excedente a la requerida para formar la película delgada, esta llenará huecos entre partículas, desplazando el aire. La reducción de la resistividad térmica debido al agua adicional es mínima, tal que si un determinado momento, se sigue incrementando la cantidad de agua, el valor de resistividad no sufrirá una reducción sino más bien, se presentarán ligeros incrementos de ella, dado que ya no estaría desplazado el aire, sino partículas sólidas. Experimentalmente se ha encontrado que el contenido de agua óptimo fluctúa entre el 8 al 12%. En la figura 1.3 se muestra la variación de la resistividad de una arena de origen volcánico con respecto al contenido de agua.

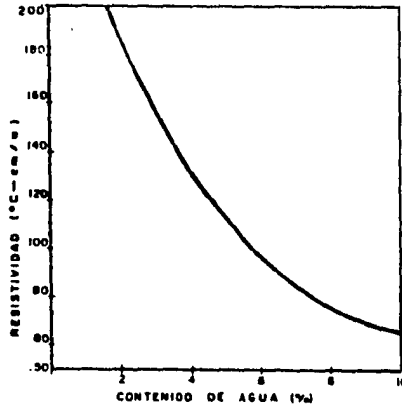


Figura 1.3

Tamaño y forma de las Partículas.-

El tamaño de las partículas así como su forma, tienen un efecto significativo sobre la resistividad térmica del terreno. En algunas pruebas de laboratorio se ha encontrado, por ejemplo, que una tierra formada por partículas mayores de 1 mm, tenía una resistividad de -- 200 °C-cm/W, mientras que esa misma tierra pero con partículas finamente fragmentadas, la resistividad se incrementó a 300 °C-cm/W. Por otra parte, también se ha observado que una tierra con partículas con forma cúbica tiene una resistividad menor a una con partículas redondas.

Distribución de Partículas.-

Con el objeto de alcanzar una alta densidad, una tierra debe consistir de una variedad razonable de diferentes tamaños de partículas, de tal manera que algunas partículas pequeñas se pueden introducir entre los huecos que forman las partículas grandes. En la figura 1.4 se muestra una curva teórica de la distribución del tamaño de partículas que producen la máxima densidad.

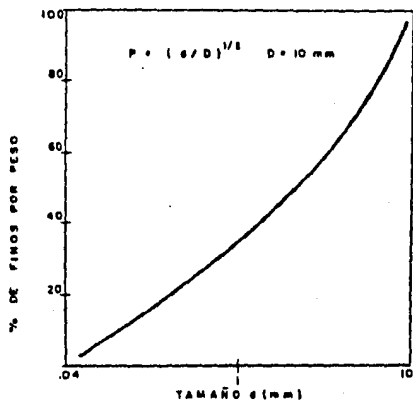


Figura 1.4

Esta curva está definida por:

$$P = \left(\frac{d}{D}\right)^{0.5} 100\%$$

donde: p = Es el porciento de partículas más finas que el tamaño d .

D = Es el tamaño más grande de las partículas.

Temperatura.-

La temperatura afecta a la resistividad térmica por dos razones:

a) Una alta temperatura secará o provocará migración de humedad de la tierra.

b) La resistividad térmica puede ser, individualmente, dependiente de la temperatura, por ejemplo en la figura 1.5 se muestra la dependencia de la resistividad térmica de temperatura del agua y de una arena de cuarzo.

Efecto del método de compactación.-

Se ha observado, que los diferentes métodos de compactación, tienen una influencia significativa sobre la resistividad térmica.

Por lo que puede haber suficientes buenas razones para especificar un determinado método de compactación, dependiendo de las características -

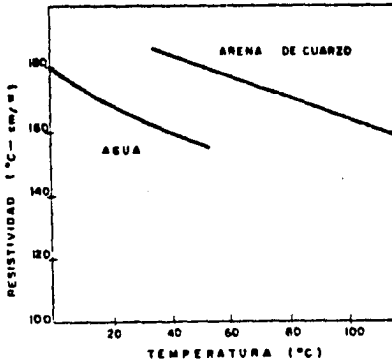


Figura 1.5

cas de la tierra, con el objeto de obtener mejores condiciones térmicas. Los métodos de compactación más frecuentemente usados son los siguientes:

- Por inundación
- Rodillos
- Vibrador

Para obtener mejores resultados, la compactación por cualquiera de estos métodos es conveniente se efectúe por capas.

Resistividad Eléctrica y Contaminación.

Es de importancia conocer la agresividad del terreno y las condiciones predominantes en el mismo, a fin de detectar y controlar el fenómeno de corrosión que puede presentarse en los cables subterráneos y en los tanques de equipos sumergibles.

En cualquier tipo de suelo se pueden detectar elementos químicos, componentes ácidos y sales minerales, naturales o que por alguna causa han sido depositados por el hombre, tales como fertilizantes, herbicidas, etc., los cuales en ciertas condiciones producen la activi -

dad corrosiva que puede ser elevada ó ligera, dependiendo de la concentración de estos elementos.

Desde el punto de vista de actividad corrosiva, debe ser una práctica común la medición de la resistividad eléctrica del terreno para contar con los valores de la misma y tomar sus medidas necesarias al diseñar un sistema subterráneo, para evitar posibles problemas futuros por ataque corrosivo, (Fenómeno de Electrolisis)

Los valores típicos de resistividad de los diferentes tipos de terrenos son los siguientes:

COMPOSICION	RANGO DE RESISTIVIDAD(OHM-cm)
Suelos superficiales, tierra franca etc.	100 a 5,000
Arcilla	200 a 10,000
Arena y grava	5000 a 100,000
Superficies calizas	10000 a 1000,000
Calizas	500 a 400,000
Suelos pedregosos	2000 a 200,000
Granitos, basaltos, etc.	100,000

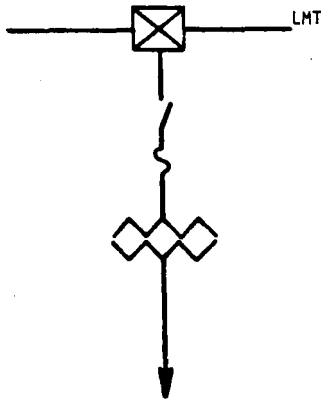
Es necesario considerar de antemano, la posibilidad de que se pueda presentar corrosión en un sistema subterráneo que se diseña, haciendo este análisis en base a los resultados obtenidos del estudio del terreno: Resistividad eléctrica y composición química.

CLASIFICACION Y CARACTERISTICAS DE REDES.-

Las redes subterráneas se pueden clasificar en cuanto a su operación de la siguiente manera:

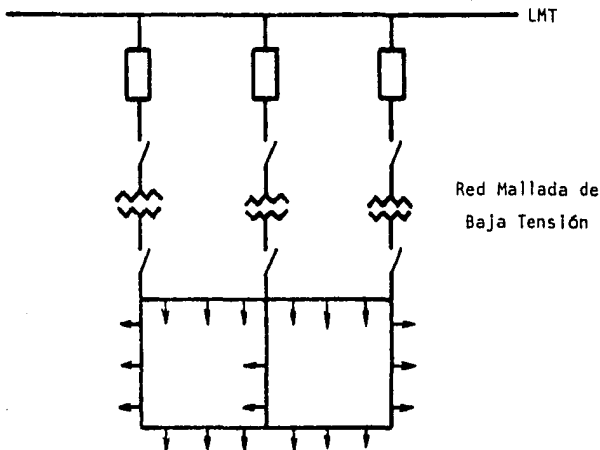
- 1.- Operación Radial
- 2.- Operación en Paralelo

1.- En un sistema de operación radial el flujo de energía tiene una sola trayectoria, es decir, de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en cualquier componente de la red produce una interrupción en todos los servicios. Este tipo de red es el más sencillo y de menor costo.



Alimentador Radial Básico

2.- En un sistema de operación en paralelo, el flujo de energía se reparte entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria. La operación en paralelo es sobre todo utilizada en redes de baja tensión. La eliminación de las fallas en los cables de la red en baja tensión se hace por autoextinción o bien, con fusibles colocados en las extremidades de los cables.

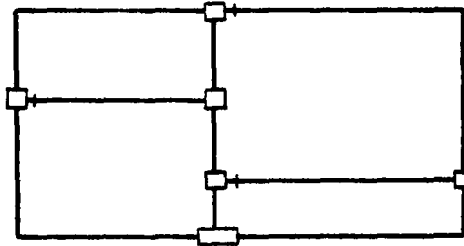


En cuanto a sus aspectos constitutivos las redes de distribución pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

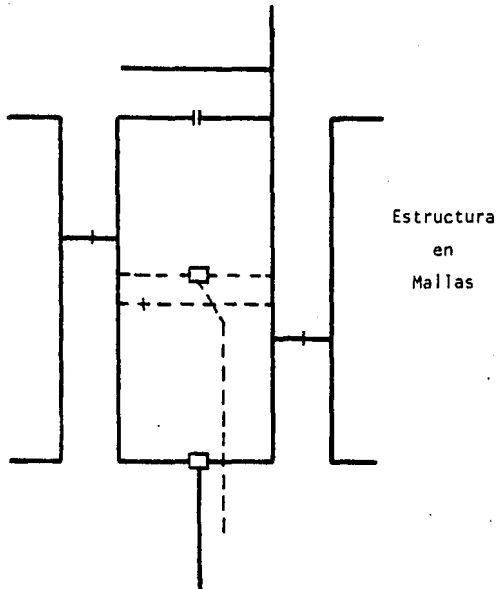
- 1.- Estructura Radial
- 2.- Estructura en Mallas
- 3.- Estructura en Anillos
- 4.- Estructura en Doble Derivación
- 5.- Estructura en Derivación Múltiple

1.- Estructura Radial.- Está constituida por cables troncales que salen en forma radiante de la S.E. fuente y con cables transversales que ligan a las troncales. La sección de cable que se utiliza debe de ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y pa-

ra los ramales. Este tipo de estructuras es recomendable en zonas extendidas, con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/km²) y fuertes tendencias de crecimiento.

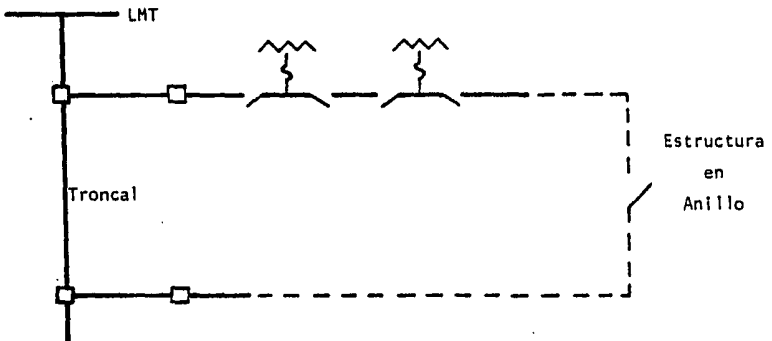


2.- Estructura en Mallas.- En esta estructura las subestaciones de distribución están repartidas en seccionamiento constituyendo junto con el cable, anillos de igual sección. Estos anillos operan en forma radial, para lo cual se opera normalmente abierto uno de los medios de seccionamiento, interruptor o cuchillas. Existen ligas entre los anillos, para asegurar una alimentación emergente.



3.- Estructura en Anillos.- Esta estructura se constituye a base de bucles de igual sección, derivados de una o varias S.E.'s de alimentación. Estas subestaciones quedan alimentadas en seccionamiento exclusivamente.

Esta estructura es recomendable en zonas con densidades de carga de 5 a 15 MVA/km², particularmente para conjuntos habitacionales y --fraccionamientos donde las tasas de crecimiento sean pequeñas. La operación debe ser en forma de anillo abierto; es decir, el circuito no debe estar cerrado en operación normal.

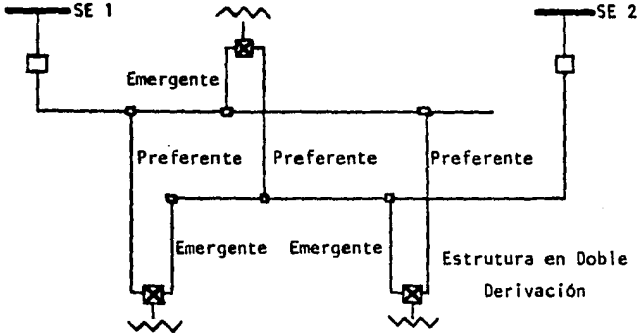


4.- Estructura en Doble Derivación.- La disposición de los cables se hace por pares siendo las secciones uniformes para los cables --trocales y menores para las derivaciones a las S.E.'s y servicios, los cuales quedan alimentados en derivación. Los límites de aplicación son amplios y van de 5 a 30 MVA/km².

La aplicación más específica puede ser en zonas industriales o --comerciales en las que se tiene la necesidad de dobles alimentaciones para asegurar una elevada continuidad y presentan características de carga y geometría bastantes concentradas.

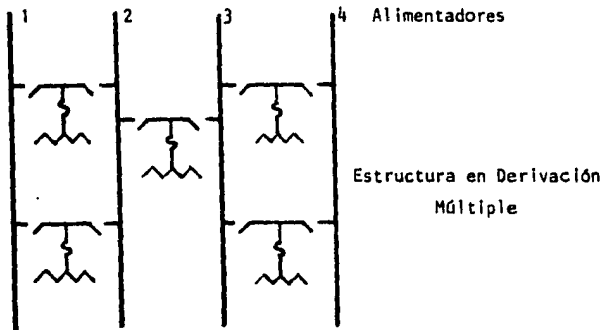
La operación se hace a base de un esquema de alimentación preferente y emergente, con transferencias manuales o automáticas, siguien

do el principio de cambio de alimentación.



5.- Estructura en Derivación Múltiple.- Los cables que la forman contribuyen simultáneamente en la alimentación de la carga. Se constituye con secciones combinadas en forma decreciente y con cables de menor calibre para las alimentaciones en las subestaciones, - las cuales están alimentadas en derivación simple, doble o múltiple.

La implantación de éste tipo de estructuras es recomendable para zonas de rápido crecimiento y densidades mayores de 30 MVA/km^2 en las que se requiere de una elevada continuidad del servicio, ya que éste tipo de red es susceptible de contar con un procedimiento de cambio de alimentación automático.



La ventaja de esta estructura es cuando al ocurrir una falla en un troncal o subtroncal, los dispositivos de seccionamiento instalados en los mismos transformadores permiten efectuar los movimientos de carga necesarios, transfiriendo los transformadores al alimentador troncal adyacente.

De acuerdo al nivel de tensión las redes también se pueden clasificar en:

- 1.- Redes Primarias
- 2.- Redes Secundarias

Redes Primarias.

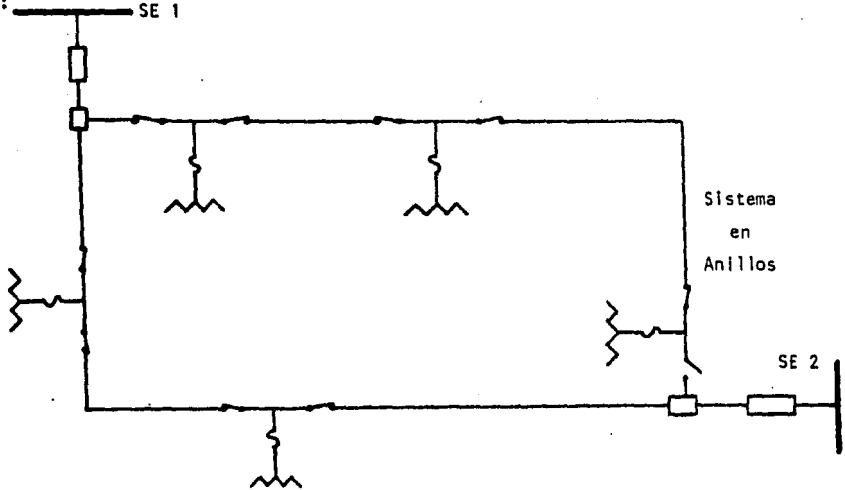
a) Sistema Primario Radial con Dispositivos Seccionadores.- Este sistema consiste en llevar un solo cable troncal hasta el área de carga donde se derivan los ramales para cada centro de carga teniendo un dispositivo seccionador de operación manual en cada ramal.

La protección de éste sistema es el interruptor localizado en la S.E. de distribución, lo que ocasiona que al ocurrir una falla sobre la troncal o en uno de los ramales se sufra una interrupción temporal mientras la falla es localizada. Una vez localizada ésta falla es seccionada y se restablece el servicio en el resto del alimentador.

Cuando la falla es en el cable troncal, los alimentadores conectados deberán soportar la carga adicional asignada debido a la falla.

Los dispositivos seccionadores son colocados sobre los troncales de los alimentadores de tal manera que se obtenga flexibilidad en las maniobras de libramiento y transferencia de carga de un alimentador a otro, ya sea por disturbio o por licencia para mantenimiento, como se

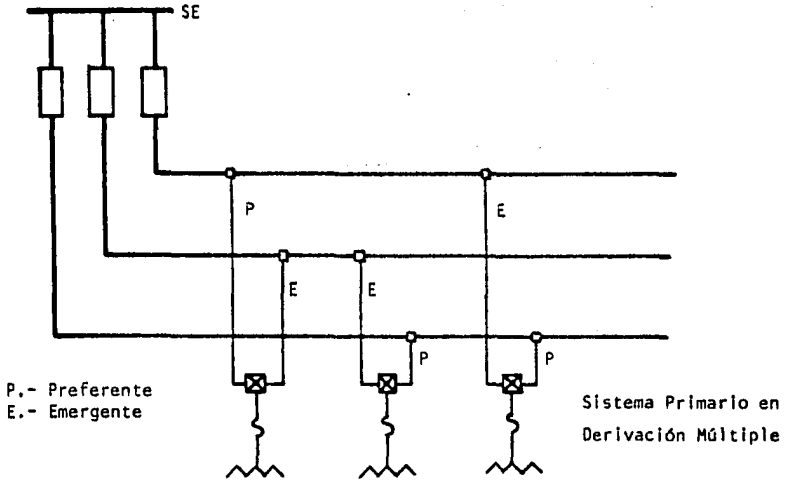
otro alimentador cerrando el anillo y abriendo el desconectador instalado al final de la troncal dañada, como se muestra en la siguiente figura:



c) Sistema Primario en Derivación Múltiple.- Este sistema consiste en llevar varios cables troncales por toda el área que va a ser alimentada, de estos troncales por medio de cajas de seccionamiento o interruptores se derivarán los ramales que alimentarán el equipo que efectuará el cambio de alimentación en forma automática.

Estos equipo serán interruptores de transferencia y de ellos se deriva la acometida al servicio o a los transformadores de distribución. Este sistema tiene la ventaja de poder proporcionar servicios en alta o baja tensión; lo cual le da flexibilidad.

Esto se puede observar en la siguiente figura:



Redes Secundarias.

Los sistemas de baja tensión también tienen diferentes tipos de arreglos en sus conexiones y en general mantienen los mismos principios de operación que las redes primarias. Tal vez la principal diferencia entre un circuito primario y uno secundario es que en los circuitos de baja tensión es posible trabajar con la línea viva teniendo las debidas precauciones, dando mayor flexibilidad al sistema.

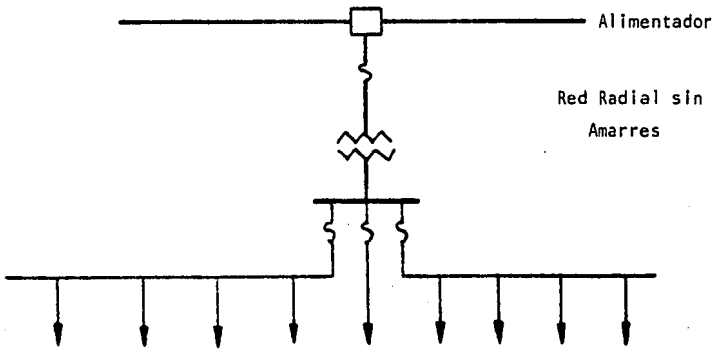
Estos sistemas de baja tensión consisten de alimentadores secundarios que tienen su origen en la B.T. de los transformadores, en cajas de distribución o en los buses de las S.E.'s secundarias y que llevan la energía hasta el lugar de consumo.

Hay tres estructuras de redes secundarias en el sistema de distribución de cables subterráneos:

- a) Red Radial sin amarres
- b) Red Radial con amarres
- c) Red Automática

a) Red Radial sin amarres.- Los cables con una sección apropiada para la carga a alimentar parten en diferentes direcciones, partiendo - desde el transformador constituyendo los alimentadores secundarios. En ésta red una falla en el transformador o en alguno de los cables dejará sin servicio a todos los consumidores alimentados por esta - alimentación.

El cable de baja tensión se protege a la salida de los transformadores por medio de fusibles y se instala directamente enterrado acome- tiendo a los servicios haciendo empalmes en "T" sobre él.



b) Red Radial con amarres.- Este tipo de red es similar al anterior - con la diferencia de que se provee a la red de baja tensión de me - dios de amarre que consisten en cajas de seccionamiento intercala - dos en los cables que van de un transformador a otro y que se insta - lan normalmente en las esquinas con el objeto de darles mayor flexi - bilidad en su conexión al poder recibir hasta cuatro cables.

Se deberá hacer un buen estudio respecto a la repartición de cargas para cada transformador, lo cual determinará la colocación de estos medios de amarre y seccionalización y permitirá una mayor libertad en la reparación de fallas en alta tensión, puesto que la carga del transformador en disturbio puede ser transferida por la baja tensión a los transformadores adyacentes.

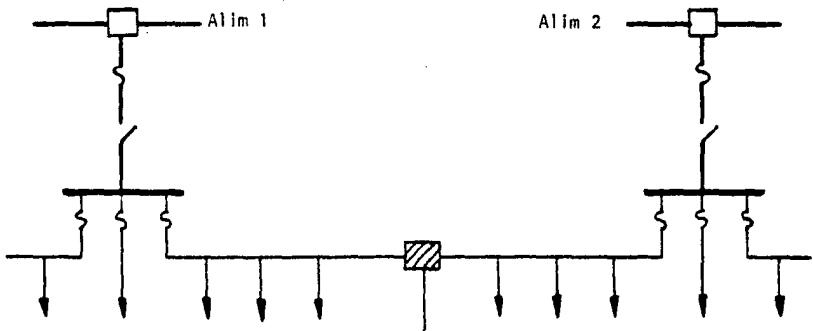


Diagrama de una Red Radial con Amarres en B.T.

c) Red Automática.- Este sistema de distribución en B.T. es la solución adoptada en muchas ciudades para resolver el problema de un buen servicio y una buena regulación de voltaje en zonas importantes de ellas y donde se tiene una gran concentración de cargas uniformemente repartidas a lo largo de las calles. Este sistema garantiza un servicio prácticamente continuo.

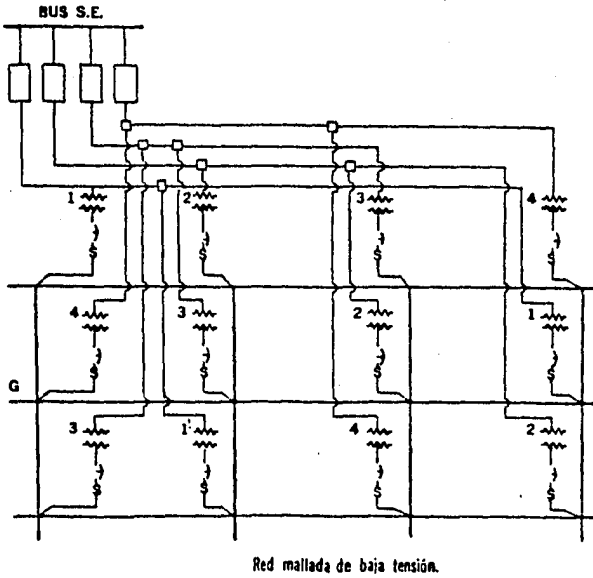
Los componentes básicos de una red automática en B.T. se indican en el diagrama de la figura. Una subestación de distribución es el punto de origen de dos o más alimentadores radiales sin enlace entre ellos. Estos alimentadores van hasta el centro de carga en el área de

la red, aquí son seccionados por medio de cajas de desconexión o interruptores para llevar los ramales que alimentarían directamente los transformadores de red. Los transformadores de red están conectados a los cables primarios de tal manera que transformadores adyacentes que den alimentados por alimentadores diferentes, a fin de que al existir un disturbio en uno de los alimentadores de alta tensión no disminuya la regulación de voltaje en la red y la carga del alimentador en disturbio sea absorbida a través de la red secundaria por los transformadores de otros alimentadores.

Un protector de red es instalado en el lado secundario de cada transformador. Este dispositivo tiene como finalidad evitar un retorno de energía de la red de baja tensión a un punto de falla en alta tensión, ya que cuando un alimentador primario falla, el protector inmediatamente desconecta el transformador de la red de baja tensión.

El lado de carga del protector de red es conectado a la red secundaria. Las cargas están conectadas a los cables secundarios que van por las calles directamente enterrados o bien a las terminales del protector o a los buses de baja tensión instalados en las bóvedas o S.E.'s de los edificios.

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



CLASIFICACION DE LAS CARGAS

Existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, - dentro de los cuales podemos anotar los siguientes:

- a) Localización Geográfica
- b) Tipo de Utilización de la Energía
- c) Confiabilidad
- d) Tarifas

a) Localización Geográfica.- Uno sistema de distribución debe suministrar energía eléctrica a zonas urbanas como a zonas periféricas de la ciudad; por lo tanto, podemos clasificar las cargas por zonas a

las que se sirve, de acuerdo con la siguiente tabla:

ZONA	MVA/km ²
URBANA CENTRAL	40-100
URBANA	5-40
SEMIURBANA	3-5
RURAL	5

b) Tipo de Utilización.- La finalidad por la cual el usuario consume - la energía eléctrica puede servir también como criterio para clasificar las cargas, de ésta manera tenemos:

- CARGAS RESIDENCIALES
- CARGAS COMERCIALES
- CARGAS INDUSTRIALES
- CARGAS MIXTAS

c) Confiabilidad o Dependencia de la Energía Eléctrica.- Tomando en cuenta los daños que pueden sufrir los usuarios por la interrupción del suministro de energía eléctrica, es posible clasificar las cargas en:

- SENSIBLES
- SEMISENSIBLES
- NORMALES

Sensibles.- Son las cargas en las que una interrupción de alimentación de energía eléctrica aunque ésta sea instantánea, causa importantes perjuicios al consumidor. (ti = 0.3 seg)

Semisensibles.- Bajo éste rubro podemos clasificar todas las cargas en

que una interrupción pequeña (no mayor de 10 min.) no causa grandes problemas al consumidor.

Normales.- En éste tipo caen el resto de consumidores que deben tener un tiempo de interrupción comprendido: $1 \leq t_i \leq 5 \text{ hr.}$

d) Tarifas.- El criterio más ampliamente usado para la clasificación de cargas es el empleado por el uso de tarifas, que varía dependiendo de la empresa suministradora de energía. Esta clasificación es la siguiente:

CLASIFICACION DE LAS CARGAS POR TARIFA

TARIFA # 1	Servicio Doméstico
TARIFA # 1-A	Servicio Doméstico con clima muy cálido
TARIFA # 2	Servicio General hasta 25 kw de demanda
TARIFA # 3	Servicio General para más de 25 kw de demanda
TARIFA # 4	Servicio para molinos de Nixtamal y Tortillerías
TARIFA # 5	Servicio de Alumbrado Público
TARIFA # 6	Servicio para bombeo de aguas potables o negras
TARIFA # 7	Servicio temporal
TARIFA # 8	Servicio General en Alta Tensión
TARIFA # 9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola
TARIFA # 10	Servicio en Alta Tensión para reventa
TARIFA # 11	Servicio en Alta Tensión para explotación y beneficio de minerales.
TARIFA # 12	Servicio General para 5000 kw o más de demanda a tensiones de 66kv o superiores.

Características de la Carga.

El ingeniero de distribución tiene cierta libertad en la selección de algunos factores que intervienen en el diseño del sistema; sin

embargo el factor más importante y sobre el que no tiene control alguno son las características de la carga atendida.

- Carga Instalada.- Es la suma de las potencias nominales de los servicios conectados en una zona determinada; se expresa generalmente en kVA, kW, MVA o MW

$$C_i = \sum kW$$

- Densidad de Carga.- Es el cociente entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto; se expresa en kVA/m², kW/m².

$$D_c = \frac{C_i}{\text{Area}}$$

- Demanda.- La demanda de una instalación o sistema es la carga tomada en un valor medio para un intervalo de tiempo determinado conocido como intervalo de demanda. Los intervalos de demanda más usuales son 15 min., 30 min. y 1 hora. La demanda se puede expresar en: kW, kVA o Amperes

$$D = \frac{D_m}{\tau}$$

- Demanda Coincidente por Servicio.- La demanda coincidente por servicio (Dcs) de un grupo de n cargas se determina en función de la demanda máxima individual (Dmi) y el Factor de coincidencia (Fc) de las n cargas.

$$D_{cs} = D_{mi} \times F_c$$

- Demanda Máxima de las Cargas.- La demanda máxima de un grupo homogéneo de cargas (Dmc) (casas habitación) se obtiene multiplicando la Demanda coincidente por servicio por el número de cargas:

$$Dmc = n \times Dcs$$

La demanda máxima por concepto de alumbrado público (Dmap) es igual al producto del número de unidades n por su potencia nominal (Pn) y por - 1,25, o sea:

$$Dmap = n \times Pn \times 1.25$$

La demanda máxima de las cargas de servicio colectivo (Dmsc) se - obtiene multiplicando la capacidad de la carga conectada (Cc) por su - respectivo factor de demanda (Fd).

$$Dmsc = Cc \times Fd$$

El valor de la demanda máxima total (Dmt) de un grupo de cargas, se determina en función de la suma de las demandas máximas de las cargas constitutivas.

$$Dmt = Dmc + Dmap + Dmsc$$

- Demanda Diversificada.- Es la demanda asociada a un grupo de cargas en un intervalo de tiempo especificado.

$$D_{Div} = \frac{\sum Di}{n}$$

donde:

Di = Demandas individuales en un intervalo de tiempo

n = Número de consumidores

- Demanda Máxima Diversificada.- Es la demanda máxima asociada a un -

grupo de cargas en un intervalo de tiempo.

$$D_{MDiv} = \frac{D_{M \text{ conj}}}{n}$$

donde:

$D_{M \text{ conj}}$ = Es la demanda máxima del conjunto.

n = Número de consumidores.

-Demanda Máxima No Coincidente.- Es la suma de demandas máxima de un grupo de cargas sin restricciones en un intervalo de tiempo.

$$D_{MNC} = \frac{\sum D_{M_i}}{n}$$

donde:

D_{M_i} - Son las demandas máximas individuales.

n = Número de consumidores.

- Factor de Demanda.- Es la relación de la demanda máxima en un intervalo de tiempo (t), de un sistema a la carga total conectada del sistema. Representa el por ciento de carga que está siendo utilizada; - éste factor se aplica a los usuarios.

$$FD = \frac{D_M}{\text{Carga}}$$

- Factor de Utilización.- Es la relación de la demanda máxima de un sistema a la capacidad instalada del mismo en un intervalo de tiempo (t). Representa el por ciento de la capacidad que se está utilizando; éste factor se aplica al sistema.

$$FU = \frac{D_M}{\text{Capacidad}}$$

- Factor de Carga.- Es la relación de la carga promedio durante un intervalo de tiempo (t) a la carga máxima que ocurre en ese mismo intervalo de tiempo.

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

- Factor de Diversidad.- Es la relación de la suma de demandas máximas de un grupo de cargas a la demanda máxima del conjunto.

$$FDiv = \frac{\sum D_{Mi}}{D_{Mconj}}$$

- Factor de Coincidencia o Simultaneidad.- Es la relación existente de la demanda máxima de un sistema a la suma de las demandas máximas de los componentes del sistema.

$$Fc = \frac{D_{Ms}}{\sum_{i=1}^n D_{Mi}} - 1$$

donde:

F_c = Factor de coincidencia

D_{Ms} = Demanda máxima del sistema compuesto de n cargas.

D_{Mi} = Demanda máxima de una carga individual.

En la tabla siguiente se muestran distintos valores del Factor de Coincidencia en función del número de consumidores por casa-habitación en fraccionamientos.

No. de consumidores	Fc
1 a 4	1.00
5 a 9	0.78
10 a 14	0.63
15 a 19	0.53
20 a 24	0.49
25 a 29	0.46
30 a 34	0.44
35 a 39	0.42
40 a 49	0.41
50	0.40

- Diversidad de la carga.- Es la diferencia entre la suma de las cargas individuales y la carga máxima del conjunto.

$$DC = \sum D_{Mi} - D_M \text{ conj} = (F_{Div} - 1) D_M \text{ conj}$$

- Factor de Pérdidas.- Es la relación de pérdidas promedio a las pérdidas máximas durante un intervalo de tiempo.

$$FP = \frac{P_m}{P_M}$$

En muchas ocasiones se torna difícil calcular el valor del Factor de Pérdidas, por lo cual se han desarrollado relaciones empíricas entre este factor y el Factor de Carga. Las relaciones más comunmente empleadas en el cálculo del Factor de Pérdidas son las siguientes:

$$FP = 0.3 FC + 0.7 FC^2 \quad (\text{Ex. de Buller})$$

$$FP = 0.4 FC + 0.6 FC^2 \quad (\text{Estados Unidos})$$

$$FP = 0.5 FC + 0.6 FC^2 \quad (\text{Francia})$$

Capitulo 2

DISEÑO DEL SISTEMA

Un sistema de distribución puede ser diseñado y construido de -
dos formas principales

1. Aereo
2. Subterráneo

Por lo que al diseñar un sistema de distribución es necesario ha
cer un análisis, de tipo técnico y económico para que de acuerdo con
el tamaño del mismo y la importancia de la carga que se alimentará, -
decidir el modo de instalación que deberá adoptarse.

Los factores determinantes de análisis para la selección del sig
tema de distribución ya sea aéreo, subterráneo o mixto son:

- I) La densidad de carga
- II) La confiabilidad
- III) El costo de la obra
- IV) Los costos de operación y mantenimiento
- V) La estética (principalmente en zonas residenciales)

- 5.- Carga de alumbrado público
- 6.- Carga por instalación de quemadores de basura
- 7.- Otras cargas.

Magnitud de la carga.

Se estima que la carga por lote o casa, varia de 0.5 a 1.5 kW de pendiendo de la zona en donde se localice el fraccionamiento y de las dimensiones de los lotes. La carga que presentan los servicios colectivos, comerciales, escolares, culturales, etc., se toman de acuerdo con la tabla

FACTORES DE DEMANDA TIPICOS

TIPOS DE CARGA	FACTORES DE DEMANDA
Tiendas de autoservicio	0.37-0.47
Centros sociales y deportivos	0.38-0.48
Restaurantes	0.52-0.62
Sistemas de bombeo	0.67-0.77
Escuelas	0.31-0.41
Gasolinerías	0.46-0.56
Cines	0.40-0.50
Talleres pequeños	0.42-0.52
Bancos	0.40-0.50
Centros de TELMEX	0.61-0.71
Iglesias	0.20-0.30

y coincidentes en el tiempo con la carga de los lotes.

En el caso de instalaciones de fuerza con motores muy grandes, - la carga se determina sumando el 100% de la capacidad nominal del mayor y el 60% de capacidad de los restantes.

Para determinar la demanda total simultánea, que servirá de base para el cálculo y diseño de la red, basta con sumar directamente las demandas máximas individuales.

Clasificación de las cargas.

Como se mencionó en el capítulo anterior, existen diversas formas de clasificarlas, las cuales son las siguientes:

1. Por su localización
 - a) Urbana
 - b) Suburbana
 - c) Rural
2. Por el tipo de utilización de la energía
 - a) Residencial
 - b) Comercial
 - c) Industrial
 - d) Hospitalarias
 - e) Gubernamentales
3. Por su dependencia de la energía eléctrica ó confiabilidad.
 - a) Sensibles
 - b) Semisensibles
 - c) Normales
4. Por tarifas.

Tipos de cargas.

Las cargas pueden ser de diferentes tipos, las cuales se mencionan a continuación.

Para los tipos de fraccionamientos, la carga total puede estar constituida por las siguientes:

- 1.- Carga de los lotes
- 2.- Carga de los centros comerciales
- 3.- Carga de los centros educativos, culturales, sociales, deportivos y religiosos.
- 4.- Carga por bombeo de agua potable y aguas negras, así como de

instalaciones de tratamiento de agua.

Tensión de alimentación.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A., tiene normalizadas las siguientes tensiones de distribución: 23 y 5 kV (por desaparecer) para mediana tensión y 220/127 volts en baja tensión. La energía proviene de los anillos de 85 y 230 kV que rodean el área metropolitana y las subestaciones conectadas directamente a dichos anillos.(fig.2.1)

La tensión de alimentación en la Comisión Federal de Electricidad se selecciona con base en las normas de C.F.E. sobre "Tensiones de Sistemas de Distribución, Subtransmisión y Transmisión" las cuales se anexan en el apéndice.

Análisis de Confiabilidad.

Al diseñar un sistema eléctrico de distribución subterránea, se pretende proporcionar al consumidor un suministro de energía eléctrica tan libre como sea posible de interrupciones. El índice de continuidad que se trata de obtener, se basa frecuentemente en la experiencia y en razones subjetivas. Cada medida adoptada para aumentar la confiabilidad del sistema origina mayores costos, por lo que es importante determinar, que tanto se está dispuesto a invertir para obtener un índice de confiabilidad determinado.

La confiabilidad es uno de los problemas fundamentales en la Ingeniería de Distribución, los conceptos de confiabilidad se han usado siempre aunque de manera implícita y vinculados con la redundancia de instalaciones y por ende el exceso de las inversiones. Debido a esto, en los cálculos de ingeniería se utilizan los coeficientes de seguridad necesarios.

El problema de garantizar la confiabilidad está íntimamente aso-

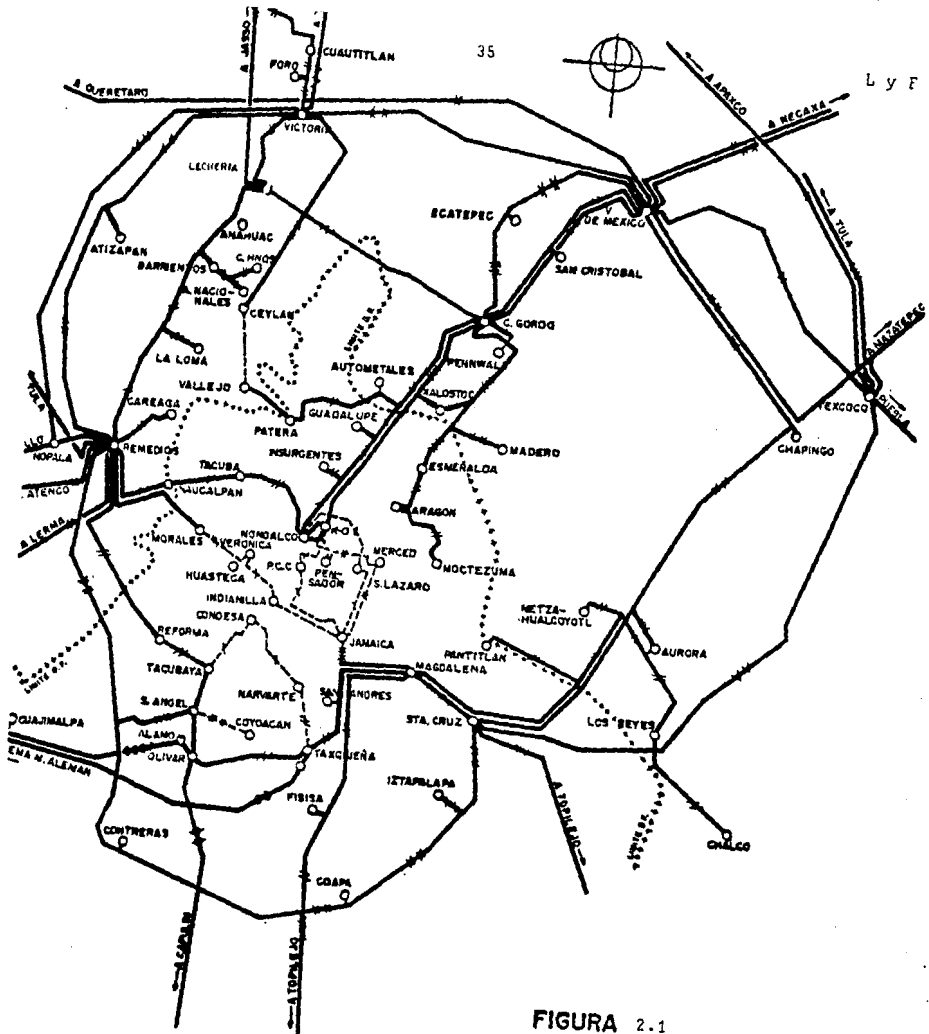


FIGURA 2.1
SISTEMA CENTRAL

ciado con todas las etapas de fabricación del artículo y todo el periodo de su empleo. La confiabilidad de un equipo debe preverse durante su diseño y cálculo y debe asegurarse en su producción mediante la elección correcta de la tecnología de elaboración, el control de calidad de los materiales empleados y producto terminado. Asimismo, la confiabilidad se conserva utilizando los métodos correctos de almacenamiento, aplicación y mantenimiento.

Por lo tanto, la confiabilidad puede evaluarse a nivel de pieza, ensamble, equipo, elemento, subsistema, sistema, etc.

La confiabilidad está íntimamente ligada con la calidad del servicio en términos de la presencia o ausencia de energía en la acometida del usuario, luego entonces, la confiabilidad se puede expresar de varias formas y desde diferentes puntos de vista. Desde el punto de vista del usuario, el índice de duración \bar{d} , y el índice de frecuencia de interrupciones \bar{f} son de gran importancia y se definen como:

Índice de duración de interrupciones \bar{d}

$$\bar{d} = \frac{\text{Suma de duración de interrupciones a todos los usuarios en un año.}}{\text{número de usuarios atendidos}}$$

= tiempo de interrupciones por usuario por un año

Índice de frecuencia de interrupciones \bar{f}

$$\bar{f} = \frac{\text{suma de interrupciones a todos los usuarios por año}}{\text{número de usuarios atendidos}}$$

Estos índices pueden ser obtenidos en valores promedio a partir de las tasas de falla de los componentes y de los tiempos de restablecimiento del servicio (tiempos de operación), en cuyo caso las expresiones de éstos índices son las siguientes:

$$\bar{d} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n C_i t_i = \sum_{i=1}^n X_i X_i \left(\sum_{j=1} C_{ij} t_{ij} \right)$$

$$\bar{f} = \sum_{i=1}^n C_i X_i X_i$$

donde: n = número de interrupciones en el año

t_i = duración de cada interrupción

C_i = número de interrupciones por usuario

N = número de consumidores atendidos

X_i = tasa de falla de la componente

X_i = km del alimentador o número de componentes

C_{ij} = consumidores en p.u. afectados durante la operación paso por paso de los trabajos de restablecimiento o seccionamiento de la falla.

j = índice de las funciones de restablecimiento o seccionamiento de la falla.

t_{ij} = tiempo requerido durante la operación paso por paso de los trabajos de restablecimiento o seccionamiento de la falla.

Índice costo-confiabilidad

Un criterio basado en la confiabilidad esperada del servicio y el costo de la instalación permite evaluar las diferentes estructuras de alimentación en distribución subterránea, con este propósito se define el empleo de un factor de conveniencia (Fcon), con el cual es posible establecer la comparación entre diferentes alternativas posibles de emplear para la alimentación de cargas importantes. Este índice se define como el inverso del producto del costo de la estructura por consumidor C, y del índice de duración promedio de interrupciones \bar{d} , la expresión matemática es:

$$Fcon = \frac{1}{C \cdot \bar{d}}$$

Este índice es una medida de mérito del diseño de la estructura en términos de costo y confiabilidad, de tal manera que mientras mayor sea este número, más conveniente resultará la estructura de diseño.

Las interrupciones de servicio en los sistemas de distribución subterráneos resultan de la salida de operación de algún alimentador o componente del sistema. Estas interrupciones pueden ser, no planeadas (Forzadas) debido a fallas en el suministro y/o fallas de equipo, o bien planeadas con el propósito de dar mantenimiento a la red.

Las salidas de alimentadores primarios son la principal causa de las interrupciones de servicio; fallas en los equipos y salidas en los buses secundarios son también importantes pero no tan significativas ya que en general son menos los usuarios afectados.

Por lo anterior, se puede concluir que la confiabilidad está profundamente relacionada con el diseño, construcción y operación de las estructuras de distribución subterránea.

Salidas de alimentadores.

Estas son función de la tasa de falla (fallas por unidad de longitud por año) y de la longitud de los alimentadores. El tipo y calidad de la construcción influyen notablemente en la tasa de fallas.

Duración de las interrupciones.

La duración de las interrupciones puede ser controlada mediante ciertas técnicas de diseño y operación. Desde el punto de vista de diseño, el objetivo es suministrar alimentadores primarios alternos, de manera que el servicio se restablezca mediante maniobras de desconexión en un tiempo menor al que tomaría reparar la falla.

Desde el punto de vista de operación, el objetivo está orientado hacia la preparación de personal capacitado que puede atender rápidamente los reportes de interrupciones de servicio.

Localización de las subestaciones.

Las subestaciones se deben instalar lo más cercano al centro de carga de sus zonas de influencia. Estos lugares son convenidos con los responsables de la obra general del conjunto, pudiendo ser zonas verdes, camellones, andadores, lotes, etc., procurando que estos lugares sean de fácil acceso y la instalación de las subestaciones no afecte la estética del conjunto, ni obstaculice la vialidad.

Capacidad y número de subestaciones.

La capacidad y número de subestaciones de distribución es función del valor de la demanda, de las capacidades de los transformadores, la topografía, la geometría de la carga y de la capacidad que puede proporcionar la compañía suministradora.

$$\text{No de subestaciones} = \frac{\text{Demanda total (kVA)}}{\text{Capacidad por S.E.}}$$

Capacidad para fraccionamientos.

Para las subestaciones en fraccionamientos se dispone de transformadores de las siguientes capacidades

kVA	Relación	Corriente Primario	Nominal en Amps. Secundario
45	23000/220-127	1.1	119
75	"	1.9	197
112.5	"	2.8	297
150	"	3.8	395

En los fraccionamientos la densidad de carga es del orden de 5 MVA por km² y de la capacidad de las subestaciones se selecciona con-

siderando las prácticas siguientes:

1. Empleo de transformadores de pequeña capacidad, espaciados a intervalos estrechos y calibres de conductores en baja tensión de tamaño moderado.
2. Empleo de transformadores de mayor capacidad, más espaciados, y calibres de conductores en baja tensión de mayor tamaño.

Regimen de carga inicial.

En función de la tasa de crecimiento (menor al 5% anual), de la capacidad de sobrecarga y de la política de reemplazo de transformadores el régimen inicial de carga será del 80 al 90%.

Tipo de subestaciones.

Una vez determinado el número de subestaciones y antes de diseñar la red de distribución, se recurre a las normas y se decide el tipo de subestación para el fraccionamiento.

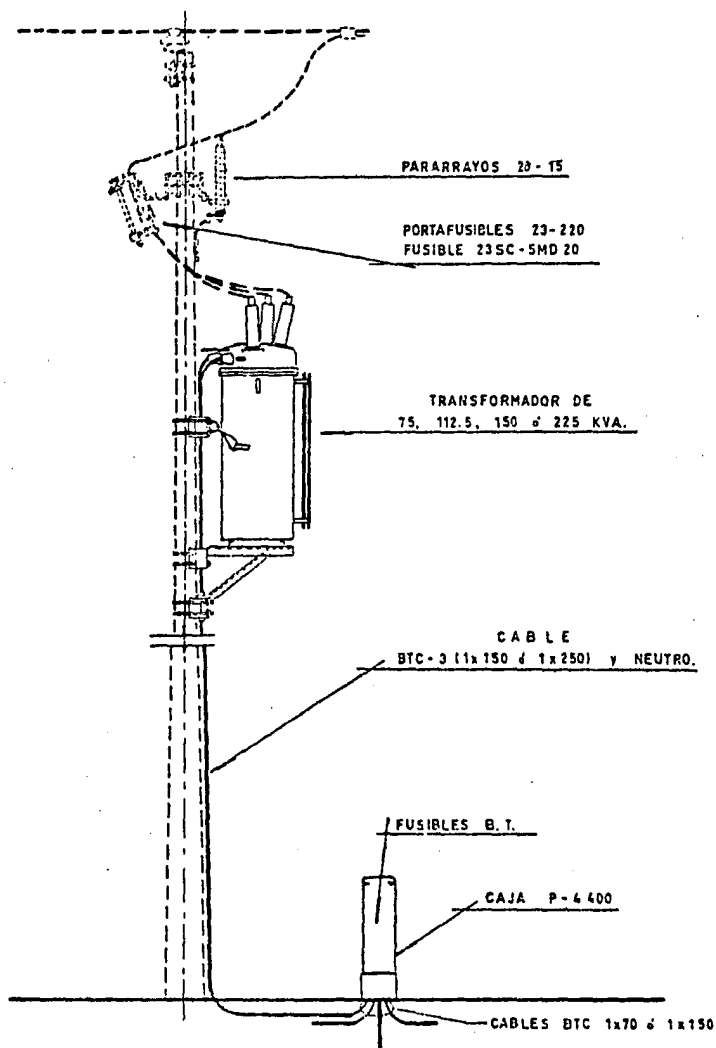
Montajes.

Los montajes adoptados son:

- a) Tipo poste
- b) Tipo gabinete
- c) Tipo pedestal
- d) Tipo caseta
- e) Tipo pozo

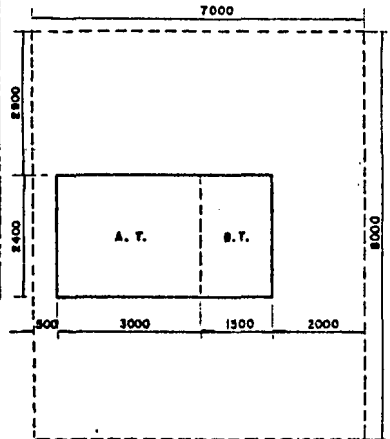
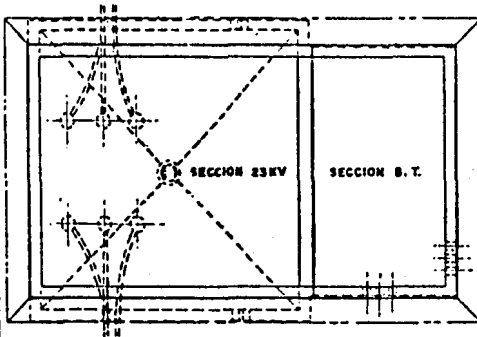
Las subestaciones tipo poste se emplean en redes mixtas, es decir, la red de mediana tensión en construcción aérea y la red de baja tensión en construcción subterránea. Los demás montajes se emplean en redes totalmente subterráneas. (figura 2.2)

Para subestaciones tipo gabinete se dispone de cinco arreglos, y se muestran en las figuras. (2.3 y 2.4)

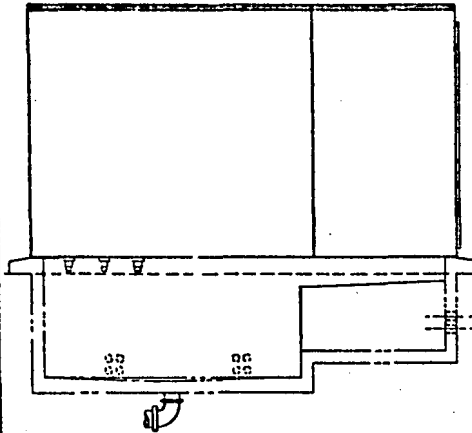


SUBESTACION TIPO POSTE

FIGURA N° 2.2.



ESPACIO NECESARIO PARA MONTAJE



NIVEL DE PISO TERMINADO

LISTA DE MATERIAL

- 1.- TERMINAL 23IPC 1x50-70E
- 2.- CUCHILLAS 23401 O INTERRUPTOR EN AIRE 23401
- 3.- PORTAFUSIBLES 23-2151 y 23-220
- 4.- BARRAS DE 23 KV
- 5.- TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION 23000/220-127 VOLTS
- 6.- CUCHILLAS DEL BUS I.E. 87
- 7.- SALIDA DE CIRCUITOS DERIVADOS

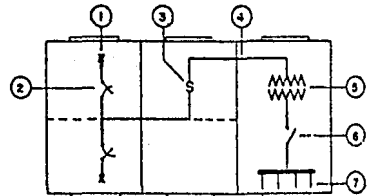
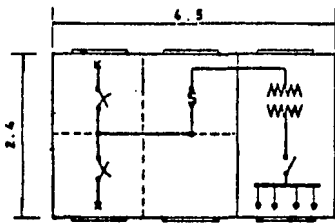


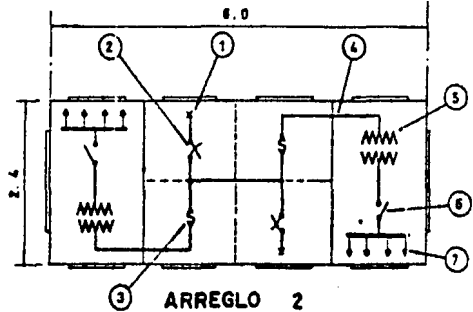
DIAGRAMA UNIFILAR

MONTAJE DE SUBSTACION
TIPO GABINETE

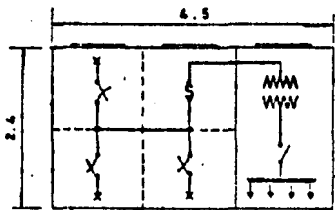
FIGURA No. 2.3



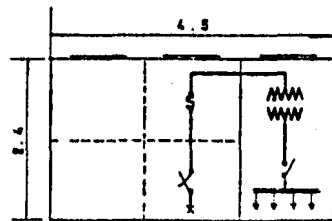
ARREGLO 1



ARREGLO 2

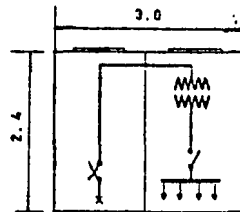


ARREGLO 3



ARREGLO 4

- 1 Terminal 23 IPC 1x50-70E.
- 2 Cuchillas 23401 o interruptor en aire 23401.
- 3 Portafusibles: 23-215 I - 23-220.
- 4 Barras de 23 KV.
- 5 Transformador de distribución 23000/220-127 volts.
- 6 Cuchillas del bus de B.T.
- 7 Salida de circuitos derivados.



ARREGLO 5

ARREGLOS DE SUBSTACIONES
TIPO GABINETE

Para las subestaciones tipo pedestal se dispone de un arreglo - que se muestra en la figura 2.5.

Para las subestaciones tipo caseta se dispone de tres arreglos - los que se muestran en la figura 2.6 (Este tipo de subestación ha caído en desuso debido principalmente a sus grandes dimensiones y sólo se emplea cuando el cliente lo solicita.

Las subestaciones tipo pozo se emplean en zonas donde se desea que toda la red sea oculta (figura 2.7).

Componentes de las subestaciones.

Elementos principales de la subestación tipo poste:

Portafusibles

Pararrayos

Transformador de distribución

Elementos principales de la subestación tipo gabinete:

Terminales

Portafusibles

Interruptores de aire

Cuchillas

Barras

Transformador de distribución

Bus de baja tensión

Elementos principales de la subestación tipo pedestal:

Terminal tipo codo

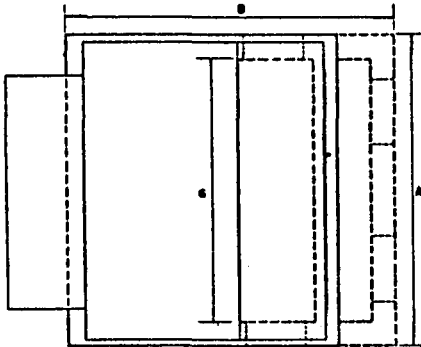
Interruptor

Fusible para sobrecarga

Fusible limitador de corriente

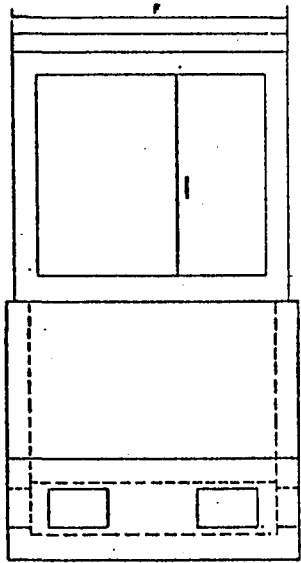
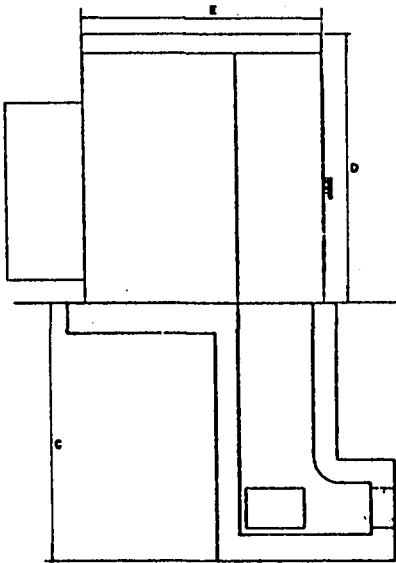
Transformador de distribución

Bus de baja tensión



MEDIDAS MAXIMAS

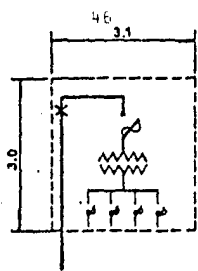
KVA	75	112.5	150	225	300
A	141	141	141	155	155
B	171	171	171	171	171
C	128	128	128	128	128
D	131	131	131	133	133
E	121	121	121	127	127
F	129	129	129	140	146
G	117	117	117	131	131



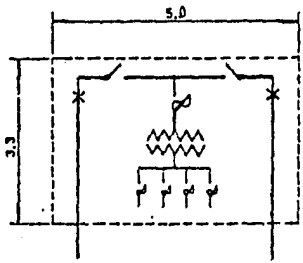
**SUBESTACION
TIPO PEDESTAL**

SEGUN PLANO DIST-X-

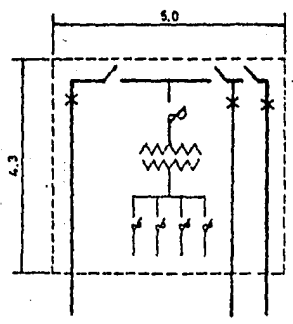
FIGURA Nº 2.5



ARREGLO 1
SEGUN PLANO
DIST-X-1035



ARREGLO 2
SEGUN PLANO
DIST-X-952

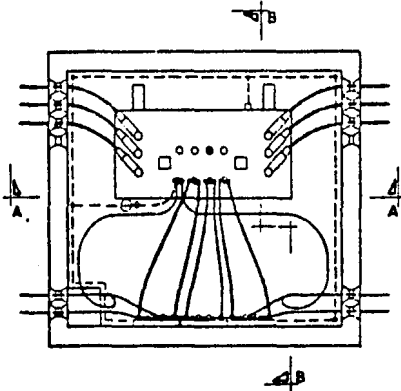
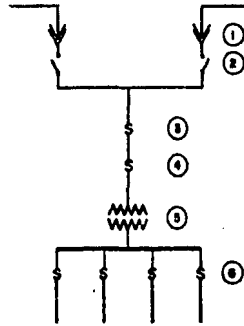
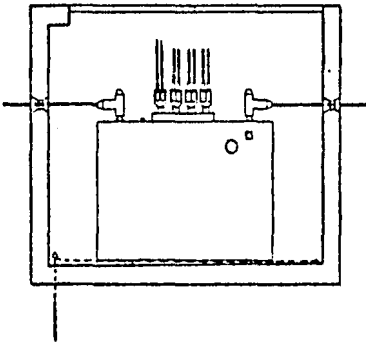
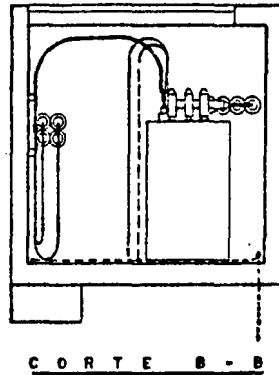


ARREGLO 3
SEGUN PLANO
DIST-X-992

ARREGLO DE SUBESTACIONES
TIPO CASETA

FIGURA No. 2.6

ACOT. EN M.

PLANTADIAGRAMA UNIFILARCORTE A - ACORTE B - BLISTA DE MATERIAL

- 1.- TERMINAL TIPO CGDO 23TC 200 1x50-70
- 2.- INTERRUPTOR 3 ϕ , 200 AMP, 23 KV
- 3.- FUSIBLE PARA SOBRECARGA (RTE)
- 4.- FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE (CLT)
- 5.- TRANSFORMADOR 75, 112.5, 150, 225 Y 300 KVA
- 6.- FUSIBLES DE BT CR-200

MONTAJE DE SUBESTACION
TIPO POZO

FIGURA No. 2.7

Elementos principales de la subestación tipo caseta:

Terminales

Portafusibles

Cuchillas ó interruptores

Barras

Transformador de distribución

Bus de baja tensión

Elementos principales de la subestación tipo pozo:

Interruptor de operación trifásica

Fusibles para sobrecarga

Fusibles limitadores

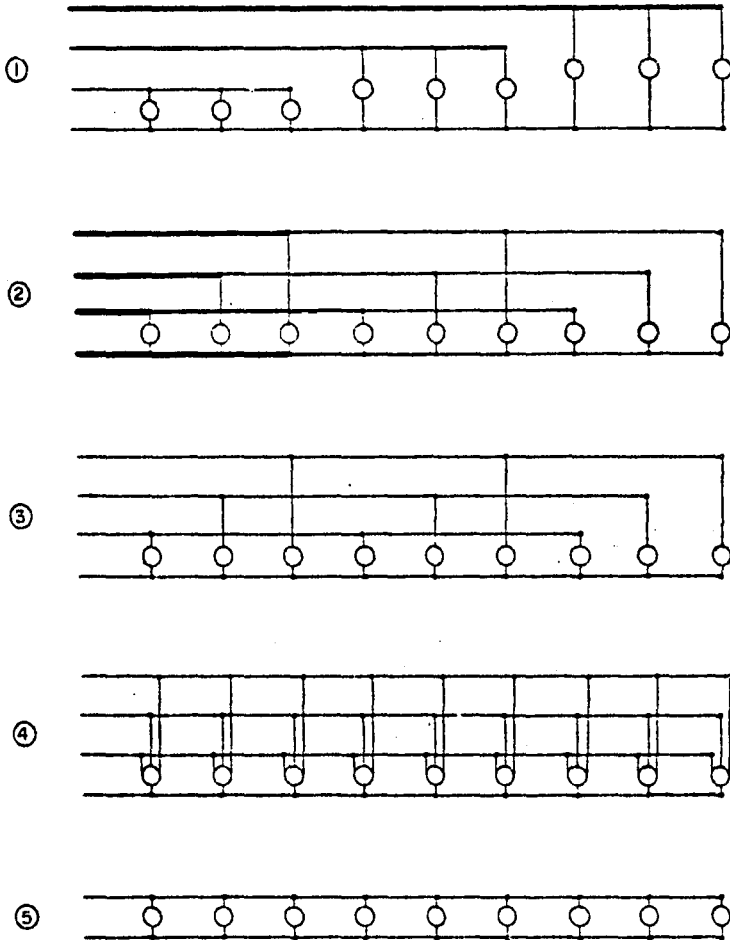
Transformador de distribución

Diseño de la red de B.T.

Para el diseño de las redes es necesario proyectar los circuitos trifásicos de baja tensión siguiendo la geometría de la carga, teniendo en cuenta que la máxima caída de tensión permisible para los alimentadores es de aproximadamente 3.5%.

Existen diversos criterios para diseñar los circuitos de distribución de baja tensión en este tipo de redes de distribución (figura 2.8).

De los circuitos que alimentan carga de fuerza nunca se derivan acometidas a clientes domésticos. En el caso que se quiera alimentar un circuito de alumbrado público, se puede energizar directamente del circuito con carga doméstica. Cuando las unidades de alumbrado no son controladas en grupo sino que cada una tiene su unidad de control independientemente de las demás, las derivaciones para las acometidas se efectúan con una o dos fases según sea la tensión de operación de la unidad de control.



ARREGLOS DE ALIMENTADORES
DE BAJA TENSION

FIGURA No. 2.8

Es necesario tener en cuenta la importancia que tiene asegurar la continuidad del hilo neutro, por lo cual es necesario instalar varillas para aterrizarlo (figura 2.9).

Elementos constitutivos.

Aquí se ha adoptado el empleo de cables monofásicos de aislamiento seco, conductor de cobre, que se instalan directamente enterrados (figura 2.10).

Las uniones empleadas para efectuar las derivaciones para acometidas y cambio de calibre son del tipo conector.

La sección del calibre del cable neutro es por norma de aproximadamente la mitad de la sección del cable de fase.

Diseño de la red de M.T.

Este tipo de red es del tipo anillo abierto con alimentación en dos o más puntos dependiendo de la carga y la facilidad de efectuar las alimentaciones con línea aérea (figura 2.11).

Elementos constitutivos.

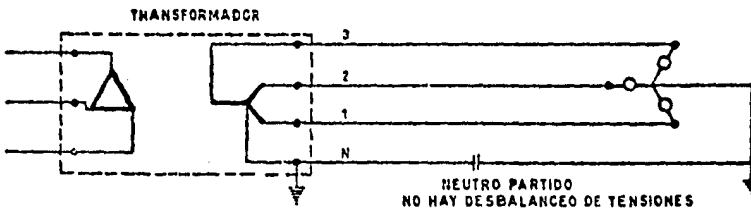
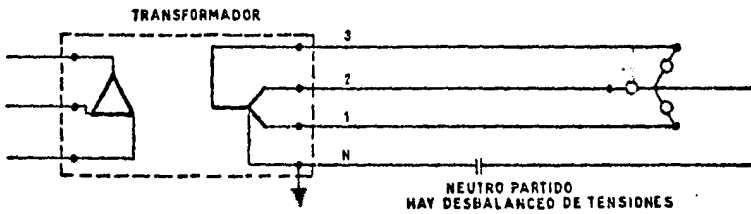
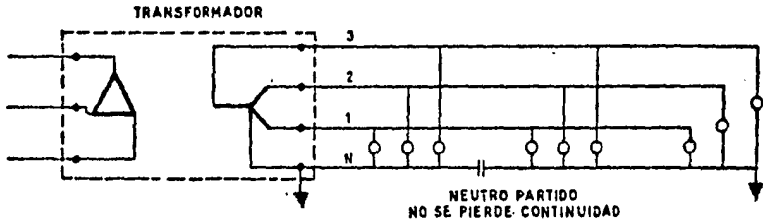
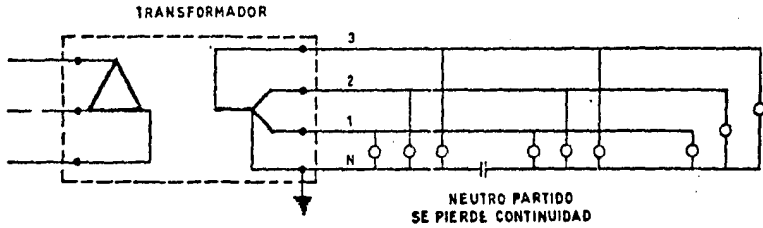
En la red primaria, se emplea cable monofásico de aislamiento seco, conductor de cobre. De las terminales y uniones se discutirá más adelante.

Recomendaciones para la instalación.

El cable se instala directamente enterrado.

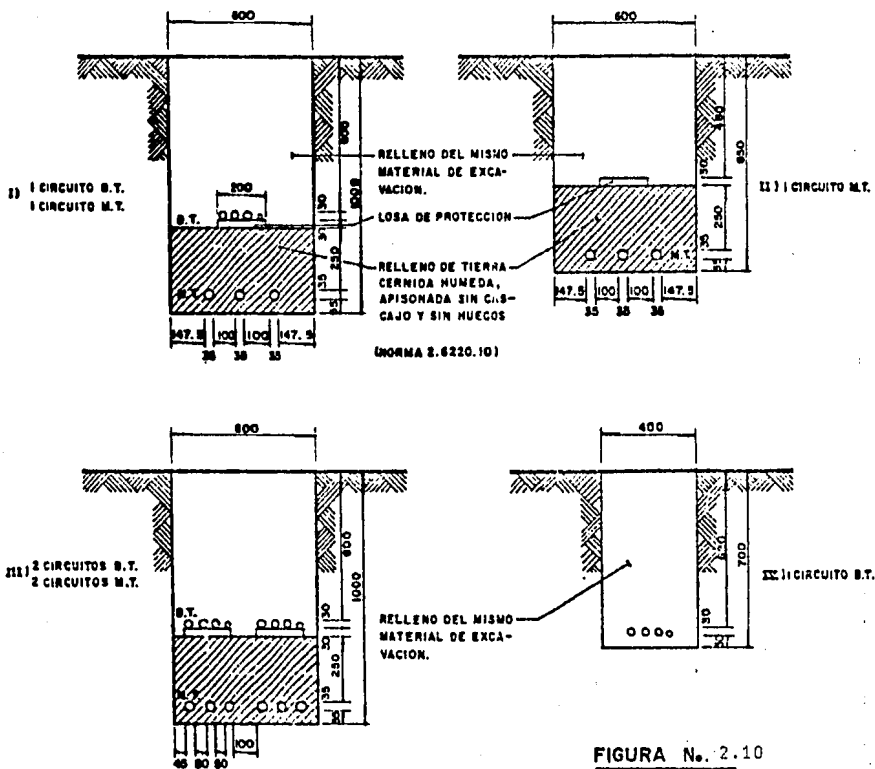
El arreglo para acometer de la línea aérea al anillo subterráneo se muestra en la figura 2.12.

En los casos en que el anillo sea derivado de una tróncal subterránea, se emplea interruptor, el cual se instala en un pozo de acuerdo con la figura 2.13.



CONEXION A TIERRA DEL
NEUTRO EN ALIMENTADORES
DE BAJA TENSION.

FIGURA Nº 2.9

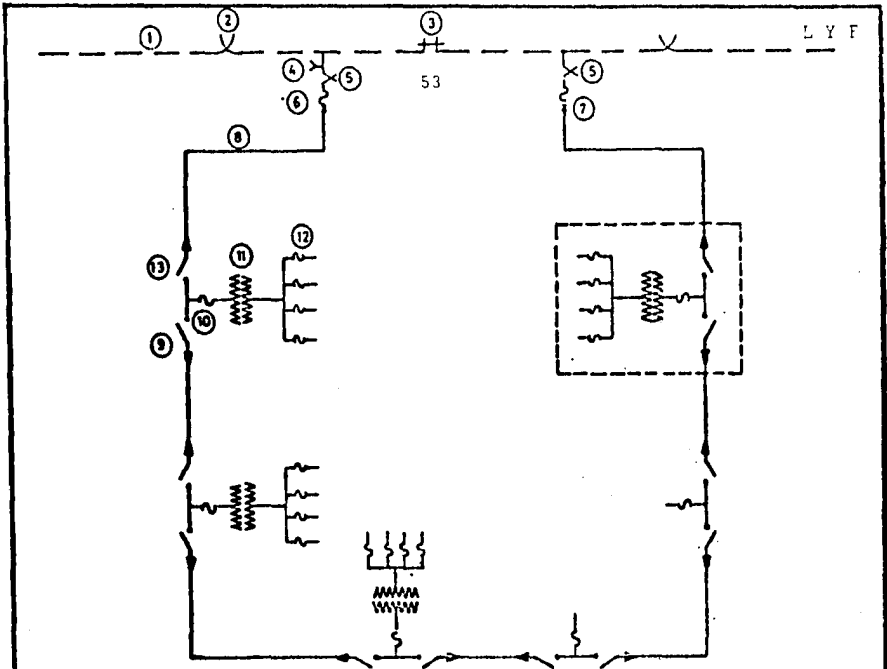


Escala 1:20

Anotaciones en mm.

APLICACION: Redes Subterráneas de Mediana Tensión con circuitos trifásicos de 3 cables 23TC. y Baja Tensión con circuitos trifásicos de 4 cables BTC, directamente enterrados y en disposición horizontal.

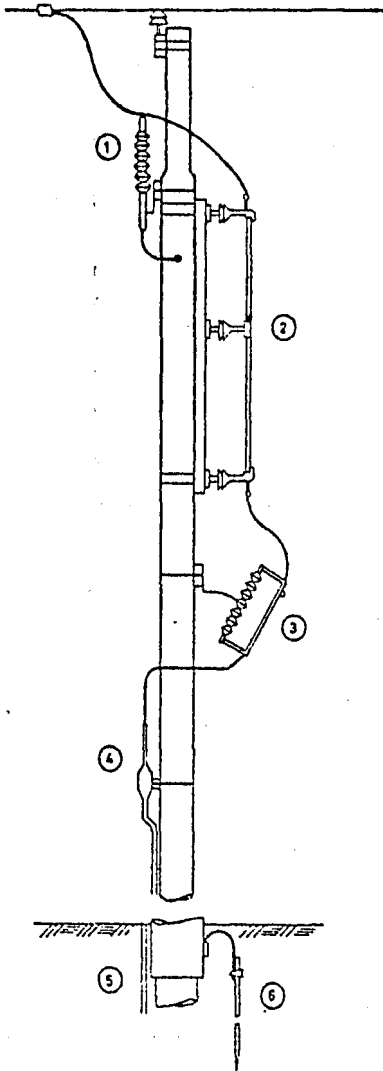
REFERENCIAS: Norma 2.6220.10 losas de protección CS.
Norma montaje 4.0129 Cable 23TC50
Norma montaje 4.0139 Cable BTC 70.



- ① LINEA AEREA DE 23 KV.
- ② INTERRUPTOR EN AIRE 23601
- ③ CUCHILLAS DE NAVAJAS 23601
- ④ PARARRAYOS 20 - 15
- ⑤ INTERRUPTOR EN AIRE 23401
- ⑥ PORTAFUSIBLES 23 - 220
- ⑦ TERMINAL 23 EPC 1x50-70E
- ⑧ CABLE 23 TC 1x50
- ⑨ TERMINAL 23 IPC 1x50 - 70E
- ⑩ PORTAFUSIBLES: 23-220 y 23-215 I
- ⑪ TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
- ⑫ BUS 1003 Y CIRCUITOS DERIVADOS
- ⑬ CUCHILLAS DE NAVAJA 23401

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA
RED DE DISTRIBUCION
PRIMARIA

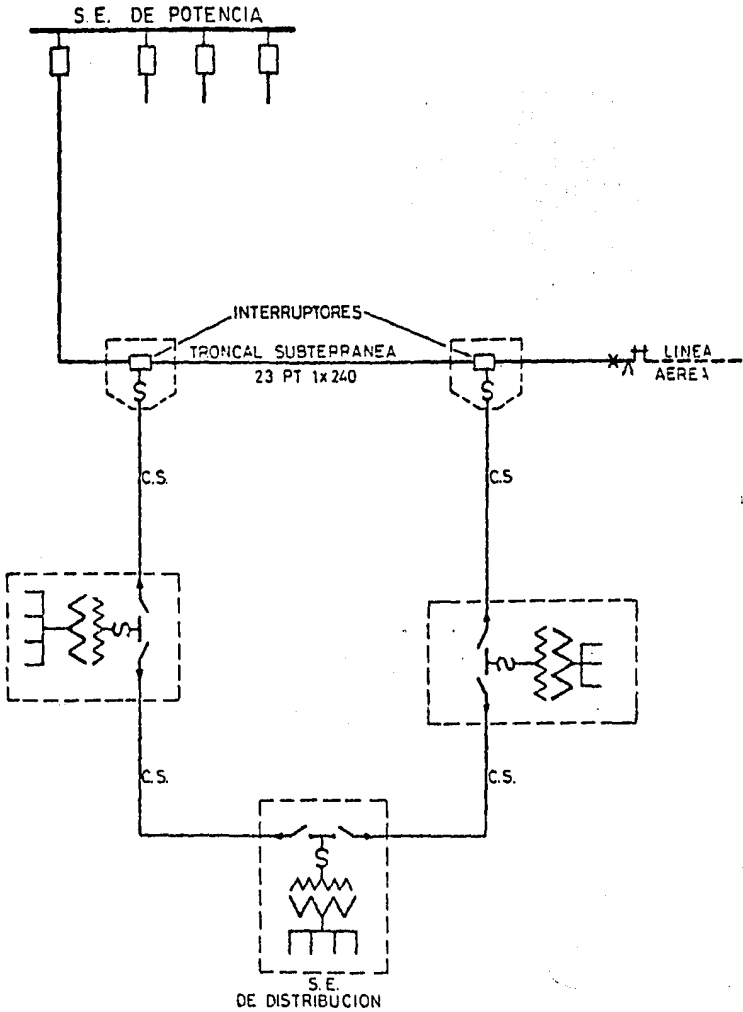
FIGURA N° 2.11



- ① PARARRAYOS. 20-15
- ② INTERRUPTOR EN AIRE 23-401
- ③ PORTAFUSIBLES 23-220
- ④ TERMINAL 23EPC 1x50
- ⑤ CABLE 23TC-1x50.
- ⑥ TIERRA 1

DETALLE DE LA ALIMENTACION
AEREA A LA RED SUBTERRANEA

FIGURA Nº 2.12



APLICACION DE INTERRUPTOR
CSF 23-600/200

FIGURA Nº 2.13

Capacidad de los anillos.

Se recomienda que un anillo no exceda de una capacidad de 3000 - kVA. Esto es tomando en cuenta el régimen de operación normal y de - emergencia que se sigue en las redes radiales del tipo anillo abier - to.

Modificaciones de la red de distribución.

El diseño de una red de distribución como la que se ha tratado, requiere de modificaciones a las instalaciones aéreas cercanas a la - zona donde se ubique la nueva carga. Para proponer las modificaciones convenientes se tienen que tomar en cuenta los siguientes puntos:

1. El anillo subterráneo debe ser alimentado desde dos puntos di - ferentes; según la magnitud e importancia de la carga, y pue - den ser: dos subestaciones, dos alimentadores, dos ramales de un mismo alimentador.
2. La instalación de cuchillas e interruptores debe ser de acuer - do a lo mostrado en la figura 2.12.
3. Los cambios en la estructura aérea, se proyectan en base a la configuración de la estructura normalizada en redes aéreas de 23 kV.
4. En el caso de fraccionamientos muy grandes, que representen - cargas de gran magnitud, debe preverse el servicio de nuevos alimentadores que permitan proporcionar la alimentación en - forma satisfactoria.

Obras civiles.

Las obras civiles que se realizan en los fraccionamientos son para:

1. Subestaciones

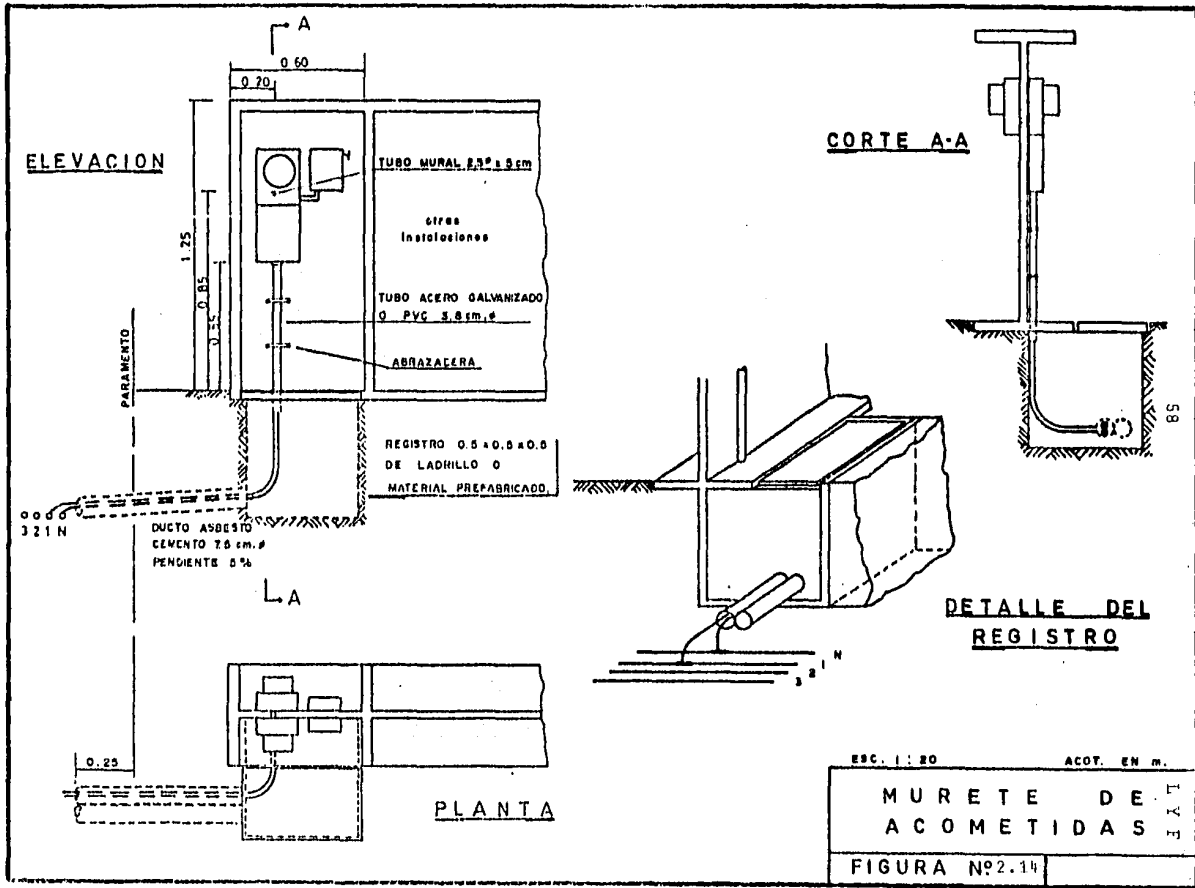
2. Interruptores y dispositivos de seccionamiento.
 3. Canalización de cables de mediana y baja tensión.
 4. Acometidas y medición.
1. Obras civiles para subestaciones.
 - Cimentación para subestación tipo gabinete
 - Cimentación para subestación tipo pedestal
 - Cimentación para subestación tipo caseta
 - Cimentación para subestación tipo pozo
 2. Obras civiles para interruptores y dispositivos de seccionamiento
 - Pozos para cajas o interruptores
 3. Obras civiles para canalización de cables.
 - Ducto o zanja para alojar cables en el cruce de las calles, avenidas o andadores.
 4. Obras civiles para acometida y medición
 - Muretes para acometidas domiciliarias (en la figura 2.14 se muestra un murete empleado en fraccionamientos)
 - Registros para acometer medidores que se instalan en cada uno de los lotes del fraccionamiento.

Acometidas y medición.

A clientes domésticos:

Para este tipo de consumidores, las acometidas se efectúan con cable BTC, ya sean servicios monofásicos o trifásicos.

La medición del consumo de energía, se lleva a cabo con watthorímetros, cuya capacidad se selecciona de acuerdo con la demanda máxima estimada.



MURETE DE ACOMETIDAS

FIGURA Nº 2.14

A circuitos de alumbrado público:

Las acometidas a los circuitos de alumbrado público se efectúan con cable BTC de calibre adecuado, según sean los resultados de los cálculos de caída máxima de tensión y capacidad de conducción de corriente. En este tipo de carga, no se instalan medidores ya que el cobro del consumo de energía se hace por cuota fija por unidad de alumbrado.

A cargas de fuerzas.

Las acometidas se efectúan con cable BTC de calibre adecuado, según sean los resultados de los cálculos de caída máxima de tensión y capacidad de conducción de corriente. En este caso siempre se colocan medidores de demanda máxima y de energía tanto activa como reactiva.

Sistemas de tierras.

El sistema de tierras es extremadamente importante en una subestación, máxime si esta maneja una tensión elevada.

Las funciones que cubre el sistema de tierra son:

- a) Proveer la tierra física para conectar el neutro de los transformadores, reactores y capacitores.
- b) Proveer el camino de descarga para los pararrayos, apartarrayos, anclas y accesorios similares.
- c) Asegurar la seguridad del personal al limitar la diferencia de potencial que pudiera existir en la subestación.
- d) Proveer caminos para descargar y desenergizar los equipos que requieran mantenimiento.

Además, la subestación por seguridad, requiere que todo el equipo y estructuras en ella esten perfectamente aterrizados para evitar accidentes por corrientes de falla en el sistema.

El sistema de tierras se colocará en la subestación en forma de una red; siempre deberá ir enterrada a una profundidad mínima de 0.50m y estará formada por cable de cobre desnudo calibre 4/0 (esto es debido a características mecánicas principalmente, ya que al hacer el cálculo, podría resultar un calibre menor, pero las condiciones mecánicas a las que está expuesto el conductor ocasionarían su falla). La red, en el área de la subestación y principalmente en donde se localizan los equipos mayores, deberá tener una conformación cuadrada de 5 por 10 metros de lado.

La conexión de los equipos se hará a partir de la red con conectores especiales, y con un cable de diferente o igual calibre según sea la importancia y capacidad del equipo.

Para mayor seguridad se colocarán varillas de tierra en sitios estratégicos, es decir, en los puntos en donde la tensión de toque o paso alcance valores peligrosos para la seguridad del personal y del equipo.

Los puntos más peligrosos se localizan en la periferia de la subestación y en las esquinas principalmente.

Análisis del cortocircuito.

El cálculo del cortocircuito se lleva a cabo aplicando el concepto de las componentes simétricas para una falla de fase a tierra, que es la que se considera más crítica de todas las fallas que se conocen y estudian normalmente.

El método de las componentes simétricas se aplica al estudio de los diferentes casos de desequilibrio en los sistemas trifásicos debidos a cortocircuitos producidos por fallas del aislamiento.

El cálculo de un sistema desequilibrado puede realizarse estable

ciendo circuitos equivalentes (de secuencia positiva, de secuencia negativa y de secuencia cero) derivados del sistema trifásico en cuestión, resolviendo los tres circuitos equivalentes y combinando sus resultados.

En la figura 2.15 se representa un punto de un sistema eléctrico en el que se ha producido un cortocircuito de una fase a tierra y las condiciones que este presente.

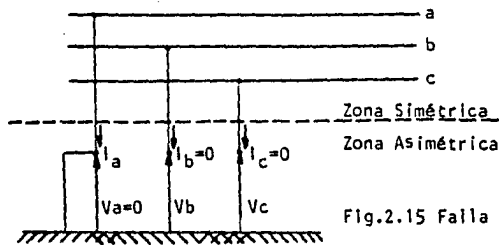


Fig.2.15 Falla de fase a tierra

El desarrollo y resultado del cálculo puede hacerse utilizando sistemas en por unidad ya que lo facilitan.

Representación de las cantidades eléctricas en por unidad.

El cálculo de los sistemas eléctricos se simplifica si todas las cantidades eléctricas (impedancia, tensiones, corriente, potencias, etc) se expresan como el cociente de la cantidad eléctrica dividida por una base o magnitud de referencia de la misma cantidad. Este método de expresar las cantidades en por unidad permite eliminar los distintos niveles de tensión, estableciendo un circuito equivalente de la red, en por unidad, en el que no aparecen transformadores.

La magnitud de las cantidades de base debe elegirse de tal manera que las leyes eléctricas que se cumplen en la red original sean también válidas en la red equivalente en por unidad.

Como las características topológicas de la red no se alteran en este tipo de transformación, bastará considerar invariantes las leyes de Ohm y Joule para cumplir con la condición del párrafo anterior; si estas leyes se cumplen en la red equivalente en por unidad, se cumplirán también las leyes de Kirchhoff.

Es necesario, para la aplicación correcta del equipo de protección, conocer mediante su cálculo los valores máximos y mínimos del cortocircuito de la red (cortocircuito trifásico máximo y mínimo, cortocircuito de fase a tierra y entre fases). Estos valores deberán conocerse en los siguientes puntos:

- a) En la troncal de la red a la salida de la subestación
- b) En los nodos de donde parten las subtruncas
- c) En los nodos de donde parten los ramales

Esto se debe a que en dichos puntos, el valor de la corriente de cortocircuito es el mayor, en lugares posteriores a los mencionados, la impedancia que presenta o presentan los conductores disminuyen la corriente de cortocircuito.

En algunos casos, asimismo, es recomendable calcular el cortocircuito mínimo que se puede presentar en el extremo de los ramales. Todos estos valores garantizarán una coordinación correcta de los dispositivos de protección.

Protección.

Los sistemas de distribución subterránea deben ser protegidos -
contra:

1. Sobretensiones
2. Sobrecorrientes.

1. Protección contra sobretensiones.

Las sobretensiones que se presentan son:

- Sobretensiones de origen interno
- Sobretensiones de origen externo

Las de origen interno se deben principalmente a operación de dispositivos de desconexión y al fenómeno de ferrorresonancia en el sistema.

Las de origen externo se deben a contacto directo con líneas de mayor tensión y a descargas atmosféricas.

Ferrorresonancia.

La ferrorresonancia se caracteriza por la presencia de sobrevoltajes y perfiles de tensión muy irregulares. Generalmente se asocia con la excitación de una o varias inductancias saturables a través de un capacitor conectado en serie con ésta. En los sistemas de distribución la probabilidad de ocurrencia de este fenómeno es baja. Pero -- cuando se presenta, puede deberse al desbalanceo de fases con apertura o cierre monopolar de un circuito trifásico, esto hace que la ferrorresonancia no se presente cuando todas las fases están energizadas. Sin embargo cuando una o más fases están desconectadas del lado de la fuente, es posible que los devanados del transformador conectados a las fases abiertas queden excitados a través de las capacitancias a tierra del sistema incluyendo los bancos de capacitores en derivación. En la fig. 2.16 se muestra el camino que sigue la corriente.

Cuando se presenta el fenómeno de ferrorresonancia en un sistema de distribución, ocasiona las siguientes anomalías:

1. Sobrevoltajes entre fases, entre fases a tierra o ambas, con picos de tensión de aproximadamente 5Vn.

2. Curvas de tensión y corriente con perfiles muy irregulares.

3. Ruido excesivo en el transformador

Los puntos siguientes deben considerarse para tratar de evitar la ferorrresonancia:

- a) La excitación ferorrresonante de un transformador solo puede ocurrir cuando la carga del secundario es mínima.
- b) Transformadores sin conexión a tierra conectados a sistemas aterrizados son más susceptibles al fenómeno.
- c) La susceptibilidad a la ferorrresonancia aumenta con la tensión de suministro (mayormente para más de 23kV).
- d) La susceptibilidad aumenta con las capacitancias entre fases y de fase a tierra. Equipo alimentado a través de cables subterráneos, tienen una mayor posibilidad de experimentar el fenómeno.
- e) La susceptibilidad al fenómeno es inversamente proporcional a la capacidad del transformador.

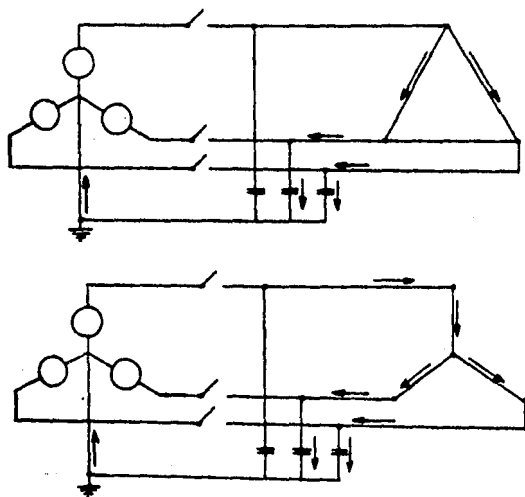


Fig.2.16 Trayectoria que siguen las corrientes

Uno de los métodos más recomendados para evitar la presencia del fenómeno es el empleo de transformadores en conexión estrella-estrella con ambos neutros aterrizados, ya que esta conexión posee una trayectoria a tierra.

Otros métodos que se utilizan son:

Empleo de interruptores de operación tripolar

Evitar el cierre y apertura de un transformador o grupo de transformadores sin carga desde el poste de acometida, energizando primeramente el cable y después los transformadores.

Operar siempre los transformadores con el por ciento mínimo de carga recomendada.

Las sobretensiones por contacto directo con líneas de mayor tensión dan lugar a la operación de los equipos de protección. Para las sobretensiones por descargas atmosféricas se deben instalar pararrayos con el fin de proteger los cables y equipos.

De acuerdo con la conexión a tierra del neutro del sistema, y las sobretensiones que se presentan en fallas de fase a tierra, se tiene la siguiente clasificación de los sistemas de protección contra sobretensiones:

CLASE	DESCRIPCION	Xo/Xi	Ro/Xi	COEF. DE ATERRIZ.
A	Multiaterrizado	3	1	0.7
B	Aterrizado firmemente	3	1	0.75-0.8
C	Aterrizado parcial	3 a $-\infty$	1 a ∞	1.0
D	No aterrizado	-40 a $-\infty$	-	1.1
E	No aterrizado	0 a -40	-	-

La tensión nominal del pararrayos que se instale en el sistema dado por

$$V_n(pa) = CaV_1$$

donde: $V_{n(pa)}$ = tensión nominal del pararrayos

C_a = Coeficiente de aterrizamiento

V_1 = Tensión entre líneas del sistema

Valor mínimo nominal que debe tener los pararrayos
para proteger el sistema

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	TENSION NOMINAL DEL PARARRAYOS	SOBRETENSION DE LINEA-TIERRA
4.16Y/2.40	3	3.0
8.30Y/4.80	6	6.0
12.00Y/6.93	9	8.6
12.50Y/7.20	9	9.0
13.20Y/7.60	10	9.5
13.80Y/7.97	10,12	10.0
20.78Y/12.00	18	15.0
22.86Y/13.20	18	16.5
24.94Y/14.40	18,21	18.0
34.50Y/19.90	27	24.8

La localización de los pararrayos es un factor importante una vez localizado el equipo. La interconexión entre el borne a tierra del pararrayos y el circuito de tierra, en pararrayos instalados para protección de acometida aéreo-subterránea se debe conectar como se indica en la figura 2.17.

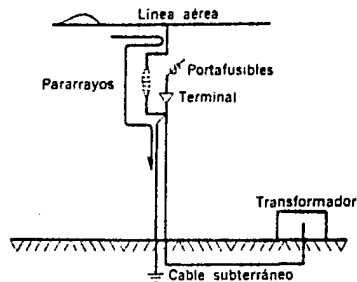


Fig. 2.17 Colección de pararrayos en acometida subterránea.

Existen dos problemas a considerar en la protección de sistemas subterráneos, contra descargas atmosféricas (problema no existente en sistemas aéreos).

- a) El equipo que se desea proteger: transformadores, interruptores, etc., se encuentra muy alejado de los dispositivos de protección, disminuyendo su efectividad.
- b) La onda incidente en el sistema subterráneo sufrirá reflexiones sucesivas, hasta llegar al doble, debido a que en todos los casos encontrará un punto normalmente abierto o un transformador, en ambos casos el coeficiente de reflexión es igual a uno.

En la figura 2.18 se aprecian ambos problemas.

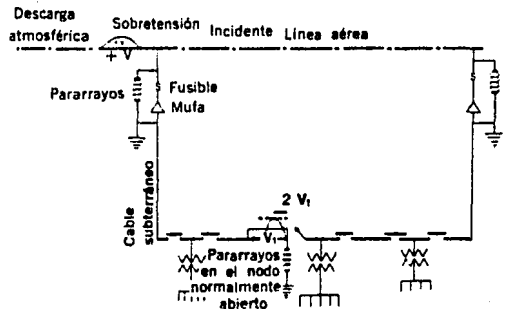


Fig. 2.18 Protección contra descargas atmosféricas de un sistema de distribución subterráneo en estructura de anillo.

Para equipo de distribución se deben emplear pararrayos tipo distribución, salvo en los casos en que no se logren los márgenes de protección preestablecidos; en cuyo caso deberán emplearse pararrayos de clase intermedia.

Si el nivel básico de aislamiento de los elementos y equipos que intervienen es mayor que el doble de la sobretensión aplicada, no es necesario instalar equipos de protección en los nodos con coeficiente de reflexión unitaria; siendo necesario, si éste no es el caso, insta

lar pararrayos en los nodos normalmente abiertos del sistema (ver figura 2.18).

2. Protección contra sobrecorrientes.

Existen dos aspectos que se deben considerar al seleccionar la protección en un sistema subterráneo. La primera es diseñar y mantener las instalaciones de tal forma que el sistema tenga un mínimo de fallas y la segunda, minimizar su efecto; es decir, no sólo proteger al equipo, sino poner fuera de servicio al menor número de usuarios.

El aislamiento de fallas permanentes en sistemas subterráneos se obtiene con fusibles e interruptores, o la combinación de ambos. Para la selección del esquema de protección es necesario tomar en cuenta los siguientes factores:

- a) Tipo de estructura
- b) Índice de confiabilidad requerida
- c) Costo de las interrupciones
- d) Costo de los dispositivos de protección

La protección contra sobrecorrientes de un sistema de distribución subterráneo debe entonces servir para los siguientes propósitos:

- i) Reducir al mínimo el tiempo de servicio a los usuarios
- ii) Proteger al equipo durante fallas en el sistema
- iii) Facilitar la localización y reparación de las fallas

Una adecuada selección del esquema de protección de mediana y baja tensión es un requisito indispensable para lograr los objetivos anteriores, por lo cual es necesario:

1. Seleccionar el tipo de equipo, capacidad nominal y localización óptima para lograr una protección adecuada.

2. Coordinar correctamente el equipo seleccionado.

Protección de circuitos primarios y secundarios.

Circuitos primarios.

Las protecciones a circuitos primarios consisten en un interruptor en la subestación de potencia, y fusibles de expulsión o limitadores a lo largo del desarrollo de la red. En el caso en que la red se inicie subterránea desde la fuente, el interruptor de potencia no deberá tener recierres, ya que las fallas que se presentan en estos sistemas son siempre de carácter permanente y los recierres sólo someterán innecesariamente al sistema a sobrecorrientes y sobretensiones.

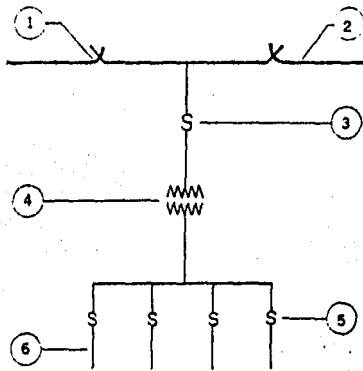
La selección de los dispositivos de protección deberá basarse en:

- a) Tensión nominal.- En la mayor parte de los casos, el empleo de un dispositivo que tenga una tensión nominal máxima de diseño igual o mayor que la máxima tensión que pueda presentarse en el sistema, ofrecerá una protección de aislamiento adecuada al equipo y aislará correctamente el circuito que falló.
- b) Tensión nominal continua.- Normalmente, el pico de corriente no deberá exceder el valor del dispositivo, debiéndose tomar en cuenta la tasa de crecimiento de la carga del sistema cuando se elabore el proyecto y esquema de protec -- ción de la red.
- c) Capacidad interruptiva.- Debe conocerse con exactitud la máxima corriente de falla que pueda presentarse en el punto de aplicación del dispositivo, con el objeto de lograr una selección adecuada.

Circuitos secundarios.

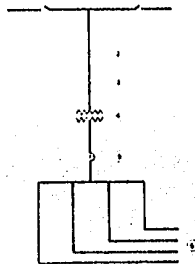
En el caso de protección de circuitos secundarios en redes subterráneas generalmente se tienen impedancias que limitan el valor de la corriente de cortocircuito, por lo que siempre se requiere proteger los cables de salida de la subestación con fusibles o interruptores termomagnéticos, como protección de los cables y transformadores.

En los diagramas unifilares se muestran los esquemas de protección más comunes en las redes subterráneas residenciales, así como las curvas de coordinación correspondientes.



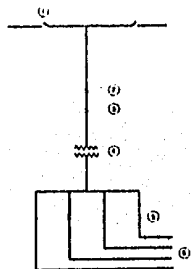
1. Interruptor en aire
2. Cable subterráneo alta tensión
3. Fusible tipo expulsión
4. Transformadores 45, 75, 150, 225 o 350 kVA
5. Fusible B.T. 200 o 350 AMP. 250 VOLTS
6. Cable subterráneo baja tensión

Fig. 2.19 Protección de subestación tipo gabinete.



1. Seccionador
2. Fusible A.T. tipo expulsión
3. Fusible sobrecarga o de aislamiento
4. Transformadores, 75, 112.5, 150 kVA
5. Interruptor trifásico de baja tensión
6. Cable subterráneo baja tensión

Fig. 2.20 Subestación pedestal con protección de interruptor en B.T.



1. Seccionador
2. Fusible limitador
3. Fusible de respaldo
4. Transformadores, 75, 112.5, 150, 225 y 300 kVA
5. Fusible de baja tensión
6. Cable subterráneo de baja tensión

Fig. 2.21 Subestación tipo pozo con protección de fusibles.

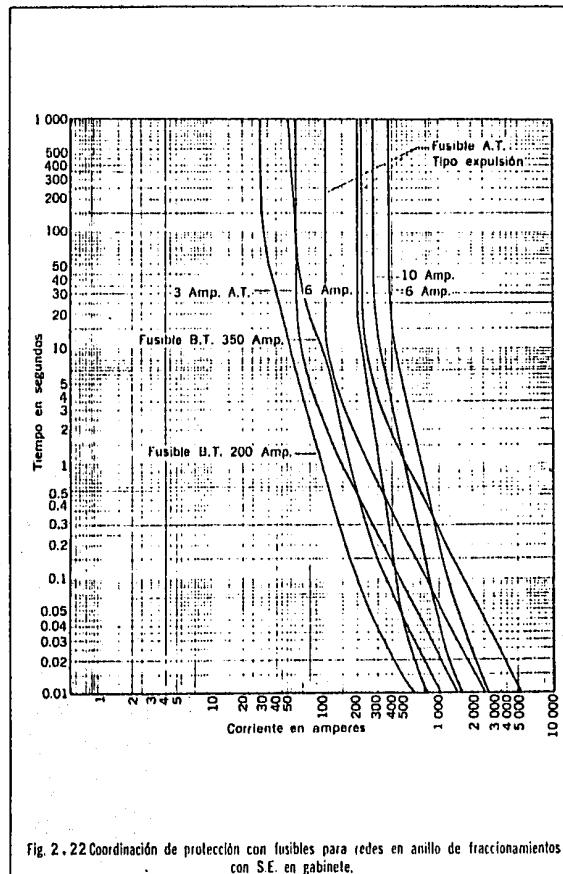


Fig. 2.22 Coordinación de protección con fusibles para redes en anillo de traccionamientos con S.E. en gabinete.

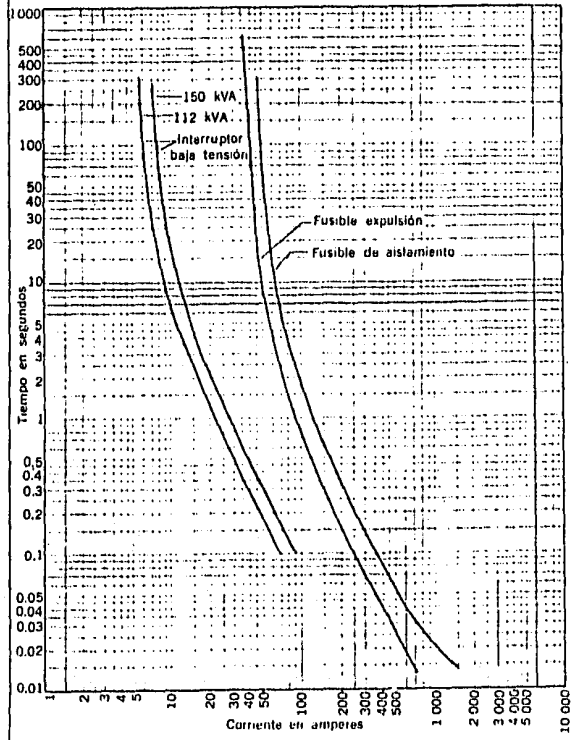


Fig. 2.23 Coordinación de protección para S.E. tipo pedestal de redes en anillo en fraccionamientos y unidades habitacionales con interruptor en B.T.

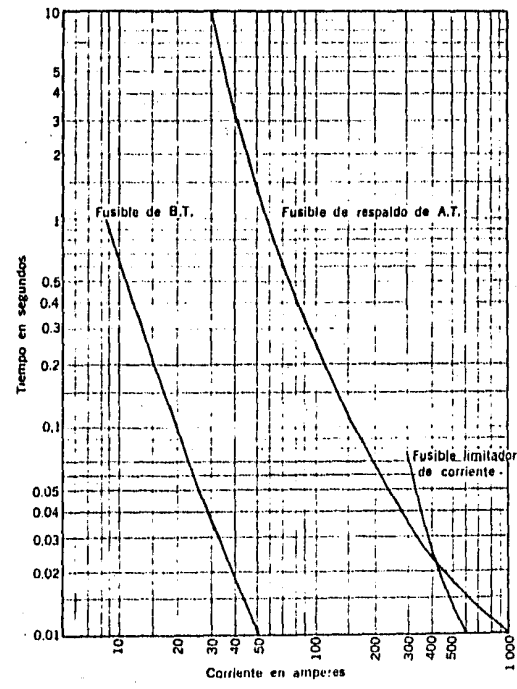


Fig. 2.24 Coordinación de protección para S.E. tipo pedestal para redes en anillo en y unidades habitacionales.

Capítulo 3

SELECCION OPTIMA DEL EQUIPO

Selección de la subestación

Como se mencionó en el Capítulo 2, la selección de la subestación se hace una vez determinado el número de subestaciones y antes de diseñar la red de distribución.

Los montajes adoptados son:

Tipo poste

Tipo gabinete

Tipo pedestal

Tipo caseta

Tipo pozo.

Las subestaciones tipo poste se emplean en redes mixtas. Los demás montajes se emplean en redes totalmente subterráneas.

Para la selección de la subestación, debe tomarse en cuenta el -

aspecto económico, así como también, la estética que se le quiera dar al fraccionamiento.

Este tipo de montajes se ilustran claramente en el Capítulo 2.

DESCRIPCION Y SELECCION DE LOS CABLES DE ENERGIA

- Descripción de un cable de energía.

La función primordial de un cable de energía aislado es la de transmitir energía eléctrica a una corriente y tensión preestablecidas, durante un cierto tiempo. Es por ello que sus elementos constitutivos primordiales deben estar diseñados para soportar el efecto combinado producido por estos parámetros.

- Elementos que constituyen un cable.

A continuación se proporcionan los elementos que constituyen un cable y que deberán ser especificados claramente para poder reunir todas las características que deseamos sean satisfechas por nuestro cable. En el caso general pueden distinguirse las siguientes partes que componen un cable de energía aislado.

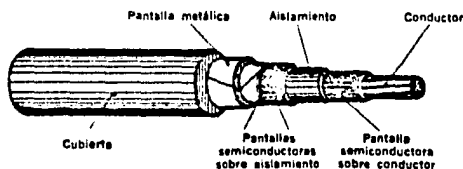
- a) EL CONDUCTOR.- Por el cual fluye la corriente eléctrica.
- b) EL AISLAMIENTO.- Que soporta la tensión aplicada.
- c) LA CUBIERTA.- Que proporciona la protección contra el ataque del tiempo y los agentes externos.
- d) LAS PANTALLAS.- Es el elemento fundamental en la operación co

recta de un cable de energía aislado, ya que tiene como función principal permitir una distribución de los esfuerzos eléctricos en el aislamiento en forma radial y simétrica.

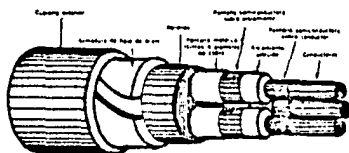
- e) ARMADURAS METALICAS.- Este tiene como función dar protección adicional al cable contra agentes externos y/o esfuerzos de tensión muy importantes.

El cable por su formación final podrá ser UNIPOLAR (Fig. 3.1) ó TRIPOLAR (Fig.3.2), según el número de conductores que contenga.

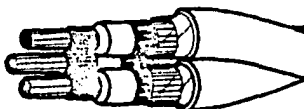
En el caso de cables tripolares, los espacios dejados entre fases se ocupan con rellenos adecuados. Los cables unipolares, una vez terminados, pueden ser reunidos en un cableado en espiral de paso largo, dando lugar a un cable en formación TRIPLEX (Fig. 3.3).



3.1 Cable de energía unipolar aislado para media tensión (5-35 kV).



3.2 Cable de energía tripolar aislado para media tensión (5-35 kV).



3.3 Cable de energía en formación triplex aislado para media tensión (5-35 kV).

1.- CONDUCTOR.- Es la parte esencial de un cable por el cual fluye la corriente eléctrica, éste puede ser de cobre, aluminio, en alambres dispuestos helicoidalmente, en alambres compactos, etc. Las formas de conductores de uso más general en cables aislados en media tensión son:

- Redondo
- Sectorial

A continuación se muestran las formas de los conductores atendiendo la forma de su sección transversal.

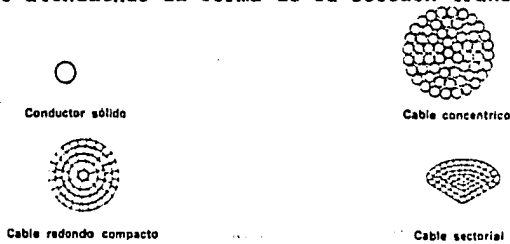


Fig3.4 Forma de conductores.

2.- PANTALLA SEMICONDUCTORA SOBRE CONDUCTOR.-

Está formada a base de cintas dispuestas helicoidalmente o extruida. La función básica de este tipo de pantallas es la de evitar concentraciones de esfuerzos eléctricos que se presentan en los intersticios de un conductor cableado, a consecuencia de la forma de los hilos, otra función es evitar ionización en los intersticios entre el conductor y el aislamiento, y por lo tanto nos permite una distribución uniforme de la intensidad del campo eléctrico en forma radial y simétrica.

Las pantallas sobre el conductor sirven también como

elemento de transición entre aquél y el aislamiento. En cables con aislamiento de papel, el impregnante en contacto con el cobre da lugar a compuestos químicos denominados jabones metálicos, que degradan las características dieléctricas en este tipo de cables. Las pantallas evitan la formación de estos compuestos nocivos a los aislamientos.

3.- AISLAMIENTO.- Debe ser un material de buenas propiedades dieléctricas. La función del aislamiento es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener al campo eléctrico dentro de su masa. En la siguiente tabla se indican los aislamientos más usuales en los cables eléctricos:

- a) Papel Impregnado
- b) Cambray Barnizado (en desuso)
- c) Termoplásticos
 - Cloruro de Polivinil (PVC)
 - Polietileno: Baja Densidad
 - Alta Densidad
- d) Termofijos
 - Hule Natural
 - Hules sintéticos: Estireno-butadieno
 - Butilo
 - Neopreno
 - Etileno-protileno
 - Polietileno Sulfoclorado
 - Polietileno de cadena cruzada (XLP)

a) Papel Impregnado.- Fue uno de los primeros materiales utilizados para el aislamiento de los cables para la transmisión de energía eléctrica y continúa siendo el mejor aislamiento para cables de alta tensión. Constituye un aislamiento de magníficas cualidades eléctricas; alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas, resistencia elevadas a las descargas parciales (ionización). Además tiene buenas características térmicas. Su gran desventaja consiste en que es muy higroscópico y que la absorción de la humedad deteriora considerablemente sus cualidades dieléctricas; por esta razón el aislamiento de papel debe secarse perfectamente durante el proceso de fabricación del cable y protegerse con un forro hermético. Las sustancias más usuales son los compuestos que se listan a continuación, y la que se elija dependerá de la tensión y de la instalación del cable:

- 1.- Aceite viscoso
- 2.- Aceite viscoso con resinas refinadas
- 3.- Aceite con polímeros de hidrocarburos
- 4.- Aceite de baja viscosidad
- 5.- Parafinas microcristalinas del petróleo.

El compuesto ocupa todos los intersticios, eliminando las burbujas de aire en el papel y evitando así la ionización en servicio. Es por esto que el papel es uno de los materiales más usados en cables de alta tensión y en cables de extra alta tensión. Para realizar este tipo de aislamiento se aplican en forma helicoidal sobre el conductor cintas de papel, en capas superpuestas, hasta obtener el espesor del

aislamiento deseado; a continuación se seca y desgasifica el aislamiento calentándolo y sometiénolo a un vacío elevado.

Sus propiedades, ventajas y desventajas en comparación con los aislamientos tipo seco (termoplásticos y termofijos), se muestran en la Tabla 3.1.

b) Cambray Barnizado.- El Cambray Barnizado es un aislamiento constituido por una cinta de algodón barnizada con varias capas de barniz aislante. Entre cada capa de aislamiento hay una sustancia lubricante de alta viscosidad. Constituye un aislamiento más flexible, aunque de menor calidad, que el papel impregnado y se ha aplicado especialmente en el caso de cables colocados verticalmente o con pendientes pronunciadas. El Cambray Barnizado se ha usado en tensiones de 600 volts a 23 kV., pero actualmente ha sido desplazado por cables de aislamientos sintético, que resultan más económicos.

c) Termoplásticos.- Los Termoplásticos son materiales orgánicos sintéticos obtenidos por polimerización. Se vuelven plásticos al aumentar la temperatura, lo que permite aplicarlos por extrusión en caliente sobre los conductores, solidificándolos después al hacer pasar el cable por un baño de agua fría.

Los termoplásticos más utilizados como aislamientos de cables eléctricos son el cloruro de polivinil (PVC) y el polietileno. (Alta densidad y Baja densidad).

El cloruro de polivinilo para aislamiento de cables de alta tensión, ha adquirido una importancia especial, gracias a sus venta-

jas sobre los plásticos hasta ahora conocidos.

La alta rigidez dieléctrica y su resistencia a la ionización (efecto corona) permiten su operación en cables de energía de hasta -- 23 kV, debido a las altas pérdidas. La estabilidad de características, como la resistencia de aislamiento, factor de potencia y constante dieléctrica en presencia de humedad, lo convierten en lo más adecuado para ambientes húmedos. En general, los cables de energía con aislamiento de PVC resultan ligeros (no requieren cubiertas de plomo), fáciles de instalar y de empalmes y terminales de manufactura sencilla. Además, tiene una conductividad térmica mayor que el papel impregnado, lo que facilita la disipación de calor.

- d) Termofijos.- Los aislamientos agrupados bajo el nombre de termofijos están constituidos por materiales que se caracterizan por que mediante un proceso de vulcanización, se hace desaparecer su plasticidad y se aumenta la elasticidad y la consistencia mecánica. Estos aislamientos se aplican generalmente por extrusión y se someten a un proceso de vulcanización elevando la temperatura a los valores requeridos. Los aislamientos termofijos que se utilizan o se han utilizado más extensamente son el hule natural y los hules sintéticos, conocidos con el nombre genérico de elastómeros y más recientemente algunos derivados del polietileno.

Los hules sintéticos más utilizados como aislamientos de cables son el estireno-butadieno, el butilo, el neopreno y el etileno propileno (EP).

El estireno-butadieno, sus cualidades eléctricas y mecánicas son -

similares, aunque ligeramente inferiores, a las del hule natural; en cambio sus cualidades de resistencia a los agentes químicos y al envejecimiento son algo superiores. Por sus características y su bajo precio se ha utilizado principalmente en el aislamiento de cables de baja tensión.

El butilo es un hule sintético, cuya propiedad principal es poder trabajar a temperaturas más elevadas que el hule natural; su temperatura de operación es de 85°C. También ofrece una mayor resistencia a la ionización, lo que permite usarlo para tensiones más altas, una gran flexibilidad y resistencia a la humedad. Aunque la materia prima para este tipo de aislamiento es barata, su proceso de fabricación es muy costoso por lo que el precio del producto final es elevado. Tiene aplicación en cables de corta longitud, y para aplicaciones especiales.

El neopreno es un hule sintético de bajas propiedades dieléctricas, pero superior a los elastómeros antes citados en lo que respecta a la resistencia a los aceites, a la flama, a la abrasión y a la intemperie. Por esta razón y por su gran flexibilidad se usa principalmente en forros o cubiertas de cables aislados con otros elastómeros.

El otro grupo de aislamientos termofijos está constituido por aislamientos derivados del polietileno.

El polietileno sulfoclorado se obtiene sometiendo el polietileno a la acción simultánea del cloro y del anhídrido sulfuroso; se obtiene un producto que, después de vulcanizado, tiene una gran resistencia a los agentes químicos y al ozono. Sus propiedades eléctricas

cas son intermedias entre las del hule natural y el neopreno y pue de trabajar a temperaturas más altas, del orden de 90°C. Su aplica ción principal es en cubiertas de cables.

El polietileno de cadena cruzada (XLP) se obtiene mediante la adic ión de un peróxido que a la temperatura elevada del proceso de - vulcanización reacciona con el polietileno, produciendo la liga de las cadenas moleculares del polietileno. Con esto se logra mejorar considerablemente las propiedades térmicas del polietileno sin - afectar apreciablemente sus propiedades eléctricas. El XLP puede - trabajar en forma continua a temperaturas de menos de 90°C, ya que si se sobrepasara de esta temperatura empezaría a perder sus carac terísticas de aislamiento de soportar tensiones de c.a. y de impul so.

- Comparación del EP vs XLP

El hule de etileno propileno (EP) y el polietileno de cadena cruza da (XLP) son los principales materiales empleados en la actualidad para cables de energía, con aislamiento extruido, en media tensión.

Esto no significa que los cables aislados con EP y con XLP se - comporten igualmente bien y con la misma probabilidad de perdurar, ba jo las condiciones encontradas en operación normal.

La selección se debe realizar con base en una comparación de su com portamiento en servicio y de pruebas de laboratorio que correlacionen las exigencias de operación y las que se presenten en su instalación.

- Comportamiento en servicio.

Los cables aislados con XLP y EP fueron introducidos en servicio -

comercial en 5 kv. y mayores tensiones, a principios de 1961 y -- 1962, respectivamente. Desde entonces se ha instalado muchos kilómetros de cables con ambos aislamientos.

En general, las estadísticas de servicio para los dos materiales - han sido satisfactorias. La mayoría de las fallas se han debido a daños mecánicos o a condiciones particulares del ambiente (presencia de agua, etc.).

Se reconoce con amplitud que la presencia de agua representa la - condición ambiental más severa que se puede encontrar en servicio para cualquier tipo de material (EP, XLP, PE, PVC, etc.) que se - utilice como aislamiento en cables de energía.

En particular, se sabe que los cables aislados con XLP ó EP, y complementados con pantallas sobre el aislamiento a base de cintas - textiles semiconductoras, son susceptibles a la formación de arborescencias cuando se instalan en lugares húmedos, han llegado a la conclusión de que en la gama de esfuerzos de operación adoptados - en la práctica, las arborescencias son cuasadas por tres factores concurrentes:

- Agua en el aislamiento.
- Tensión aplicada de c.a.
- Irregularidades en el aislamiento (cavidades, impurezas protuberancias en las pantallas semiconductoras).

En general, la presencia de estos tres factores causa una disminución en la vida del cable, disminución que es más pronunciada para el XLP que para el EP.

- Pruebas relacionadas con la operación.

La selección de cables aislados con EP ó XLP también se puede basar en la comparación, en pruebas que simulen las condiciones de operación normal, sobrecarga y sobretensiones.

La calificación real para la tensión y temperatura de un cable debe determinarse tomando en cuenta los factores de esfuerzo que pueden estar presentes durante el servicio. Estos factores se pueden considerar en los tres grandes grupos siguientes:

- Factores eléctricos
- Factores térmicos
- Factores ambientales

El primer factor, el esfuerzo eléctrico de ruptura se valúa a través de pruebas de corto tiempo, de tal manera que las condiciones reales de servicio prácticamente no se toman en cuenta.

Por el contrario, en las pruebas de envejecimiento cíclico y larga duración en agua se combinan los factores térmicos y ambientales en los factores eléctricos.

- Ventajas del EP vs XLP.

Todas las consideraciones anteriores llevan a la conclusión de que los cables aislados con EP son más confiables en servicio que los cables aislados con XLP.

En particular, pueden hacerse resaltar las siguientes ventajas del EP sobre el XLP.

- Definitivamente, mayor resistencia a las arborescencias en presencia de agua.
 - Resistencia a las descargas parciales (corona), aun cuando sean indetectables.
 - Mayor estabilidad del esfuerzo dieléctrico con el incremento de las dimensiones del cable.
 - Mejor retención de las propiedades físicas y eléctricas a las temperaturas de emergencia y de cortocircuito.
 - Mayor tiempo de vida tanto en condiciones secas como bajo ciclos térmicos y en el agua.
 - Menor coeficiente de expansión térmica, lo cual conduce a una mayor estabilidad de los sistemas de pantallas.
 - Mayor flexibilidad y facilidad de instalación.
 - Mayor confiabilidad de los empalmes y terminales.
- Características eléctricas de los aislamientos.

A continuación se presentan las definiciones y conceptos relativos de las principales características que identifican a los aislamientos. La comprensión de estas definiciones permitirá hacer una selección más adecuada. En la tabla 3.1 se muestran los valores típicos de estas características para los diferentes aislamientos.

1) Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica de un material aislante es el valor de la intensidad del campo eléctrico al que hay que someterlo para que se produzca una perforación en el aislamiento. Normalmente este valor es cercano al del gradiente de prueba y de 4 a 5 ve-

ces mayor que el gradiente de operación normal. Las unidades en que se expresa este valor por lo común es kV/mm.

2) Gradiente de operación

El Gradiente, esfuerzo de tensión de operación de un cable en cualquier punto "X" del aislamiento, se calcula con la siguiente expresión:

$$G = \frac{0.869 V_o}{x \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm}$$

donde:

V_o = tensión al neutro del sistema (en kV)

d_a = diámetro sobre el aislamiento (en mm)

d_p = diámetro sobre la pantalla semiconductora que está sobre el conductor (en mm).

x = distancia a la que se desea conocer el valor del gradiente (en mm)

De la fórmula anterior se puede obtener el gradiente máximo que se presenta en la parte interna del aislamiento.

$$G_{\text{máx}} = \frac{0.869 V_o}{d_p \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm}$$

y el gradiente mínimo que se presenta en la parte externa del aislamiento:

TABLA 3. 1 Propiedades de los aislamientos más comúnmente usados en cables de energía (5-35 kV)

Características	PVC	XLP	EP	Papel impregnado
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (corriente alterna, elevación rápida)	18	25	25	28
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (impulsos)	47	50	50	70
Permitividad relativa SIC. (60 ciclos, a temp. de op.)	7	2.1	2.6	3.9
Factor de potencia, % máx. (a 60 ciclos, a temp. de op.)	9	0.1	1.5	1.1
Constante K de resistencia del aislamiento a 15.6°C. (megohm-km) min.	750	6100	6100	1000
Resistencia a la ionización	buena	buena	muy buena	buena
Resistencia a la humedad	buena	muy buena	excelente	mala
Factor de pérdidas	mala	buena	excelente	buena
Flexibilidad	regular	mala	excelente	regular
Facilidad de instalación de empalmes y terminales (problemas de humedad o ionización):	excelente	regular	muy buena	regular
Temperatura de operación normal (°C)	hasta 6 kV, 80 más de 6 kV, 75	90	90	85
Temperatura de sobrecarga (°C)	100	130	130	100
Temperatura de cortocircuito (°C)	160	250	250	160
Principales ventajas	Bajo costo, resistente a la ionización, fácil de instalar.	Factor de pérdidas bajo	Bajo factor de pérdidas, flexibilidad, resistencia a la ionización.	Bajo costo, experiencia de años, excelentes propiedades eléctricas.
Principales inconvenientes	Pérdidas dieléctricas comparativamente altas.	Rigidez. Bajo resistencia a la ionización	Es atacable por hidrocarburos a temp. superiores a 60°C.	Requiere tubo de plomo y terminales herméticas.

$$G_{\text{mfn}} = \frac{0.869 V_0}{d_a \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm}$$

3) Resistencia del aislamiento

La diferencia de potencial entre el conductor y la parte externa del aislamiento hará circular una pequeña corriente llamada de fuga, a través del mismo; y la resistencia que se opone al paso de esta corriente se conoce como resistencia del aislamiento (R_a). El aislamiento perfecto sería entonces el que tuviera una resistencia de valor infinito y que, por tanto, inhibiría por completo el paso de esta corriente. El valor de R_a está dado por la siguiente expresión, por lo común en megohms por kilómetro.

$$R_a = K \log_{10} \frac{d_a}{d_p} \text{ M}\Omega\text{-km}$$

donde:

K = un valor constante característico del material aislante. (ver tabla 3.1)

4) Factor de potencia; $\tan \delta$

Factor de potencia

Este factor nos permite relacionar y calcular las pérdidas dieléctricas de los cables de energía.

$\tan \delta$

Es también un factor que permite relacionar y calcular las pérdidas en el dieléctrico de los cables de energía y corresponde a la tangente del ángulo complementario del ángulo θ .

Se puede observar de las definiciones anteriores que para ángulos cercanos a 90° que, en general, es el caso de los aislamientos, el valor del factor de potencia y la $\tan \delta$ son prácticamente el mismo, por lo que ambos factores se utilizan indistintamente para definir las pérdidas en el aislamiento.

- Características mecánicas

Las características mecánicas juegan un papel secundario, y están definidas por las propiedades intrínsecas de los materiales con respecto a la eficiencia máxima en las propiedades eléctricas. Tradicionalmente la protección mecánica está dada por las cubiertas metálicas y termoplásticas o termofijas.

Los desarrollos recientes realizados con base en las causas prevalentes de fallas en cables, han sido enfocados a hacer resaltar las características mecánicas de los aislamientos, considerándolas con los de la cubierta. A continuación se menciona alguna de las más importantes:

Resistencia a la humedad

Los cables de energía frecuentemente entran en contacto con humedad y el cable absorbe agua a una velocidad que queda determinada por las temperaturas del medio ambiente, temperatura en el conductor, temperatura en el aislamiento y la permeabilidad del aislamiento y cubierta.

El método usual para cuantificar la resistencia a la penetración de humedad es la medición gravimétrica de la cantidad de agua ab

sorbida por los aislamientos después de sumergirlos en agua caliente durante un cierto período.

Los aislamientos de papel resultan los más sensibles a la absorción de humedad, por lo que es prácticamente imposible utilizarlos sin cubierta metálica adecuada, con las consecuentes desventajas de manejo e instalación.

Para el caso de los aislamientos sólidos que se encuentran en contacto con agua, el valor gravimétrico de absorción de humedad no es por sí solo un índice para calificar el comportamiento del material en presencia de humedad, sobre todo cuando al mismo tiempo se tiene un potencial aplicado en el mismo.

Sin embargo, es difícil de explicar porque hay aislamientos más resistentes que otros a las mismas, a pesar del contenido de agua. Esto es particularmente cierto al comparar el EP con el XLP. Por lo que en lugares húmedos el EP resulta la mejor alternativa.

La flexibilidad de un cable es una de las características más difíciles de cuantificar. De hecho, es uno de los conceptos comunmente usados para describir la construcción de un cable; sin embargo, por sorprendente que parezca, no existe un estándar de comparación. No existe a la fecha ningún método de prueba para medir el grado o magnitud de la flexibilidad.

Sin embargo, la mejor base para evaluar la flexibilidad, es a través de las ventajas a que da lugar en los cables de energía, la cual, en última instancia, es una manera de apreciarla. A continua --

ción se enuncian las ventajas de la flexibilidad:

- 1.- Mayor facilidad para sacar o meter el cable en el carrete, lo que minimiza la probabilidad del daño al momento de instalar.
- 2.- Mayor facilidad para colocar en posición en la instalación, especialmente en lugares estrechos.
- 3.- La construcción del cable que permite dobles y cambio de dirección en general, sin menoscabo de la integridad del mismo, conduce evidentemente a una instalación confiable.
- 4.- Manuejo sencillo de un material contribuye a que los instaladores trabajen con más rapidez y menos esfuerzo, evitando que pongan en práctica métodos que resultarían perjudiciales.

4.- PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO.

En circuitos de 5 kV y mayores se utilizan pantallas sobre aislamiento que, a su vez, se subdividen en:

- Pantalla semiconductor
- Pantalla metálica

En conjunto, las funciones de las pantallas sobre el aislamiento son:

- A.- Crear una distribución radial y simétrica de los esfuerzos eléctricos en la dirección de máxima resistencia del aislamiento.

Los cables de energía, bajo el potencial aplicado, quedan sometidos a esfuerzos eléctricos radiales, tangenciales y longitudinales.

Los esfuerzos radiales están siempre presentes en el aislamiento de los cables energizados. El aislamiento cumplirá su función en forma eficiente si el campo eléctrico se distribuye uniformemente. Una distribución no uniforme conduce a un incremento de estos esfuerzos en porciones del cable, con el consecuente deterioro.

Esfuerzos tangenciales y longitudinales. Uno de los principios básicos de los campos eléctricos es que al aplicar una tensión a dieléctricos colocados en serie, con diferente permitividad relativa, es decir, $k_1 \neq k_2$, se dividirá en razón inversa a las permitividades relativas de ambos materiales. En el caso de cables de energía desprovistos de pantalla, la cubierta y el medio que rodean al cable forman un dieléctrico en serie con el aislamiento.

Una porción de la tensión aplicada se presentará en este dieléctrico, la cual será igual al potencial que se presentará en la superficie del aislamiento.

Las diferentes tensiones superficiales que se presentarían a lo largo del aislamiento incrementan los esfuerzos tangenciales y longitudinales que afectan la operación del cable.

Los esfuerzos tangenciales están asociados con campos radiales no simétricos y ocurren en cables multiconductores, cuando cada uno de los conductores no está apantallado, y en cualquier cable monopolar sin pantalla.

Los esfuerzos longitudinales no necesariamente están asociados

con campos radiales asimétricos y siempre lo están con la presencia de tensiones superficiales a lo largo del cable.

El contacto íntimo de la pantalla semiconductora con el aislamiento, la conexión física adecuada de la pantalla metálica a tierra y, en general, la correcta aplicación de las pantallas sobre el aislamiento asegura la eliminación de los esfuerzos longitudinales y tangenciales. Esto se puede ver en la figura 3.5

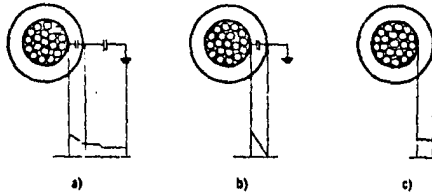


Fig. 3.5a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla aterrizada. c) Cable con pantalla no aterrizada.

B.- Proveer al cable de una capacitancia a tierra uniforme.

Los cables que se instalan en ductos o directamente enterrados, por lo general pasaran por secciones de terreno húmedo y seco o ductos de características eléctricas variables. Esto da como resultado una capacitancia a tierra variable y, como consecuencia, una impedancia no uniforme (figura 3.6)

Cuando se presentan en el sistema ondas de tensión debidas a descargas atmosféricas y operaciones de maniobra, éstas viajan a través del cable produciendose reflexiones en los puntos de variación de impedancia, lo que da lugar a ondas de sobretensión que producirán fallas en el cable.

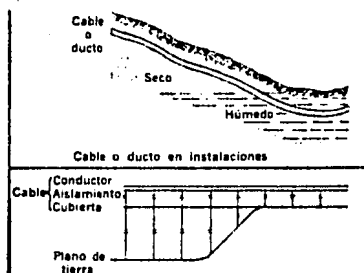


Fig.3.6 Capacitancia variable a tierra debido a una impedancia no uniforme.

Al colocar las pantallas sobre el aislamiento, se tendrán las siguientes ventajas en el cable:

- a.- Presentar una impedancia uniforme, evitando reflexiones y eliminando la posibilidad de producir sobre tensiones dañinas al aislamiento.
- b.- Proveer al cable de la máxima capacitancia del conductor a tierra y consecuentemente, reducir al mínimo las ondas de sobre tensión.
- c.- Absorber energía de las ondas de sobre tensión al inducir en la pantalla una corriente proporcional a la del conductor.
- d.- Reducir el peligro de choque eléctrico al personal y proveer un drenaje adecuado a tierra de las corrientes capacitivas.
- e.- Reducir el peligro de descargas eléctricas al personal o en presencia de productos inflamables.

Cuando la superficie externa del aislamiento de los cables - -

(exenta de las pantallas) no está en contacto con tierra a lo largo de la trayectoria de instalación, se puede presentar una diferencia de potencial considerable entre la cubierta del cable y tierra.

Este fenómeno es una situación peligrosa, debido a las siguientes razones:

- 1.- El contacto del personal con la cubierta puede dar lugar a un choque eléctrico que pudiera incluso causar la muerte, si las corrientes de carga de una longitud considerable de cable se descargaran súbitamente en el punto de contacto. La pantalla aterrizada de modo adecuado proporciona la trayectoria necesaria para estas corrientes capacitivas.
- 2.- La diferencia de potencial pudiera superar la rigidez dieléctrica del aire y producir descargas, que en presencia de materiales combustibles o explosivos fueran de características desastrosas.

Por otra parte, cuando se tiene el sistema adecuado de pantallas, se deberá buscar siempre que operen a los potenciales lo más cercanos a tierra como se pueda.

El potencial que se induce en la pantalla en longitudes considerables, puede alcanzar valores muy cercanos al potencial del conductor, lo que da lugar a una condición más peligrosa.

Por lo tanto, la conexión física a tierra de las pantallas, en dos o más puntos, es una práctica que deberá observarse con especial cuidado.

1. PANTALLA SEMICONDUCTORA SOBRE AISLAMIENTO

La pantalla semiconductor sobre aislamiento se encuentra en contacto inmediato con éste. Está formada por un material semiconductor compatible con el aislamiento. Esta pantalla asegura el contacto íntimo con el aislamiento, aún en el caso de movimiento de la pantalla metálica.

La pantalla semiconductor sobre el aislamiento para cables con aislamiento seco, puede estar constituida por una capa de material - termoplástico o termofijo semiconductor, o bien, por cinta semiconductor y/o barniz semiconductor. Para cables aislados con papel impregnado en aceite se emplean cintas de papel "Carbón Negro" semiconductoras.

2. PANTALLA METALICA.

La pantalla metálica puede constar de alambres, cintas planas o corrugadas o combinación de alambres y cinta. En el caso de cables - aislados con papel, la cubierta de plomo hace las veces de pantalla. El diseño de la pantalla metálica se debe efectuar de acuerdo al propósito de diseño, que puede ser:

- 1.- Para propósitos electrostáticos.
- 2.- Para conducir corriente de falla.
- 3.- Como pantalla neutro.

- 1.- Pantalla para propósitos electrostáticos.

Estas pantallas deben ser en general de metales no magnéticos y

pueden estar constituidas por cintas, alambres o bien, pueden ser cubiertas metálicas (plomo o aluminio).

Las pantallas constituidas a base de cintas o de alambre son generalmente de cobre normal, aunque pueden utilizarse en ambos casos - cobre estañado, estas últimas se utilizan donde se pudiera prever problemas graves de corrosión derivados de las condiciones de instalación. En la tabla No. 3.2 se presenta el cuadro comparativo de pantallas a base de cintas con las de alambre.

2.- Pantallas para conducir corriente de falla.

En la pantalla metálica se puede requerir una conductancia adicional para conducir corriente de falla, dependiendo de la instalación y características eléctricas del sistema, particularmente con relación al funcionamiento de dispositivos de protección por sobre corriente, prevista de falla fase a tierra y la manera en que el sistema puede ser aterrizado.

3.- Pantalla neutro.

Con las dimensiones apropiadas se puede diseñar la pantalla, para que en adición a las funciones descritas opere como neutro, por ejemplo, sistemas residenciales subterráneos.

Las aplicaciones de las pantallas sobre el conductor se puede dar en cables de 2 kV y mayores, para tensiones menores no se requiere. Para cables de 5 kV y mayores requieren de pantallas sobre el aislamiento. Esto significa que dentro de los límites de 2 kV a 5 kV in-

clusivo, se puede no utilizar pantallas sobre aislamiento, de aquí -- que interviene una gran dosis de sentido común para considerar la -- aplicación de las pantallas. Es innegable que un cable con pantalla, instalado en forma apropiada ofrece las condiciones óptimas de seguridad y confiabilidad. Sin embargo, un cable con pantalla es más costo-oso y más difícil de procurar e instalar.

A continuación se resumen las recomendaciones de aplicaciones en que se deberá usar o prescindir de las pantallas.

Las pantallas sobre aislamiento deben ser consideradas para ca- bles de energía arriba de 5 kV, cuando exista cualquiera de las si - guientes condiciones:

- a.- Conexión a líneas aéreas.
- b.- Transición a ambiente de diferente conductancia.
- c.- Transición de terrenos húmedo o seco.
- d.- Terrenos secos de tipo desértico.
- e.- Conduits anegados o húmedos.

TÁBLA 3.2 Pantalla de cintas vs pantalla de alambres

Tipo de pantalla	Ventajas	Desventajas
1. A base de cintas	<ul style="list-style-type: none"> — Proporciona una pantalla electrostática adecuada. — Reduce el ingreso de humedad en el aislamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> — Propiedades eléctricas inconsistentes, debido a que en el manejo se afecta el tras-lape. — Requiere de radios de curva-tura mayores que para ca-bles con pantalla de alam-bres. — Construcción vulnerable du-rante la instalación. — En empalmes y terminales se requiere de mayor tiem-po y habilidad para ejecu-tar adecuadamente los cortes.
2. A base de alambres	<ul style="list-style-type: none"> — Proporciona una pantalla electrostática adecuada. — Las características eléctricas de la pantalla son consistentes y controlables. — Fácilmente se incrementa la capacidad modificando el número de alambres. — No requiere de gran des-treza para realizar cortes en empalmes y terminales. — Son menos vulnerables du-rante la instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> — Permite el paso de la hu-medad libremente. — Requiere precauciones para evitar desplazamiento de los alambres durante la insta-lación.

5.- RELLENOS.- Usado para hacer una envoltura redonda de los conductores aislados individualmente, cuando ellos son ensamblados dentro de un cable multiconductor.

Sin relleno, los esfuerzos mecánicos de todo el cable durante su instalación, estarían concentrados en el conductor próximo al punto de esfuerzo.

6.- CUBIERTA.- La función primordial de las cubiertas en sus diferentes combinaciones es la de proteger al cable de los agentes externos del medio ambiente que lo rodea, tanto en la operación, como la instalación.

La selección del material de la cubierta de un cable dependerá de su aplicación y de la naturaleza de los agentes externos contra los cuales se desea proteger el cable.

Las cubiertas pueden ser principalmente de los siguientes materiales:

- Metálicas.
- Termoplásticas.
- Elastoméricas.
- Textiles.

- Cubiertas Metálicas.- El material normalmente usado en este tipo de cubiertas es el plomo y sus aleaciones. Otro metal que también se emplea, aunque en menor escala, es el aluminio.

- Cubiertas Termoplásticas.- Las más usuales son fabricadas con PVC (cloruro de polivinilo) y polietileno de alta y baja densidad.
- Cubiertas Elastoméricas.- Básicamente se utiliza el neopreno (poli-cloropreno) y el Hypalon (polietileno clorosulfanado).
- Cubiertas Textiles.- En este tipo de cubiertas se emplea una combinación de yute impregnado en asfalto y recubierto con un baño final de cal y talco, con el fin de evitar que se adhieran las capas adyacentes. Para definir los límites de aplicación de los materiales o sus combinaciones, es necesario conocer las exigencias a que puedan quedar expuestos los cables de energía por el medio ambiente de la instalación, exigencias que se pueden dividir de la siguiente manera:
 - 1.- Térmicas.- La temperatura de operación en la cubierta es de vital importancia, al igual que en el de los aislamientos. - Sobrepasar los límites establecidos conduce a una degradación prematura de las cubiertas.
 - 2.- Químicas.- Los componentes de los cables son compuestos o mezclas químicas, y, como tales, su resistencia ante ciertos elementos del medio donde se instalen son previsibles y muy importantes de considerar para la selección del material de la cubierta.
 - 3.- Mecánicas.- Los daños mecánicos a que pueden estar sujetos los ca

bles de energía se deben, para cables en instalaciones fijas, a los derivados del manejo en el transporte e instalación como son: radios de curvatura pequeños tensión excesiva, compresión, cortes, abrasión, etc., - los cuales reducen la vida del cable completo.

Las propiedades de las cubiertas en cuanto a los requisitos antes mencionados se muestran en la siguiente tabla 3.3.

TABLA 3.3 Propiedades de las cubiertas

Características	PVC	Poliéster de baja densidad	Poliéster de alta densidad	Neopreno	Poliéster clorosulfonado HYPALON	Plomo
Resistencia a la humedad	B	E	E	R	MB	E
Resistencia a la abrasión	B	B	E	MB	MB	M
Resistencia a golpes	B	B	R	MB	E	M
Flexibilidad	B	B	R	E	E	R
Doblar en frío	P	E	MB	B	R	—
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	R	—
Resistencia a la intemperie	MB	E ⁺	E ⁺	R	L ⁺	MB
Resistencia a la flama	MB	M	M	B	B	B
Resistencia al calor	B	M	R	MB	E	MB
Resistencia a la radiación nuclear	R	B	B	B	MB	E
Resistencia a la oxidación	E	R	R	MB	E	B
Resistencia al ozono	E	E	E	B	E	E
Resistencia al efecto corona	E	B	B	R	B	E
Resistencia al corte por compresión	B	B	B	MB	B	M
Resistencia a ácidos:						
— Sulfúrico al 30%	E	E	E	R	R	E
— Sulfúrico al 3%	E	E	E	R	R	E
— Nítrico al 10%	R	E	E	R	R	M
— Clorhídrico al 10%	B	E	E	R	R	R
— Fosfórico al 10%	E	E	E	R	R	B
Resistencia a alcalis y sales:						
— Hidróxido de sodio al 10%	E	E	E	M	R	B
— Carbonato de sodio al 2%	B	E	E	R	R	B
— Cloruro de sodio al 10%	E	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes químicos orgánicos:						
— Acetona	M	B	B	B	B	E
— Tetracloruro de carbono	B	B	B	M	V	E
— Aceites	E	B	B	B	B	E
— Gasolina	B	B	B	B	B	E
— Creosota	R	B	B	M	M	—
Límites de temperatura de operación (°C)	MIN. -55 MAX. +75	-60 +75	-60 +75	-60 +90	-30 +105	
Densidad relativa	1.4	0.9	1.0	1.3	1.2	11.3
Principales aplicaciones:	Uso general, cables para inferiores y perre. Cubiertas exteriores.	Cables a la intemperie. Cubiertas sobre plomo.	Idem. pero cuando se requiere mayor resistencia a la abrasión.	Cables flexibles. Cables para minas.	Cables flexibles de alta calidad.	Cables con aislamiento de papel impregnado. Cables para refineries de petróleo y plantas petroquímicas.

E = Excelente

MB = Muy buena

B = Buena

R = Regular

M = Mala

+ Solo en color negro, conteniendo negro de humo.

CLASIFICACION DE LOS CABLES

Debido a la gran variedad en tipos de cables, existe la dificultad en hacer una sola clasificación, ya que no solo se clasifican los cables de acuerdo al tipo de aislamiento, al tipo de su formación final, es decir, unipolar o tripolar, tipo de material empleado (Al ó - Cu), al tipo de tensión en cables de energía, sino también de acuerdo a su aplicación y a su forma ó sección transversal, etc.

- Clasificación

La clasificación de cables atendiendo la forma de su sección transversal, es la siguiente:

- 1.- Concéntrico circular
- 2.- Circular compacto
- 3.- Conductor Sectoral
- 4.- Sectoral compacto
- 5.- Anular
- 6.- Segmental.

La fig. 3.7 nos muestra la forma física que guarda cada uno de estos.

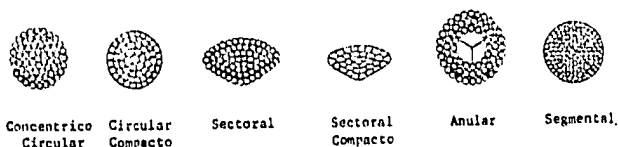


Fig. 3.7

- 1.- Conductor concentrico circular.

Un conductor redondo es un alambre o cable cuya sección transver

sal es substancialmente circular. Se utiliza tanto en cables monoconductores como en cables multiconductores con cualquier tipo de aislamiento. Los conductores de calibres pequeños (8 AWG y menores) suelen ser alambres sólidos, mientras que los calibres mayores generalmente son cables.

Cuando los alambres son de mayor diámetro, el torcido de los mismos se efectúa generalmente en capas concéntricas alrededor de un núcleo central de uno o más alambres. El cable resultante recibe el nombre de "cable concéntrico".

Este cable es el más usado, empleándose para las clases AA, A, - B, C y D. Tiene las siguientes ventajas:

- a.- La distribución del campo eléctrico es más controlable, ya que su superficie se asemeja más a un cilindro, por lo que el relleno entre la pantalla y el conductor será escaso.
- b.- Fácil de fabricar, barato y con gran flexibilidad. Dentro de las desventajas de este tipo de construcción se puede mencionar las siguientes:
 - a.- El área en cables trifásicos se eleva considerablemente.
 - b.- El costo del cable aumenta.
 - c.- Penetración de humedad.
- 2.- Conductor circular compacto.

Con frecuencia es conveniente reducir el diámetro de un cable concéntrico (sobre todo en calibres grandes) para disminuir sus dimensiones y obtener una superficie cilíndrica uniforme lo cual represen-

ta ventajas eléctricas. Esto puede lograrse comprimiendo el cable a través de un dado. El resultado es el "Cable Redondo Compacto". Presenta las siguientes ventajas:

- a.- Menor diámetro, menor área, ocupa menos espacio.
- b.- En ductos no requiere de armadura.
- c.- El campo eléctrico es más fácil de controlar que en un normal, ya que en un normal no se cuenta con una superficie más regular.
- d.- No permite el ingreso de humedad.

Desventajas:

- a.- Aumento en el costo, debido a su proceso adicional de compresión, este aumento sin embargo puede compensarse con la disminución de aislamiento y la reducción de las pantallas.
- b.- A causa de la compresión la flexibilidad es reducida.

3.- Conductor sectoral.

Llamado así, pues la forma que adquieren el conjunto de alambres es semejante a un sector de círculo, este conductor únicamente se emplea en cables trifásicos formando en conjunto un círculo, una vez formado el círculo el proceso de aislarlo es sencillo. Guarda las siguientes ventajas:

- a.- Ahorro de espacio notorio cuando se compara con un conductor trifásico formado por conductores circulares.

Desventajas:

- a.- El campo eléctrico se distribuye sin uniformidad a través de su aislamiento, esto es, se producen concentraciones en las aristas creando un mayor esfuerzo en esa sección.
- b.- La flexibilidad en este conductor es baja.

4.- Conductor sectoral compacto.

Se obtienen comprimiendo un conductor concéntrico circular, de manera que la sección se deforme tomando la forma de un sector de círculo. Aislando cada conductor puede obtenerse un cable polifásico de menor diámetro exterior que el construido con conductores concéntricos circulares, tiene las siguientes ventajas:

- a.- Ahorro de espacio.
- b.- Ahorro de aislamiento.

Desventajas:

- a.- Baja flexibilidad.
- b.- El campo eléctrico no es uniforme en el aislamiento.

5.- Conductor anular.

Consisten en alambres trenzados helicoidalmente, en capas concéntricas, sobre un núcleo que puede ser una hélice metálica, en cuyo caso queda un conducto interior o sobre un núcleo formado por un cable de yute o de otra fibra. Esta construcción disminuye el efecto superficial, y por tanto la resistencia efectiva, además tiene otras ventajas como son:

- a.- Ahorro en material.

- b.- Evita el efecto Kelvin.
- c.- Aumenta la superficie exterior y con esto reduce las concentraciones del campo eléctrico, ya que la superficie exterior del conductor tiende a ser más lisa y se reducen las fallas en el aislamiento.
- d.- Mayor capacidad de corriente.
- e.- Mejor disipación de calor.

Desventajas:

- a.- Costo elevado.
- b.- Construcción complicada.

Cabe mencionar que en estos conductores es posible introducir gas a presión o aceite en el interior del tubo evitando con esto la forma ción de burbujas ionizables entre aislamiento y conductor.

6.- Conductor segmental.

Estos se usan en cables monofásicos para intensidades de corriente muy elevadas. Cada conductor está formado de tres ó cuatro conductores sectoriales, separados eléctricamente por una pequeña capa de aislamiento. Debido a la forma de construcción de los conductores sec toriales a partir de conductores concéntricos circulares, los alambres de las capas exteriores de cada sector van variando de posición en el conductor segmental total, ocupando unas veces una posición central y después una posición periférica. En esta forma se reduce el efecto superficial y la resistencia del cable. Se utiliza en calibres superiores al 1500 kCM.

SELECCION DE CABLES.

Son cuatro los principales factores que deben ser considerados - en la selección de los cables:

Materiales

Flexibilidad

Forma

Dimensiones

Materiales.

Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características - eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximada - mente el 60% de la del cobre y su resistencia a la tensión mecánica - el 40%), las características de bajo peso del aluminio han dado lugar a un amplio uso de ambos metales en la fabricación de cables aislados y desnudos. En las tablas 3.4 y 3.5 se comparan en forma general las propiedades principales de los metales usados en la manufactura de ca - bles. Se han incluido en esta tabla metales que no se utilizan direc - tamente como conductores, el plomo, usado para asegurar la impermeabi - lidad del cable y el acero, que se emplea como armadura para protec - ción y como elemento de soporte de la tensión mecánica en instalacio - nes verticales.

El cobre usado en conductores eléctricos se distinguen tres tem - ples o grados de suavidad del metal: suave o recocido, semiduro y du - ro; con propiedades algo diferentes, siendo el cobre suave el de ma - yor conductividad eléctrica y el cobre duro el de mayor resistencia a

la tensión mecánica.

El cobre suave tiene las aplicaciones más generales ya que su uso se extiende a cualquier conductor, aislado o no, en el cual sea de primordial importancia la alta conductividad eléctrica.

La principal ventaja del aluminio sobre el cobre es su peso menor (densidad 2.70 g/cm^3 contra 8.89 g/cm^3 del cobre)

TABLA 3.4 Propiedades comparativas de materiales empleados en la fabricación de cables eléctricos

Metal	Densidad	Temperatura de fusión	Coefficiente lineal de dilatación	Resistividad eléctrica a 20 °C	Coefficiente térmico de resistividad eléctrica	Conductividad eléctrica
	g/cm^3	$^{\circ}\text{C}$	$\times 10^{-4} \text{ } ^{\circ}\text{C}$	$\text{ohm}\cdot\text{mm}^2/\text{km}$	$1. \text{ } ^{\circ}\text{C}$	% IACS*
Acero	7.90	1400	13	575-115	0.0016-0.0032	3-15
Aluminio	2.70	660	24	28.264	0.00403	61.0
Cobre duro	8.89	1083	17	17.522	0.00383	95.2
Cobre suave	8.89	1083	17	17.241	0.00393	100.0
Plomo	11.38	327	29	221.038	0.00410	7.8
Zinc	7.14	420	29	61.138	0.00400	28.2

* IACS = International Annealed Copper Standard.

TABLA 3.5 Comparación de características entre cobre y aluminio

Características	Cobre	Aluminio
Para igual volumen: relación de pesos	1.0	0.3
Para igual conductancia: relación de áreas	1.0	1.64
relación de diámetros	1.0	1.27
relación de pesos	1.0	0.49
Para igual ampacidad: relación de áreas	1.0	1.39
relación de diámetros	1.0	1.18
relación de pesos	1.0	0.42
Para igual diámetro: relación de resistencias	1.0	1.61
capacidad de corriente	1.0	0.78

Flexibilidad.

La flexibilidad de un conductor se logra de dos maneras, reco --
ciendo el material para suavizarlo o aumentando el número de alambres
que lo forman.

A la operación de reunir varios conductores se le denomina cablea
do y da lugar a diferentes flexibilidades, de acuerdo con el número -
de alambres que lo forman, el paso o longitud del torcido de agrupa -
ción y el tipo de cuerda.

El grado de flexibilidad de un conductor, como función del núme--
ro de alambres del mismo, se designa mediante letras que representa -
la clase de cableado.

En la tabla 3.6 se dan recomendaciones de carácter general, toma
das de las normas ASTM.

TABLA 3.6 Clases de cableado

Clase	Aplicación	Clase	Aplicación
AA	Cable desnudo, generalmente para líneas aéreas.	I	Cables para aparatos especiales.
A	Cable aislado, tipo intemperie, o cables desnudos que requieran mayor flexibilidad que la de la clase AA	J	Cordones para artefactos eléctricos.
B*	Cable aislado con materiales diversos tales como papel, hule, plástico, etc., o cables del tipo anterior que requerrán mayor flexibilidad.	K	Cables portátiles y para soldadoras.
C y D	Cables aislados que requieran mayor flexibilidad que la clase B.	L	Cordones portátiles y para artefactos pequeños que requieran mayor flexibilidad que los de las clases anteriores.
G	Cables portátiles con aislamiento de hule, para alimentación de aparatos o similares.	M	Cables para soldadoras (portaelectrodos), para calentadores y para lámparas.
H	Cables y cordones con aislamiento de hule que requieran mucha flexibilidad. Por ejemplo, cables que tengan que enrollarse y desenrollarse continuamente y tengan que pasar sobre poleas.	O	Cordones pequeños para calentadores que requieran mayor flexibilidad que los anteriores.
		P	Cordones más flexibles que en las clases anteriores.
		Q	Cordón para ventiladores oscilantes, flexibilidad máxima.

Forma.

Las formas de conductores de uso más general en cables aislados de media tensión son:

- 1.- Redonda
- 2.- Sectoral

Un conductor redondo es un alambre o cable cuya sección transversal es sustancialmente circular. Se utiliza tanto en cables monoconductores como en cables multiconductores con cualquier tipo de aislamiento.

Un conductor sectoral es un conductor formado por un cable cuya sección transversal es sustancialmente un sector círculo. Se utilizan principalmente en cables de energía trifásicos, en calibres superiores a 1/0 AWG. En estos cables, los conductores sectorales implican una reducción en la cantidad de rellenos y el diámetro sobre la reunión de las tres almas, permitiendo reducciones sustanciales en el plomo y revestimientos de protección.

En la clasificación de los cables se mencionaron ventajas y desventajas de los conductores sectorales y de los equivalentes conductores redondos, de tal forma que la selección del tipo de sección transversal del conductor satisfaga las necesidades de operación.

Dimensiones

Calibres:

Escala AWG.

Desde hace años las dimensiones de los alambres se han expresado comercialmente por números de calibres. Esta práctica ha traído consi

go ciertas confuciones, debido al gran número de escalas de calibres que se han utilizado.

La escala AWG ("American Wire Gage"), así como algunas otras escalas usadas, tiene la propiedad de que sus dimensiones representan - aproximadamente los pasos sucesivos del proceso de estirado del alambre y, además, sus números son regresivos, un número mayor representa un alambre de menor diámetro, correspondiendo a los pasos de estirado.

La escala se formó fijando dos diámetros y estableciendo una ley de progresión geométrica para diámetros intermedios. Los diámetros base seleccionados son 0.4600 pulgadas (calibre 4/0) y 0.0050 pulgadas (calibre 36), y hay 38 dimensiones entre estos dos. Por lo tanto, la razón entre un diámetro cualquiera y el diámetro siguiente en la escala está dada por la expresión

$$39 \sqrt{\frac{0.4600}{0.0050}} = 39 \sqrt{92} = 1.1229$$

Esta progresión geométrica puede expresarse como sigue:

La razón entre dos diámetros consecutivos en la escala es constante e igual a 1.1229.

Para secciones superiores a 4/0 se define el cable directamente por su diámetro o área. Las unidades adoptadas con este fin son: Mil, para diámetros, siendo una unidad de longitud igual a una milésima de pulgada; Circular mil, para áreas, unidad que representa el área del círculo de un mil de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.7854 - mils cuadrados. Para secciones mayores se emplea la unidad designada por las siglas KCM o MCM, que equivale a mil circular mils.

Escala milimétrica IEC.

La escala IEC "International Electrothecnical Commission es la más usada en la actualidad, en la mayor parte de Latinoamérica. Consiste en proporciona la medida directa de las áreas transversales de los calibres, en milímetros cuadrados.

En la tabla 3.7 se muestran los valores correspondientes de la escala AWG, su equivalente en mm^2 y el calibre en la escala milimétrica IEC.

Reglas prácticas para la escala AWG.

- 1.- El incremento de tres números en el calibre duplica el área y el peso, por lo tanto, reduce a la mitad la resistencia a la corriente directa.
- 2.- Un incremento en seis números de calibre duplica el diámetro.
- 3.- El incremento en diez números de calibre multiplica área y peso por 10 y divide entre 10 la resistencia.

TABLA 3.7: Construcciones preferentes de cable de cobre con cableado redondo compacto

Designación	AWG o MCM	Área de la sección transversal, mm^2	Número de alambres	Diámetro exterior nominal, mm	Peso nominal kg/km
—	8	8.37	7	3.40	75.9
—	6	13.30	7	4.29	120.7
—	4	21.15	7	5.41	191.9
—	2	33.6	7	6.81	305
—	1	42.4	19	7.59	385
50	—	48.3	19	8.33	438
—	1/0	53.5	19	8.53	485
—	2/0	67.4	19	9.55	612
70	—	69.0	19	9.78	626
—	3/0	85.0	19	10.74	771
—	4/0	107.2	19	12.06	972
—	250	126.7	37	13.21	1149
150	—	147.1	37	14.42	1334
—	300	152.0	37	14.48	1379
—	350	177.3	37	15.65	1609
—	400	203	37	16.74	1839
240	—	239	37	18.26	2200
—	500	253	37	18.69	2300
—	600	304	61	20.6	2760
—	750	380	61	23.1	3450
—	800	405	61	23.8	3680
—	1000	507	61	26.9	4590

PERDIDAS DE ENERGIA.

Parte de las pérdidas que tienen lugar en los sistemas eléctricos se deben a la conversión de energía eléctrica calorífica que se efectúa en los cables aislados.

En esta parte se consideran las pérdidas que se producen en

- conductor
- aislamiento y
- pantallas o cubiertas metálicas

Pérdidas en el conductor.

Las pérdidas por el calor generado en el conductor se describen por medio del efecto Joule y son función del cuadrado de la corriente que circula por él y de la resistencia efectiva que éste ofrece al paso de la corriente. Esta resistencia efectiva deberá ser calculada a la temperatura de operación del conductor y tomar en cuenta los efectos piel y de proximidad, según las condiciones de instalación y operación.

En términos de potencia tenemos:

$$w_c = I^2 \times R_{ca} \times 10^{-3} \quad \text{kW/km} \quad (1)$$

Donde I se da en amperes y R_{ca} en ohms por km. Considerando un cierto período de tiempo se tiene

$$W_c = w_c \times L \times N \times H \times F_p \quad \text{kW-h/año} \quad (2)$$

donde: w_c = pérdidas evaluadas en la ecuación (1)

L = longitud del circuito en km

N = número de cables del sistema

H = horas efectivas de operación del sistema

(tabla 3.8)

Fp = factor de pérdidas = $0.3(Fc) + 0.7(Fc)^2$

Fc = factor de carga por unidad

TABLA 3.8. Horas efectivas en que se presentan las pérdidas de acuerdo con la operación	
Tipo de operación	Horas efectivas
a) Equipo de trabajo ocasional	0 — 500
b) Carga irregular durante un turno	500 — 1500
c) Carga irregular en varios turnos	1500 — 3500
d) Carga uniforme en varios turnos	3500 — 7000
e) Carga plena ocasionalmente desconectada	7000 — 8000
f) Carga plena conectada permanentemente	8760

Pérdidas en el dieléctrico.

Las pérdidas en el aislamiento de un cable de energía dependerán fundamentalmente de las características del material, como la permitividad del dieléctrico y el factor de potencia, las cuales se cuantifican mediante expresiones matemáticas como:

$$w_d = 2\pi f C E_o^2 \tan \delta \times 10^{-3} \quad \text{kW/km} \quad (3)$$

$$C = \frac{0.0241 \text{ SIC} \times 10^{-6}}{\log \frac{d_a}{d_c}} \quad \text{F/km} \quad (4)$$

donde:

f = frecuencia en Hz

Eo = tensión al neutro en volts

tan δ = factor de pérdidas del aislamiento a la frecuencia y temperatura de operación por unidad.

SIC = constante inductiva específica del aislamiento.

d_a = diámetro sobre el aislamiento

d_c = diámetro bajo el aislamiento.

en unidades de energía las pérdidas se expresan como:

$$W_d = w_d \times L \times N \times H \quad \text{kW-h/año} \quad (5)$$

donde w_d = pérdidas calculadas en (3)

L = longitud en km

N = número de cables del sistema

H = número de horas de operación efectiva en un año

Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas.

De manera similar al conductor, las pérdidas en la pantalla se -

TABLA 3. Valores de la constante inductiva específica (SIC) y $\tan \delta$ para aislamientos empleados usualmente		
Aislamiento	$\tan \delta$ (%)	SIC
EP	1.5	2.6
XLP	0.1	2.1
PVC	9.0	7
Papel impregnado	1.1	3.9

debe al efecto Joule, es decir, son consecuencia del paso de corriente inductiva I_p por un elemento metálico que ofrece una resistencia R_p , lo cual se expresa

$$w_p = I_p^2 \times R_p \times 10^{-3} \quad \text{kW/km} \quad (6)$$

donde: w_p = pérdidas en la pantalla de un cable del sistema

I_p = corriente que circula en la pantalla en amperes

R_p = resistencia de la pantalla en ohms/km

En función de la corriente en el conductor, la corriente I_p que circula por las pantallas, para cables monopolares en sistema monofásico o trifásico con los cables dispuestos en configuración equilátera equidistante, se calcula con la siguiente expresión:

$$I_p^2 = \frac{I^2 X_m^2}{X_m^2 + R_p^2} \quad (\text{amp})^2 \quad (7)$$

donde: I = corriente del conductor en amperes

X_m = reactancia mutua entre conductor y pantalla

R_p = resistencia eléctrica de la pantalla a la temperatura de operación.

Para otras disposiciones, la magnitud de I_p se deberá calcular para cada cable del sistema (véase tabla 3.10) y las pérdidas del sistema quedarán dadas por:

$$w_p = \left(\sum_{i=1}^n I_{p_i}^2 \right) \times R_p \times 10^{-3} \quad \text{kW/km} \quad (8)$$

donde: n = número de cables para los que se calculan las pérdidas.

$I_{p_i}^2$ = corriente que circula por la pantalla de cada cable de acuerdo con la tabla 3.11

En término de unidades de energía, las pérdidas en las pantallas estan dadas para los cables del sistema por:

$$W_p = w_p \times L \times H \times F_p \quad \text{kW-h/año} \quad (9)$$

donde: w_p = pérdidas calculadas en la ecuación (8)

L = longitud en km

H y F_p definidas de la misma manera que para las pérdidas en el conductor.

El problema se reduce a evaluar la magnitud de las corrientes inducidas; problema que, por otra parte, se complica por los efectos de inducción de los demás cables del sistema.

La complejidad de los efectos inductivos se puede simplificar mediante desarrollos matemáticos que nos permiten suponer una resisten

TABLA 3.10 Formularios para cálculo de corrientes que circulan por las pantallas

CONFIGURACION	I Monofásica	II Equilátera	III Rectangular	IV Plana	V Doble circuito	VI Doble circuito
Pantallas abiertas						
1. $\frac{E_{p1}}{l} =$	X_m	X_m	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_m - \frac{a}{2})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_m - a)^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_m - \frac{b}{2})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_m - \frac{b}{2})^2}$
2. $\frac{E_{p2}}{l} =$	X_m	X_m	X_m	X_m	$(X_m + \frac{a}{2})$	$(X_m + \frac{a}{2})$
3. $\frac{E_{p3}}{l} =$		X_m	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_m - \frac{a}{2})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_m - a)^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_m - \frac{b}{2})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_m - \frac{b}{2})^2}$
Pantallas sólidamente aterrizadas						
$\frac{I_{p1}^2}{I^2} = \frac{w_{p1}^2 \times 10^3}{I^2 R_p} = \frac{R_{O1}}{R_p}$	$\frac{X_m^2}{R_p^2 + X_m^2}$	$\frac{X_m^2}{R_p^2 + X_m^2}$	$\frac{(P^2 + 3Q^2) + 2\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(P^2 + 1)(Q^2 + 1)}$			
$\frac{I_{p2}^2}{I^2} = \frac{w_{p2}^2 \times 10^3}{I^2 R_p} = \frac{R_{O2}}{R_p}$	$\frac{X_m^2}{R_p^2 + X_m^2}$	$\frac{X_m}{R_p^2 + X_m^2}$	$\frac{1}{(Q^2 + 1)}$			
$\frac{I_{p3}^2}{I^2} = \frac{w_{p3}^2 \times 10^3}{I^2 R_p} = \frac{R_{O3}}{R_p}$	$\frac{X_m^2}{R_p^2 + X_m^2}$	$\frac{X_m}{R_p^2 + X_m^2}$	$\frac{(P^2 + 3Q^2) + 2\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(P^2 + 1)(Q^2 + 1)}$			
$\frac{w_{pT} \times 10^3}{3I^2 R_p} = \frac{R_{Oprom}}{R_p}$		$\frac{X_m}{R_p^2 + X_m^2}$	$\frac{P^2 + Q^2 + 2}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)}$			
Donde: $P = \frac{R_p}{Y} \quad Q = \frac{R_p}{Z}$	$Y = X_m$ $Z = X_m$	X_m X_m	$(X_m + \frac{a}{2})$ $(X_m + \frac{a}{6})$	$(X_m + a)$ $(X_m + \frac{a}{3})$	$(X_m + a + \frac{b}{2})$ $(X_m + a - \frac{b}{6})$	$(X_m + a + \frac{b}{2})$ $(X_m + \frac{a - b}{6})$
$X_m = 2\pi f (2 \times 10^{-4}) \ln \frac{S}{r_0}$; $a = 2\pi f (2 \times 10^{-4}) \ln 2$; $b = 2\pi f (2 \times 10^{-4}) \ln 5$ En ohms/km $X_m = 0.0754 \ln \frac{S}{r_0}$; $a = 0.0523$; $b = 0.1214$						

cia efectiva R_e de la pantalla tal que, al ser multiplicada por el cuadrado de la corriente en el conductor, se obtengan directamente las pérdidas en la pantalla.

Para el caso de dos cables monopolares en circuito monofásico, o tres de circuito trifásico en distribución triangular equilátera, separados una distancia S , la resistencia efectiva R_e esta dada por:

$$R_e = \frac{X_m^2 R_p}{X_m^2 + R_p^2} \quad \text{ohms/km} \quad (10)$$

Siendo X_m y R_p la reactancia inductiva mutua y la resistencia de la pantalla, respectivamente

$$X_m = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{r_o}) = 0.0754 \ln \frac{S}{r_o} \quad \text{ohms/km} \quad (11)$$

donde: f = frecuencia en Hz

S = distancia entre centros de los cables en cm

r_o = radio medio de la pantalla en cm

En el caso de cables multiconductores con pantalla común, generalmente las corrientes inducidas son pequeñas, ya que la pantalla circunda a todos los conductores, y los efectos inductivos de la corriente en un conductor son neutralizados casi por completo por los efectos de las corrientes en los demás conductores. Sin embargo, para conductores de secciones mayores y corrientes elevadas, la neutralización no es completa y existen pérdidas apreciables en la pantalla.

Para cables tripolares con conductores redondos, la resistencia efectiva R_e es:

TABLA 3.1 Fórmulas para el cálculo de la resistencia eléctrica de pantallas y cubiertas metálicas

Pantalla de alambres	$R_p = \rho \frac{1.02}{0.7854 \times n \times d^2} \text{ ohm/km}$
Tubular de plomo	$R_p = \frac{\rho}{\pi \times d_m \times t} \text{ ohm/km}$
Pantalla de cintas de cobre traslapadas	$R_p = \frac{5.53 K}{d_m \times t} \text{ ohm/km}$

Material	Resistividad eléctrica a 20°C
	ohm-mm ² /km
Aluminio	28.254
Cobre suave	17.241
Plomo	221.038

donde: ρ = resistividad eléctrica del material del conductor en ohm-mm²/km
 d_m = diámetro medio de la pantalla o forro metálico en mm
 d = diámetro de los alambres de la pantalla en mm
 t = espesor de la pantalla o forro metálico en mm (aproximadamente 0.12 mm para cintas de cobre)
 n = número de alambres
 K = factor para incrementar la resistencia debido al contacto en el traslape ($K = 1$ para cables nuevos; $K = 2$ para cables que han estado en servicio).

$$R_e = \frac{4260 \times S^2 \times 10^{-6}}{R_p + r_o^2} \quad \text{ohms/km} \quad (12)$$

donde S , a su vez, está dada por:

$$S = \frac{1}{\sqrt{3}} (d + 2t) \quad (13)$$

siendo: d = diámetro del conductor en cm

t = espesor del aislamiento en cm

R_p = resistencia de la pantalla en ohms/km

r_o = radio medio de la pantalla en cm

Para conductores sectoriales se puede obtener S , multiplicando - el diámetro d del conductor redondo de la sección equivalente por 0.84

$$S = \frac{1}{\sqrt{3}} (0.84d + 2t) \quad (14)$$

El factor de pérdidas afecta directamente a las pérdidas en el -

conductor w_c y en las pantallas w_p ; no así a las pérdidas en el dieléctrico, ya que éstas son función del cuadrado de la tensión de operación y se presentan en todo el cable energizado, aunque no esté conectado a carga alguna.

Para totalizar las pérdidas, se deberán considerar ciclos diarios de operación; generalmente las pérdidas totales se toman en cuenta según períodos anuales, por lo que la expresión para evaluar las pérdidas es:

$$W_t = ((w_c + w_p) \times F_p + w_d) \times L \times N \times H \text{ kW-h/año}$$

donde: w_c = pérdidas en el conductor en kW/km
 w_p = pérdidas en la pantalla en kW/km
 w_d = pérdidas en el dieléctrico en kW/km
 F_p = factor de pérdidas

L , H y N definidas de la misma forma que para las pérdidas en el conductor.

En términos económicos, bastará con multiplicar el precio del kW-h por el producto obtenido, para saber el costo de las pérdidas en el sistema.

En términos de unidades de energía las pérdidas totales serán:

$$W_t = W_c + W_p + W_d \quad \text{kW-h/año}$$

donde W_t son las pérdidas totales del sistema en kW-h/año.

Las pérdidas identificadas anteriormente, evaluadas en términos económicos y sumados a los costos de mantenimiento, representan los -

costos totales de operación de un sistema.

Para una carga determinada existe una sección o calibre mínimo aceptable. Secciones mayores a este mínimo producirán menos pérdidas y, en consecuencia, menores costos de operación. Por otra parte, el calibre mínimo representa los menores costos iniciales y las secciones mayores darán lugar a un incremento en tales costos. Se debe utilizar esta relación para seleccionar el tamaño del conductor que presente mayores ventajas económicas.

Costos de las pérdidas.

En los cables de potencia, el calor generado es energía perdida y representa el costo en que se incurre por transmitir la energía. Conforme la temperatura se incrementa, este costo aumenta.

Existe una relación inversa entre las pérdidas en el conductor y la sección del mismo. Sin embargo, hay una relación directa entre los costos iniciales y la sección del conductor.

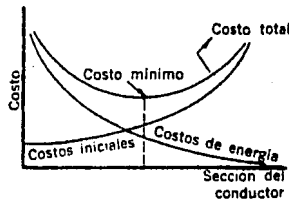


Fig 3.8 Costos iniciales vs costos de las pérdidas.

La curva del costo total, figura 3.8 se expresa como la suma de los costos iniciales más los costos de operación (pérdida de energía). Se presenta el mínimo cuando el cambio en los costos totales, al cambiar el calibre, es cero; o cuando los costos iniciales son iguales

a los costos de operación.

Análisis económico.

Los costos de operación se dan en forma continua en la vida útil del cable, por lo que el análisis económico se debe realizar considerando que los egresos se realizan en tiempos diferentes.

Las técnicas de análisis de "valor presente" nos permiten comparar los egresos que se realizan a través del tiempo respecto a una base común, que es el tiempo presente.

Los costos de las pérdidas en los cables crean "anualidades", - que son una serie de pagos realizados en un período.

Al definir el valor actual de una anualidad de n años como A_n , - podemos escribir:

$$\begin{aligned} A_n &= R\left(\frac{1}{1+i} + \frac{1}{(1+i)^2} + \dots + \frac{1}{(1+i)^n}\right) \\ &= R\left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right) = R\left(\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i}\right) \\ &= R \times A \end{aligned} \tag{1}$$

donde: R = pago total anual

i = interés por cada período

n = número de períodos

A = factor de interés de la anualidad

Finalmente, el cálculo del costo total, combinación del costo inicial más el costo de operación.

$$\text{COSTO TOTAL(CT)} = \text{COSTO INICIAL} + A(\text{Exp}) \text{ pesos} \quad (2)$$

donde: E = pérdidas en el cable en kW-h/año

P = precio estimado de la energía eléctrica \$/kW-h

A = factor de interés de la anualidad

Inflación.

La inflación distorsiona el valor del dinero en el tiempo y tiende a reducir la tasa de interés efectiva.

Mientras más bajo es el valor de la tasa de interés efectiva más alto es el valor presente del costo de las pérdidas.

Vida del cable.

El número de períodos para los que se debe efectuar el análisis económico es función del número de años en que se espera opere en forma satisfactoria el cable, lo cual resulta bastante difícil predecir; sin embargo la Ley del Impuesto Sobre la Renta (art.45), establece que la depreciación anual autorizada para equipos eléctricos utilizados en la distribución de energía eléctrica es del 3%; por lo que, para efectos de cálculos económicos, se puede estimar una vida de 33 años para los cables de energía.

Aproximaciones para la selección económica.

La selección del calibre económico sólo se logra mediante la comparación de los costos iniciales, pérdidas, etc., de distintas secciones; comparación que resulta sencilla si se tiene computadora.

En el cálculo aproximado, se puede definir la sección económica

haciendo las siguientes consideraciones:

- a) La mayor parte de las pérdidas se producen en el conductor.
- b) Las pérdidas en la pantalla y dieléctrico sufren pequeños variaciones al considerar distintos calibres.
- c) Las variaciones de precios para una tensión determinada están ligados a la sección conductora y se pueden aproximar por una recta de pendiente G (fig 3.8b) que cruza el eje de las ordenadas en un punto D que es variable, conforme a los precios del mercado. Definiendose el valor de G de la siguiente manera:

$$G = \frac{D_2 - D_1}{S_2 - S_1} \quad (3)$$

Siendo D_2 y D_1 los precios de los calibres S_2 y S_1 .

Bajo estas consideraciones, la ecuación (2) se puede aproximar - como:

$$CT = (G \times L + G \times S \times L) + \frac{(I^2 \times \rho \times n \times H \times P \times F \times P \times A \times 10^{-3})}{S} \quad (4)$$

Derivando con respecto a S e igualando a cero para encontrar el mínimo de la curva de costo total, cuya sección económica se obtiene - como:

$$S_e = I \sqrt{\frac{\rho \times n \times H \times F \times P \times A \times 10^{-3}}{G}} \quad (5)$$

donde: S_e = sección económica del conductor en mm^2

I = corriente nominal en amperes

ρ = resistividad del material del conductor a la temperatura de operación $\text{ohm} \cdot \text{mm}^2 / \text{km}$

n = número de cables activos del sistema

H = número de horas de operación en un año

Fp = factor de pérdidas

P = precio de la energía \$/kW-h

A = factor de interés

G = pendiente de la recta precios vs área

L = longitud del circuito en km

Observaciones.

Es importante hacer notar que la sección económica es independiente de la longitud del circuito y se obtiene en forma aproximada ya que, por las siguientes razones, se incurre en un error despreciable:

- No se considera el incremento en la resistencia del conductor por el efecto de la corriente alterna.
- No se consideran las pérdidas en pantallas y aislamientos.
- Los precios de los cables se describen gráficamente mediante una curva.
- La sección económica resulta por lo general de mayor área que la requerida por la corriente nominal y se supone que la temperatura del conductor estará por abajo de la máxima de operación.

CLASIFICACION DE TERMINALES Y EMPALMES.

TERMINALES.

Existen dos formas básicas para efectuar el alivio de los esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla electrostática, estos son: método resistivo y método capacitivo; dentro de estos dos métodos

se encuentran contenidos todos los métodos de alivio con diferentes técnicas y materiales. De esta manera se pueden dividir en tres tipos básicos los cuales son: método geométrico (cono de alivio), método de la resistividad variable y método capacitivo (logrados con diversos materiales sin conformar el cono de alivio).

En la figura 3.9 se muestran los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al retirar la pantalla electrostática, sin utilizar ningún método de alivio de esfuerzos.

1. Método geométrico (cono de alivio).

El método del cono de alivio consiste en formar una continuación del blindaje electrostático con el diámetro ampliado; esta configuración puede ser obtenida por medio de la aplicación de cintas, -- elastómero preformado o metálico preformado. La figura 3.10 ilustra la distribución de los esfuerzos eléctricos cuando el control de estos es a base de cono de alivio. La expansión en diámetro dependerá de la clase de aislamiento del sistema que se utilice.

2. Método de la resistividad variable.

El método de la resistividad variable consiste en una combinación de materiales resistivos y capacitivos que amortiguan los esfuerzos al cortar la pantalla, obteniendo la reducción del esfuerzo sobre el aislamiento del cable. Los materiales utilizados para lograr este control de esfuerzos son: cintas, pastas o materiales termotráctiles. La figura 3.11 muestra la distribución de los esfuerzos utilizando este método.

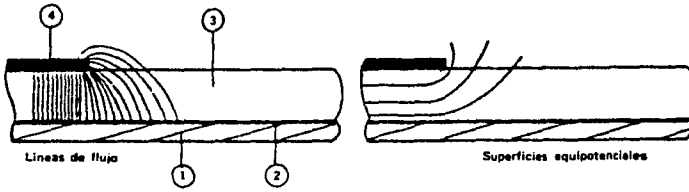


Fig. 3.9 Esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla sin usar ningún método de alivio.

1. Conductor
2. Pantalla sobre conductor
3. Aislamiento
4. Pantalla sobre aislamiento
5. Base del cono de alivio
6. Plano de tierra

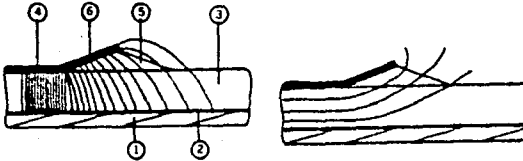


Fig. 3.10 Control de esfuerzos eléctricos por medio del cono de alivio.

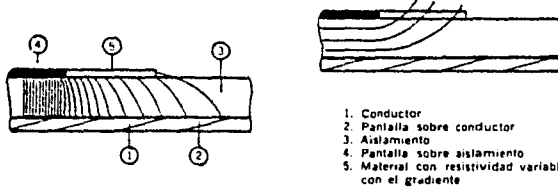


Fig. 3.11 Control de esfuerzos eléctricos por los métodos de resistividad variable y capacitivo.

3. Método capacitivo.

Consiste en el control de esfuerzos por medio de materiales aislantes con una alta constante dieléctrica y que, conservando sus características aislantes, refractan las líneas de campo en la región adyacente al corte de la pantalla del cable. Los materiales con que se obtiene este resultado son: cintas y elastómeros moldeados. La figura 3.11 muestra la distribución de los esfuerzos eléctricos utilizando este medio de control.

La utilización de terminales en los sistemas de distribución subterránea tiene como objetivo primario el reducir o controlar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable, al

interrumpir y retirar la pantalla sobre el aislamiento, y como objetivos secundarios se encuentran el proporcionar al cable una distancia de fuga aislada adicional y hermeticidad. Dependiendo de los elementos funcionales que proporcionen, la clasificación es de la siguiente forma:

- a) Terminal clase 1
- b) Terminal clase 2
- c) Terminal clase 3

a) Terminal clase 1.

Es aquella que proporciona control de los esfuerzos eléctricos - que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla; proporciona distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra, y proporciona un sello de hermeticidad manteniendo la presión, si la hay, del sistema del cable. Las terminales disponibles que cumplen con estas características contienen un aislamiento de porcelana y el dispositivo para el control de esfuerzos puede ser del tipo interconstruido o elastomérico encintado (figura 3.12).

El cono metálico preformado tiene la función de controlar el esfuerzo eléctrico que se presenta sobre el aislamiento del cable en la zona donde se retira el blindaje electrostático. Este cono de alivio puede estar integrado al cuerpo de la terminal, logrando contacto eléctrico y soporte mecánico.

Una de las principales funciones del aislador de porcelana es la de brindar al cable una distancia adicional de fuga aislada y, por el

material conque esta hecho, es utilizable en lugares de ambiente altamente contaminado.

La función primordial que tienen la base y elementos de sello es la de proporcionar al sistema cable-terminal una hermeticidad total, con el objeto de que el fluido aislante contenido dentro de la terminal no fluya hacia el exterior, ni exista la posibilidad de ingreso de humedad al interior de la terminal.

b) Terminal clase 2.

Es aquella que proporciona control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla y proporciona distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra. Los tipos de terminales disponibles son: premoldeada, termocontráctil y encintada.

En la figura 3.13 se muestran los detalles constructivos de una terminal premoldeada para utilización en intemperie.

El cono de alivio premoldeado consta de dos materiales elastoméricos, uno de características aislantes y el otro de características semiconductoras, unidos en el proceso de fabricación por medio de la aplicación de presión y temperatura, con lo que se asegura una adhesión total y se elimina la posibilidad de burbujas de aire ocluidas en el cuerpo aislante y la unión entre dos piezas. La función que desempeña es la de controlar los esfuerzos que se presentan sobre el aislamiento del cable al retirar el blindaje electrostático.

Las campanas premoldeadas constan de dos módulos de material --

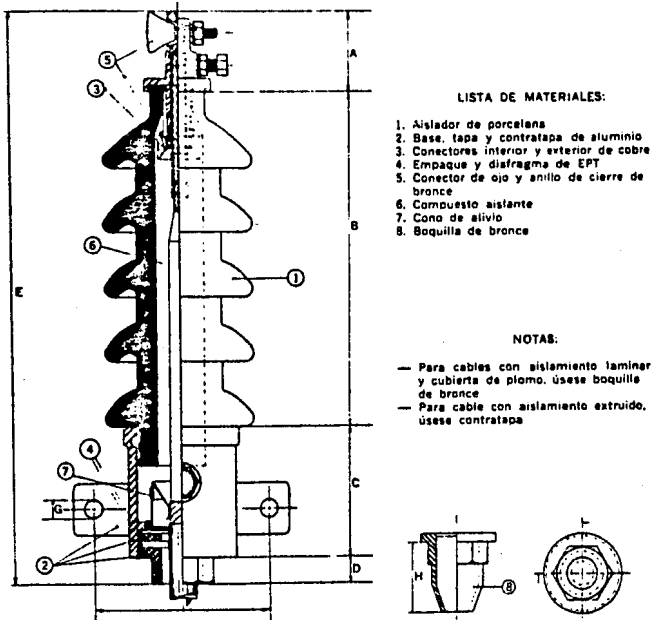


Fig. 3.12 Detalle constructivo de la terminal tipo bayoneta instalada en cable con aislamiento extruido

elastomérico aislante, el cual tiene entre sus propiedades más sobresalientes una alta resistencia a la formación de trayectorias carbonizadas, así mismo una alta resistencia a las diferentes radiaciones solares a las que estará expuesto el material cuando se encuentre operando a la intemperie. La función que tienen estas piezas modulares en la terminal es la de proporcionar una distancia adicional de fuga aislada, cuya magnitud estará basada en la clase de aislamiento del sistema en el que se instale y se logrará colocando un número de campanas para la clase de aislamiento en cuestión. Con el propósito de evitar el ingreso de humedad a la interfase campana-cable, cada uno de los módulos se ensambla y traslapa con el complementario una distancia de magnitud suficiente como para evitar la posibilidad de deterioro del aislamiento del cable por la acción de agentes del medio am

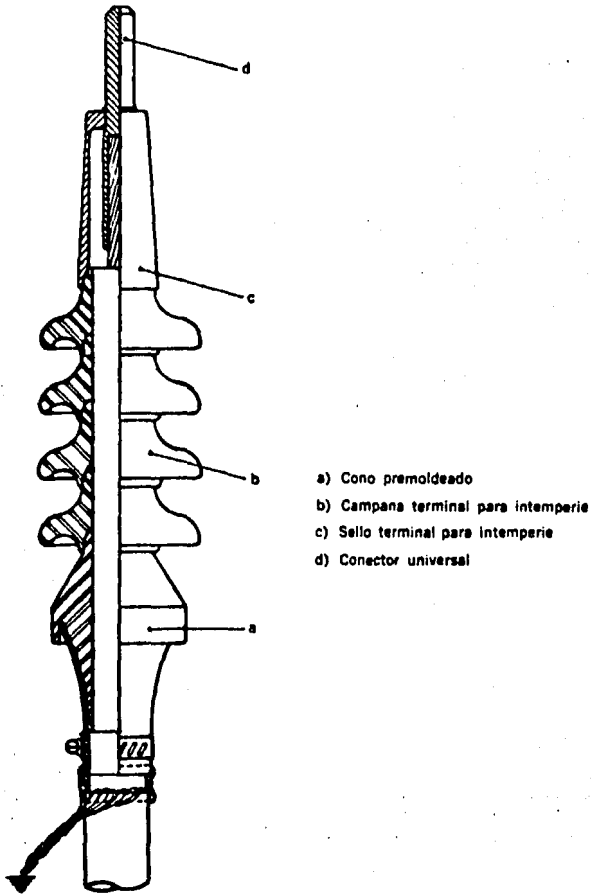


Fig.3.13 Arreglo descriptivo de la terminal modular para intemperie

biente.

El conector universal el cual se instala en el cable conductor y formará parte del enlace entre el cable aislado y la conexión al -- equipo o línea aérea. Al diseño de esta pieza se le ha integrado un -- pequeño reborde que evitará que el capuchón semiconductor se deslice y abandone su lugar.

El sello semiconductor corresponde a una pieza elastomérica pre-

moldeada cuyas funciones son eléctricas y mecánicas. La función eléctrica es la de homogeneizar el campo eléctrico presente en el extremo del conductor-conector y elimina la necesidad de dar la forma de punta de lápiz al aislamiento; la función mecánica corresponde a la de proporcionar un sello contra el ingreso de humedad a la región en donde se retira el aislamiento, impidiendo así que esta humedad pueda causar deterioro al aislamiento del cable y, por lo tanto, a la integridad del sistema de distribución.

c) Terminal clase 3.

Es aquella que proporciona únicamente control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla. Los tipos de estas terminales disponibles son: premoldeadas a base de pastas o barnices, encintadas y termocontráctiles.

La figura 3.14 ilustra el detalle de instalación de una terminal interior premoldeada, en un cable con aislamiento extruido. El elemento funcional de esta terminal es básicamente el cono de alivio, el cual está constituido de materiales elastoméricos premoldeados; uno de estos materiales elastoméricos es aislante y el otro semiconductor, y se unen perfectamente durante el proceso de fabricación, aplicando presión y temperatura. El cono de alivio proporcionará al cable en que se instale únicamente el control de los esfuerzos que se presentan al retirar el blindaje electrostático sobre el aislamiento, y la distancia de fuga necesaria para la terminal se obtiene con el espacio libre de aislamiento entre el conductor y el corte de la pantalla

precisamente por esta razón, este tipo de terminales esta limitada a utilizarse en interiores, es decir, que no este en contacto con las radiaciones solares directas, ni en contacto directo con precipitaciones pluviales.



Fig. 3.14 Detalle constructivo de la terminal para uso en interiores

Terminales para cables trifásicos.

Todos los tipos de terminales antes tratados corresponden a las que se instalan en cables monopolares; es posible utilizarlas en cables tripolares (las fases del cable están contenidas en la misma cubierta exterior) mediante el uso de protecciones diseñadas especialmente para sellar la trifurcación que se presenta al momento de individualizar las tres fases. Una limitación para esta aplicación es que cada una de las fases tenga su blindaje electrostático en forma individual y que sea de sección circular. Las figuras 3.15, 3.16 y 3.17 muestran las aplicaciones de las terminales clase 1, 2 y 3 respectivamente, en cables trifásicos.

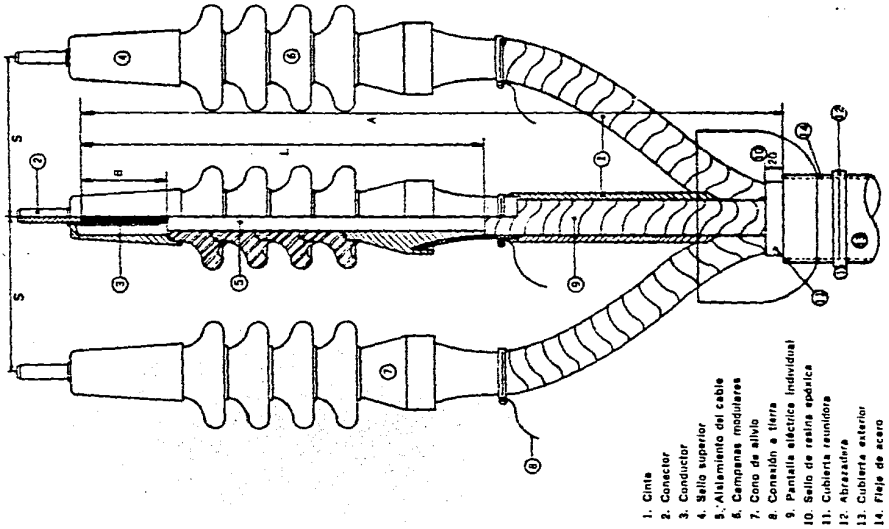


Fig.3.16 Terminal C.2 en cable trifásico.

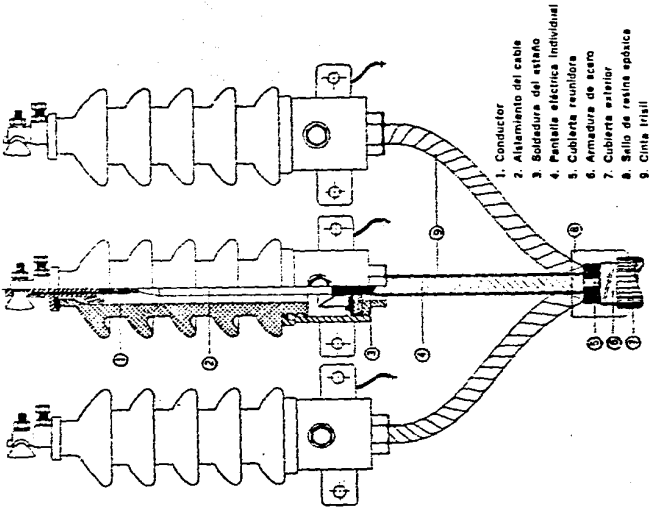


Fig.3.15 terminal en cable trifásico

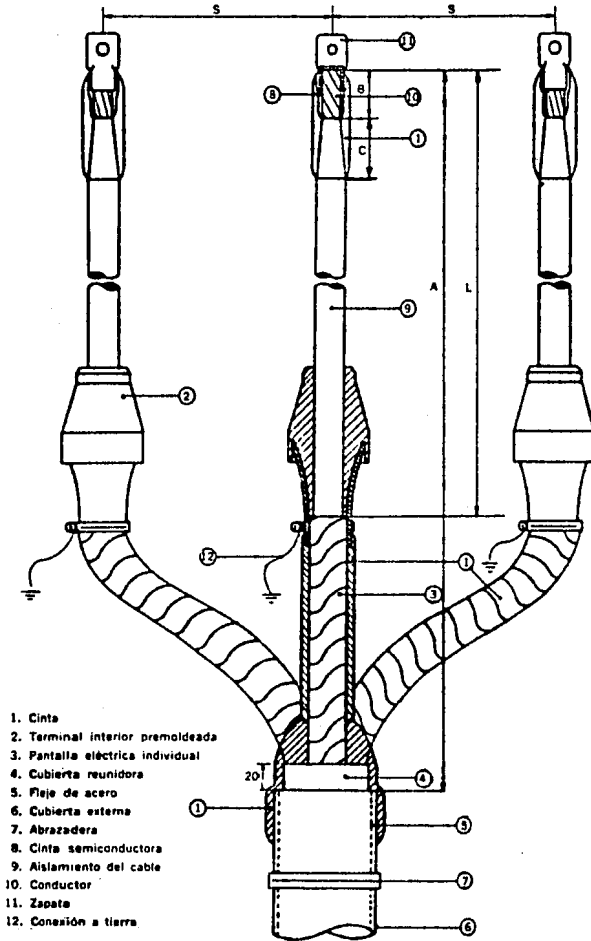


Fig. 3.17 Terminal C.3 en cable trifásico.

EMPALMES.

Los empalmes son la conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de potencia aislado, protegidos mecánicamente dentro de una misma cubierta o carcaza.

La confiabilidad en un empalme depende de la calidad de los materiales empleados, el diseño y la mano de obra de instalación, tomando en cuenta que estos materiales utilizados deben ser compatibles con los elementos constitutivos del cable que se unirá, y que estos materiales deben efectuar satisfactoriamente la función que desempeñan sus homólogos en el cable. El factor que tiene más importancia en el diseño de empalmes es asegurar que los gradientes de esfuerzos mecánicos y eléctricos sean soportables por los materiales utilizados para el empalme.

Los gradientes en la unión están relacionados por el logaritmo de las razones entre los diámetros de los materiales y las constantes dieléctricas de éstos. En la figura 3.18 se muestra la distribución de las líneas equipotenciales en una unión encintada y, en la figura 3.19, en una unión premoldeada.

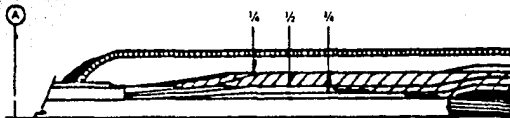


Fig.3.18 Líneas equipotenciales en empalme encintado.

Una vez calculados los gradientes que se presentan en la unión, se comprueba que estén dentro de los límites permitidos; y debe verificarse la bondad del diseño y de los materiales, siguiendo los lineamientos establecidos en algunas normas.

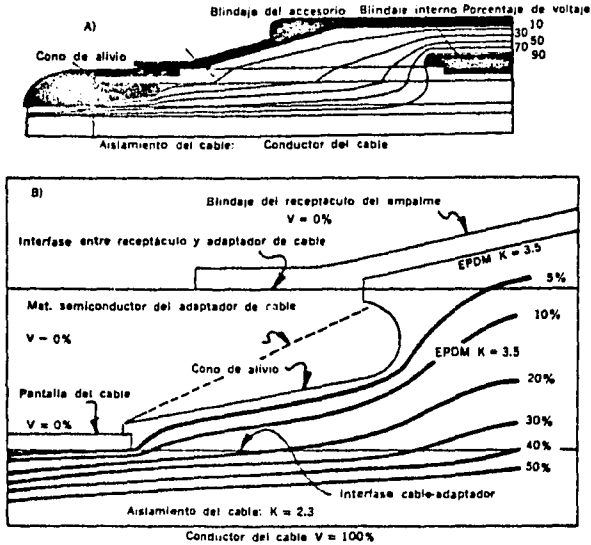


Fig. 3.19 Líneas equipotenciales en una unión premoldeada: A) en la sección del blindaje del conductor y B) en la sección de interferencia con el aislamiento del cable y partes del ensamble de la unión.

Clasificación de los Empalmes.

De acuerdo al material utilizado y la forma en que se aplican para restituir el aislamiento del cable por unir, los empalmes se clasifican:

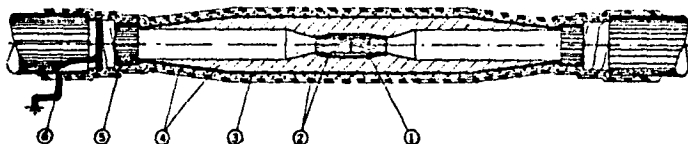
- a.- Encintados
- b.- Moldeados en fábrica
- c.- Moldeados en campo
- d.- Termocontráctiles.

a.- Encintados.-

La restitución de los diferentes componentes del cable, a excepción del conductor, se lleva a cabo aplicando cintas en forma sucesi-

va, hasta obtener todos los elementos del cable, las cintas aislantes aplicadas para obtener un nivel de aislamiento adecuado pueden ser - del tipo autovulcanizante o del tipo no vulcanizable, las cuales tampoco contienen adhesivo.

Existen algunos diseños en los cuales, por sus condiciones de - servicio, se hace necesario proporcionarles encapsulados de sistemas epóxicos o compuestos fluidos, para lograr una mejor operación del - sistema cable-empalme; tal es el caso en uniones para cables con aislamiento de papel impregnado en aceite, o algún cable de construcción similar en el que se hace necesario que el empalme esté provisto de - un compuesto compatible con el aceite de impregnación y que proporcione al cable en el tramo del empalme, la función que desempeña el aceite. En la figura 3.20 se muestran los detalles constructivos de un empalme encintado.



Descripción de componentes

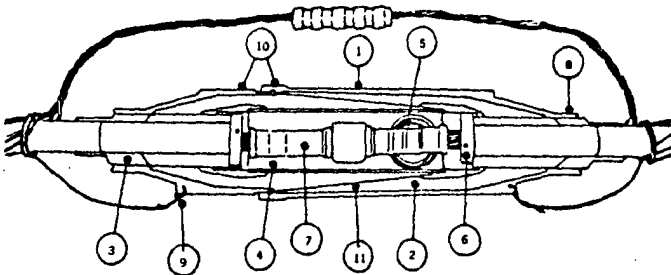
- | | |
|----------------------------|--------------------------------|
| 1. Conector | 4. Cinta aislante |
| 2. Cinta conductora No. 17 | 5. Cinta vinílica con adhesivo |
| 3. Malla de cobre | 6. Trenza plana estañada |

Fig 3.20 Detalles constructivos de empalmes encintados en cable monofásico con aislamiento extruido.

b.- Moldeados en Fábrica.

Los componentes son moldeados por el fabricante utilizando materiales elastoméricos. Los componentes se ensamblan sobre los cables -- por unir, en el lugar de trabajo. Algunos fabricantes elaboran estos -

empalmes en forma integral de tal modo que todos los elementos elásticos que los constituyen se encuentran contenidos en una sola pieza; existen otros que se fabrican utilizando varias piezas elastoméricas para obtener el empalme total. Ya que este tipo de accesorios -- consta en todo caso de componentes moldeados con dimensiones específicos, es necesario que se efectúe la selección utilizando las características reales del cable en que se instalará. En la figura 3.21 se muestran los detalles constructivos de un empalme premoldeado de varias piezas.



- | | |
|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 1. Cubierta exterior semiconductora. | 7. Conector de compresión. |
| 2. Aislamiento elastomérico. | 8. Diámetro exterior estandarizado. |
| 3. Cono de alivio y adaptador. | 9. Ojo para puesta a tierra. |
| 4. Inserto semiconductor. | 10. Interfase entre los dos cuerpos. |
| 5. Resorte energizador. | 11. Interfase cónica. |
| 6. Anillos de fijación. | |

Fig.3.21 Empalme premoldeado.

Los empalmes premoldeados fueron diseñados en un principio para unir cables con aislamiento extruido y, en la actualidad, agregando algunos otros componentes, estos accesorios se están desarrollando para unir cables con aislamiento laminar; en la figura 3.22 se muestran los detalles constructivos de este arreglo de accesorio premoldeado, en cable con aislamiento laminar y extruido.

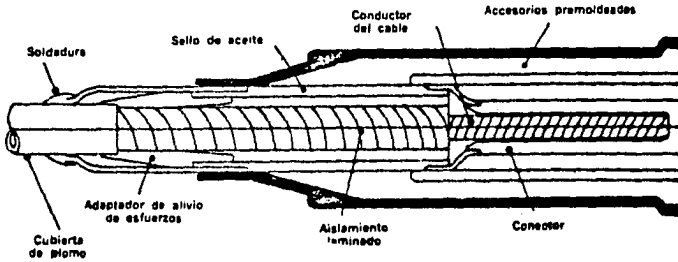


Fig.3.22Empalme premoldeado para cable con aislamiento laminado.

c.- Moldeados en el Campo.

Son aquellos en que los componentes del empalme se aplican en el cable por unir, utilizando materiales sólidos vulcanizables por medio de calor y presión que se suministran a través de equipo especial.

El único diseño que se tiene hasta la fecha consiste en hacer exclusivamente el moldeo o vulcanizado del material aislante del empalme, para lo cual se utiliza una prensa portátil que provee la presión y temperatura adecuadas para efectuar el proceso; los demás componentes del empalme, según la construcción específica que se requiera, se llevo a cabo utilizando una o unas de las siguientes técnicas: encintado, barnizado, aplicación de materiales termocontráctiles o encapsulado con sistemas epóxicos.

Este tipo de empalmes está limitado a su aplicación en cables con aislamiento extruido.

d.- Termocontráctiles.

Son aquellos en que los componentes se aplican en el cable por -

unir, utilizando materiales con características retráctiles por la acción del calor suministrado con un equipo diseñado para tal fin. Este diseño generalmente tiene integrado en una sola pieza el blindaje-semiconductor del conductor-conector, el aislamiento y el blindaje semiconductor del aislamiento. Cuando se requiere hacer la reposición de la cubierta exterior se utiliza un tubo termocontráctil. Tanto la primera pieza como la segunda son aplicadas al cable, suministrando les calor por medio de una herramienta especial.

En la actualidad el uso de empalmes elaborados con ésta técnica se restringe a cables con aislamiento extruido; aun cuando, en algunos países de Europa también se aplica para unir cables con aislamiento laminar.

Selección de Empalmes.

Para restituir cada uno de los elementos del cable es importante hacer una correcta selección del juego de empalme encintado que cumpla con esta necesidad, por lo cual será necesario conocer la configuración de éste. Los datos básicos para la selección de empalmes son:

- a.- Empalme recto o derivación
- b.- Clase de aislamiento del cable
- c.- Cable monofásico o trifásico
- d.- Calibre del conductor
- e.- Material del conductor (cobre o aluminio)
- f.- Construcción del blindaje del cable sobre aislamiento.
- g.- Si requiere protección exterior adicional.

Respecto al inciso f, diversas formas del blindaje del cable --
son:

- 1.- Semiconductor extruido y neutro concéntrico.
- 2.- Semiconductor extruido y cintas de cobre traslapadas
- 3.- Semiconductor extruido, cinta de cobre y forro de plomo
- 4.- Semiconductor a base de cinta y cintas de cobre traslapadas.

Capitulo 4

INSTALACION DE CABLES Y ACCESORIOS

CUIDADOS DE LOS CABLES DE ENERGIA.

Debido a las características de los cables de energía, es muy importante tomar en consideración el tipo de empaque a usar, el cual dependerá del tamaño del cable, del medio de transporte y de la distancia que viajará para llegar a su destino, también el almacenaje debe ser en forma adecuada para evitar que sufran daño los cables.

Los cables de energía normalmente se empacan en carretes de madera, variando las dimensiones de cada carrete en función del tipo de cable, diámetro, longitud y peso.

Cuando los carretes debar trasladarse grandes distancias, deben llevar una protección adicional de madera cubriendo totalmente el cable. En el recorrido y el almacenaje por mucho tiempo, se requiere de un sello en las puntas del cable para protegerlo de la intemperie, colocando un tapón de hule termocontráctil o una pasta de material re -

sistente a la intemperie.

Cuando la entrega de los cables no se coordina con la instalación, es necesario almacenar los carretes en lugares seguros para evitar que sufran daños hasta el momento de su instalación. Los carretes deben estar siempre situados verticalmente, evitándose así que las vueltas del cable se caigan y enreden.

INSTALACION DE CABLES

J.- Cables directamente enterrados.

La determinación del tipo de instalación de los cables de energía es de vital importancia debido a que tiene gran influencia en la capacidad de conducción de corriente, y es por ello que es necesario hacer un estudio importante de las condiciones de cada instalación para así poder tomar la decisión más adecuada.

La instalación de cables directamente enterrados se hace en lugares donde la apertura de la zanja no ocasiona molestias, donde no se tienen construcciones o donde haya la posibilidad de abrir zanjas posteriormente para cambio de cables, reparación o aumento de circuitos, como por ejemplo en fraccionamientos, jardines o campos abiertos donde no existan edificaciones. Este tipo de instalación presenta algunas ventajas tales como:

- a.- El hecho de que están menos expuestos a daños por dobleces excesivos, deformación y tensión presentes durante la instalación.
- b.- La capacidad de conducción es mayor que en instalaciones en ductos, debido a la facilidad para la disipación térmica (menor resistencia térmica).

c.- La instalación de cables directamente enterrados es más rápida y segura, y su costo es más bajo que en otro tipo de instalaciones.

Una de las desventajas que presenta este tipo de instalaciones es el tiempo para reparar una falla, o por aumento de circuitos.

- TRAYECTORIA

Tomando en cuenta la edificación y las condiciones topográficas del lugar, la trayectoria debe ser rectilínea en lo posible, para que la cantidad de cable sea mínima; se debe procurar la disposición de otras construcciones subterráneas; tales como gasoductos, conductos de agua, alcantarillados, conductos térmicos, etc., puesto que la reparación de estas construcciones estará ligada a la excavación de la trayectoria seleccionada.

Cuando sea necesario seguir una trayectoria curva, se cuidará que el radio de curvatura sea lo suficientemente grande para evitar el daño de los cables durante su instalación. Si la trayectoria sigue una ruta paralela a otra canalización o estructura subterránea ajena, no debe localizarse directamente arriba o abajo de dicha canalización o estructura. Se evitará en lo posible que la trayectoria atraviese terrenos inestables, tales como; pantanosos, lodosos, o altamente corrosivos.

Si es necesario instalar los cables a través de estos terrenos, se procurará de tal manera que queden adecuadamente protegidos de cualquier daño.

- CONFIGURACION DE CABLES

La selección de los cables está en función de los arreglos o configuración que el proyectista selecciona. En las figuras de la 4.1 a la 4.5, se dan algunos arreglos típicos de instalación de cables de energía.

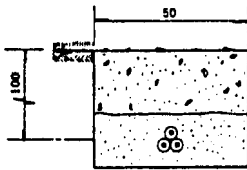


Fig. 4.1 Tres cables monofásicos en formación triángulo.

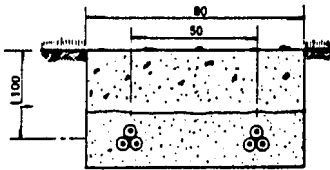


Fig. 4.2 Dos circuitos de cables monofásicos en la misma zanja.

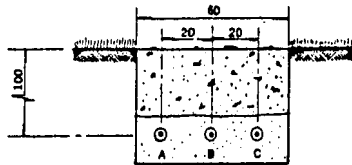


Fig. 4.3 Un circuito con cables monofásicos espaciados horizontalmente. (Configuración usual en instalaciones D.R.S. en México.)

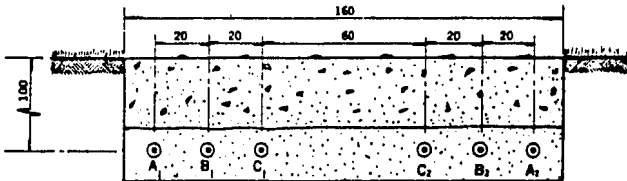


Fig. 4.4 Dos circuitos con cables monofásicos espaciados horizontalmente.

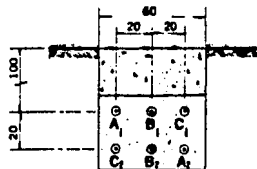


Fig. 4.5 Dos circuitos con cables monofásicos espaciados horizontalmente y verticalmente.

ZANJA

- Tipos de Terreno.- Normalmente existen 3 tipos de material en el terreno y son:
 - a.- MATERIAL TIPO "A".- Es aquel material suelto y seco no cementado como arena, cal, etc.
 - b.- MATERIAL TIPO "B".- Es el conglomerado que, al extraerlo, requiere el uso de herramientas ligeras, ya sean manuales o mecánicas. En este tipo de material se considera como tepetate, arcilla, etc.
 - c.- MATERIAL TIPO "C".- Es el conglomerado cementado que para excavarlo requiere el uso de herramienta pesada, de barrenación o explosivos. En este tipo de material se considera como manto de roca, muros de mampostería, etc.

En la ejecución de instalaciones y trabajos de mantenimiento de líneas subterráneas, se deben proteger las áreas de trabajo con el propósito de evitar el paso de personas o vehículos no autorizados, mediante cercas o avisos de advertencia claramente visibles a distancias convenientes.

Los trabajos preparativos para la excavación se efectúan simultáneamente con la preparación del cable para su tendido. La profundidad mínima deberá ser de 1m y el ancho variará de acuerdo al número de cables a instalar.

La excavación de la zanja con equipo mecanizado en zonas urbanas o industriales, se limita a una profundidad de 40 cm para evitar da -

ñar cualquier otro tipo de instalaciones subterráneas. Si la ruta de la instalación pasa a través de calles, deben de colocarse ductos de asbesto-cemento o de PVC para este tipo de propósito, también es recomendable instalar por lo menos un ducto extra, que servirá como reserva para futuras instalaciones.

INSTALACION

Antes de proceder a efectuar la instalación se deberá hacer un recorrido de la trayectoria de la zanja, para ver el grado de dificultad y, además, verificar que esté en condiciones para instalar los cables.

Los equipos más comunes que se recomiendan para este tipo de instalaciones son los siguientes:

- 1.- Desenrollar con flechas y collarines (fijos o móviles).
- 2.- Malacate
- 3.- Destorcedor
- 4.- Rodillos
- 5.- Equipo de comunicación
- 6.- Barreras de seguridad y avisos.

- TIPOS DE INSTALACION

a.- Depósito del cable directamente sobre la zanja.

El tendido del cable en la zanja desde un vehículo en movimiento es posible cuando la zanja no se cruza con otras construcciones, bajo las cuales debe tenderse el cable.

El carrete se coloca en una base desenrolladora, la cual se en -

cuentra sobre la plataforma de un vehículo o en un remolque desenrollador móvil, y el tendido se efectúa desenrollando el cable a mano, estando dos personas en el carrete controlando la velocidad y otras más guiando y depositando el cable en la zanja como se ilustra en la figura 4.6.

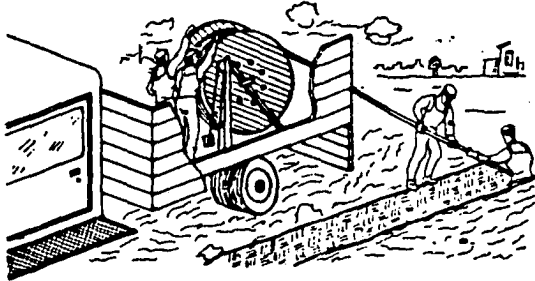


Fig. 4.6 Tendido de cable depositándolo directamente sobre la zanja (soportado sobre la plataforma de un camión).

- b.- Método de rodillos y poleas.- La secuencia de este tipo de instalación es como se sigue:
- 1.- Se coloca el carrete en un desenrollador, de tal forma que gire libremente en el lugar localizado con anterioridad.
 - 2.- El equipo de tracción se coloca en el extremo opuesto al desenrollador..
 - 3.- Se colan los rodillos en la zanja a lo largo de la trayectoria, procurando tener una separación tal que, cuando se aplique tensión al cable de energía, éste no se arrastre en el suelo.
 - 4.- Troquelado de curvas en los cambios de dirección.
 - 5.- Se jala el cable de acero del equipo de tracción hasta hacerlo llegar al carrete.
 - 6.- La preparación de la punta del cable se puede hacer con un

"calcetfn"o con un tornillo de tracción, acoplando cualquiera de estos dos dispositivos con un destorcedor que servirá para absorber la torsión del cable de acero en el momento de aplicar la tensión.

- 7.- Dependiendo del peso del cable, se dispondrá de una ó más - personas en el carrete para ayudar a que gire.
- 8.- Se tendrá equipo de comunicación, tanto en el carrete como en el equipo de tracción.
- 9.- Una persona dirigirá las maniobras de instalación y además dispondrá del personal suficiente para poder vigilar las condiciones críticas de la instalación como son: curvas, cruces, etc.
- 10.- Se inicia la instalación por indicaciones del supervisor, - quien se encuentra en la zona del carrete, indicando al operador del equipo de tracción que jale lentamente. El supervisor avanzará junto con la punta del cable e indicará al operador del equipo de tracción que disminuya la velocidad al momento de llegar a una curva o cruce.
- 11.- El tendido debe hacerse suavemente (no mayor de 15m/min), - evitando jalones bruscos; y si el cable es muy pesado o muy largo, es conveniente verificar la tensión por medio de un dinamómetro. Una vez que el cable llegó al punto deseado, se quitarán los rodillos y se acomoda según la disposición seleccionada.

c.- Método manual.

Generalmente, la instalación de cables por el método manual se efectúa cuando se requiere instalar un tramo de cable completo y la -

distancia y peso del mismo son tales que rebasan los límites permisibles.

El número de personas necesarias para el tendido a mano se calcula partiendo de que, sobre cada persona, debe recaer un esfuerzo no mayor de 35 kg. aprox. Una vez que el cable ha sido tendido, no debe quedar tenso sino formando pequeñas "S" a lo largo de la trayectoria, para compensar los movimientos del cable por contracción y dilatación durante los ciclos de operación y para absorber posibles asentamientos. Generalmente, la longitud total se verá aumentada en un 3% para absorber las "S".

Durante el tendido del cable, debe asegurarse la coordinación y simultaneidad de todas las operaciones ejecutadas por las personas en todo el frente de trabajo, para lo cual, si los volúmenes de trabajo son grandes, se recomienda disponer de medios de comunicación como radio difusoras locales y transmitir las órdenes por teléfono o altavoz.

Actividades comunes para los tipos de instalación anteriores.

- Sellado de puntas del cable. Después de que el cable quedó instalado, se sellan sus extremos, lo cual puede hacerse por medio de tapones contráctiles o cintas vulcanizables, con el fin de evitar que el agua entre al conductor.
- Identificación de cables. Es conveniente, en el momento de la instalación, identificar perfectamente ambos extremos de cada cable, para evitar problemas o confusiones durante la conexión.
- Relleno de la zanja. Una vez que ha sido instalado el cable y acomodo

dado según el arreglo seleccionado, se coloca una segunda capa de arena libre de piedras, con un espesor mínimo de 10 cm, sobre el cable, compactándolo lo mejor posible.

Posteriormente se deberán colocar avisos y protecciones que eviten que excavaciones posteriores puedan dañar a personas o cables y a su vez estos avisos se colocaran a todo lo largo de la ruta del cable. (Estos podrán ser con letreros de precaución en colores llamativos, una hilera de ladrillos de barro colocados libremente, losas de concreto coloreado, etc. o cualquier otro dispositivo que cubra la finalidad de avisar que abajo se encuentran cables eléctricos).

- Relleno complementario. Sobre el aviso o protección se rellena la zanja con el mismo material producto de la excavación, procurando ir compactando cada zona de relleno hasta llenar totalmente la zanja. Este a su vez puede efectuarse por medio de inundación, manual o mecánica.
- Registros. Todos los empalmes y derivaciones que se tengan deben, de preferencia, quedar localizados en pozos ó registros. En caso de que queden directamente enterrados, se deben proteger adecuadamente, según las especificaciones aplicables.
- Planos y Señales. Durante la instalación de cables directamente enterrados, es recomendable para el hombre de campo, llevar control de planos sobre la ruta, localización de pozos, empalmes, profundidad y longitud total (y entre empalmes), designación o nombre del circuito, etc, de cada cable, para aclaraciones futuras.

RECOMENDACIONES

Cuando se considere que el subsuelo es salino o contaminado con alguna sustancia corrosiva, se procurará seleccionar la cubierta más adecuada.

- a.- En caso de que el cable cruce cerca de fuentes emisoras de calor, será indispensable colocar entre ellos una barrera térmica adecuada.
- b.- En ningún momento los cables quedarán sujetos a dobleces con radios de curvatura menores.
- c.- Conexión a tierra. Todas las pantallas, cubiertas metálicas y armaduras deberán conectarse entre si y sólidamente a tierra cuando menos en un punto, pero de preferencia en varios.
- d.- Reparación y extracción de cables. Probablemente la parte más difícil al hacer reparaciones en cables directamente enterrados, es la localización de fallas y la rápida excavación; sin embargo, con los equipos que actualmente se cuenta para la localización de fallas se reduce considerablemente el tiempo y costo. Después de que se ha localizado y excavado, la reparación generalmente se hace por medio de un empalme o, cuando la falla es mayor, se debe cambiar un tramo de cable.

II.- Cables en ductos subterráneos.

Este tipo de instalación es sin duda el más común, se usa en la gran mayoría en la industria y en los sistemas de distribución comercial y en aquellos casos en donde se requiera una red flexible en la

que la rapidez y facilidad para efectuar los cambios en el sistema de cables sea de primordial importancia.

La instalación de cables en ductos subterráneos es la alternativa a seleccionar cuando el sistema de cables tenga que atravesar zonas construidas, caminos o cualquier otro sitio en donde no es posible abrir zanjas para cambio de cables o aumento de circuitos con determinada frecuencia, por las grandes pérdidas de materiales, mano de obra y tiempo.

Al igual que los cables directamente enterrados los sistemas de ductos subterráneos deben seguir, en lo posible una trayectoria recta entre sus extremos. Si la trayectoria sigue una ruta paralela a otras canalizaciones o estructuras subterráneas, no debe localizarse directamente arriba o abajo de ellas, también se evitará en lo posible que la trayectoria de los ductos subterráneos atraviesen terrenos inestables tales como: pantanosos, lodosos, o altamente corrosivos.

En el caso en que sea necesario seguir una trayectoria curva o cambios de dirección, se harán por medio de pozos de visita de dimensiones lo suficientemente grandes como para efectuar maniobras.

-Selección de los ductos.- Generalmente el diseñador del sistema eléctrico debe seleccionar las características específicas del cable a instalar; también indica el tipo, tamaño y ruta general del banco de ductos; sin embargo en la mayoría de las ocasiones, esta última función no se realiza de la forma más apropiada debido a que el diseñador está en la oficina guiándose por planos, desconociendo el lugar físico de la instalación; por lo que el instalador deberá estudiar cuidadosamente la trayectoria propuesta y hacer las modificaciones, si es necesario.

Los parámetros que deben considerarse para la selección correcta del tamaño del ducto son:

- a) Relleno del ducto
- b) Acuñaamiento
- c) Claro

a.- RELLENO DEL DUCTO.- El relleno del ducto está relacionado principalmente con la disipación de calor, y debe tomarse en cuenta, porque demasiado relleno puede causar sobrecalentamiento en los cables, lo que se traduce en mayores pérdidas en el sistema. El relleno del ducto se basa en un porcentaje de su sección transversal es decir:




$$\% \text{ de relleno} = \frac{\text{Area de los cables}}{\text{Area del ducto.}}$$

b.- ACUÑAMIENTO.- El acuñaamiento de los cables se presentan cuando tres cables se jalan en un ducto con curva o cuando el cable se tuerce. Para uno o dos cables monofásicos, o para cables multiconductores con cubierta común, el acuñaamiento no es posible. Se debe observar la relación entre el diámetro interior del ducto (D) y el diámetro exterior del cable (d) para evitar el acuñaamiento; debido a que un ducto con curva produce una sección oval, es aconsejable usar 1.05 D para el diámetro interior de un ducto.

Si la relación de 1.05 D/d es mayor que 3, entonces el acuñaamiento es imposible. Si la relación de 1.05 D/d está entre 2.8 y 3.0, existe la posibilidad de serios acuñaamientos y pueden de algún modo dañarse los cables, pero si la relación anterior es menor de 2.5, el acuñaamiento es imposible, pero se debe verificar el claro.

c.- CLARO.- El claro mínimo (c) es el que permite evitar presión de la parte superior del cable contra la parte superior del ducto. El claro debe estar entre 6 y 25 mm para cables de diámetros y longitudes grandes.

En la tabla 4.1 se muestran distintas configuraciones de cables en ductos y sus respectivas expresiones para cálculo del claro.

No. de conductores ¹	Configuración	Expresión ²
1/C	 Unipolar	$D - d$
3-1/C	 Triplexiados	$\frac{D}{2} - 1.366d + \frac{D-d}{2} \sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d}\right)^2}$
3-1/C	 Acunados	$\frac{D}{2} - \frac{d}{2} + \frac{D-d}{2} \sqrt{1 - \left[\frac{d}{2(D-d)}\right]^2}$

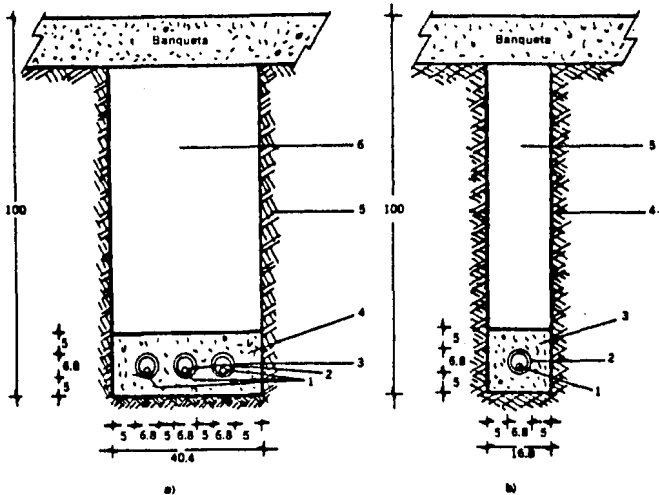
¹ Para 3 cables monofásicos, cuando se tenga duda de la configuración, considérese que es triplex al calcular el claro, para tomar en cuenta las condiciones más críticas.

² D = diámetro interior del ducto

d = diámetro exterior de un cable monofásico.

DIMENSIONES Y CONFIGURACION

Las dimensiones de los ductos depende del número de cables que se alojarán dentro de ellos y el diámetro externo de cada cable. Las compañías suministradores normalizan las características y dimensiones de los ductos y bancos de ductos y el contratista debe sujetarse a ellas al realizarles alguna instalación; en la presente figura 4.7 se muestra un banco de ductos para circuitos trifásicos y monofásicos en alta tensión bajo banquetta, según normas para sistemas de distribución subterráneos de C.F.E.



Acotaciones en centímetros

1. Cable para alta tensión tipo DS.
2. Neutro desnudo de cobre.
3. Ducto de asbesto-cemento o PVC rígido de 50 mm (2") de diámetro.
4. Concreto $f_c = 100$ kg/cm² agregado máximo
5. Piso compactado (95% mínimo).

19.1 mm (¾").

Acotaciones en centímetros

1. Cable para alta tensión tipo DRS.
2. Ducto de asbesto-cemento o PVC rígido de 50 mm (2") de diámetro.
3. Concreto $f_c = 100$ kg/cm² agregado máximo
5. Piso compactado (95% mínimo).

19.1 mm (¾").

Fig. 4.7 Bancos de ductos.

Por lo general se acostumbra usar ductos de 101 mm de diámetro: - sin embargo, las necesidades específicas de cada instalación a veces - requieren diferentes diámetros. En un banco de ductos, se recomienda - que exista una separación mínima de 7 cm de concreto entre uno y otro ducto. Se recomienda instalar un ducto adicional como mínimo para re - serva. La colocación de los ductos en la trinchera se hace por medio de separadores, manteniendo un espacio de un diámetro entre ductos, - tanto en el plano horizontal como en el vertical y, posteriormente, se llenan con concreto los espacios entre ductos. En la figura 4.8 se -- muestra la colocación de coples y separadores en banco de ductos, se - gún normas para sistemas de distribución subterráneos de C.F.E.

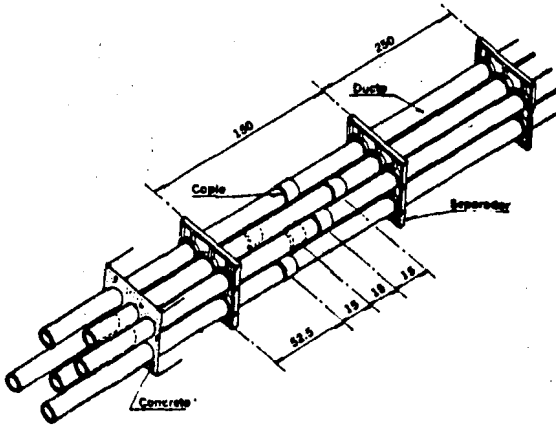


Fig. 4.8 Montaje de un banco de ductos.

- MATERIALES

- 1.- El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos, a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado.
- 2.- El material y la construcción de los ductos debe seleccionarse y diseñarse en tal forma que la falla de un cable en un ducto no se extienda a los cables de ductos adyacentes.
- 3.- Para instalaciones eléctricas, los ductos más usuales son de asbesto-cemento y de PVC grado eléctrico no es recomendable el uso de ductos tipo albañal, por tener el interior demasiado áspero, pudiendo esto originar daño al cable durante la instalación.
- 4.- El tipo de concreto a usar y su resistencia dependerá de la carga que se impondrá sobre los ductos. La colocación de los ductos se debe hacer lo más recta posible con el fin de evitar cambios de dirección bruscos que podrían dañar al cable durante la instalación.
- 5.- Los cambios de dirección en el plano horizontal y vertical se

harán por medio de registros, y la distancia entre registros en tramos rectos no debe ser mayor de 100 m.

- 6.- Los ductos deben tener una pendiente mínima de 1% para facilitar que el agua se drene hacia los registros.
- 7.- El extremo de los ductos dentro de los registros, pozos, bóvedas y otros recintos debe tener los bordes redondeados y lisos para evitar daño a los cables.
- 8.- Los ductos o banco de ductos estarán diseñados y construidos para soportar las cargas exteriores a que pueden quedar sujetos, excepto que la carga de impacto puede ser reducida un tercio por cada 30 cm de profundidad en tal forma que no necesita considerarse carga de impacto cuando la profundidad es de 90 cm o mayor.
- 9.- La sección transversal de los ductos debe ser tal que, de acuerdo a su longitud y curvatura, permita instalar los cables sin causarles daño.
- 10.- Los ductos deben quedar fijos por el material de relleno, en tal forma que se mantengan en su posición original bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación de los cables u otras condiciones.
- 11.- La unión de ductos será por medio de coples en tal forma que no queden escalones entre uno y otro tramo. Se evitará el uso de materiales que puedan penetrar al interior de los ductos, formando protuberancias que al solidificarse puedan causar daño a los cables.
- 12.- Los ductos que atraviesan los muros de un edificio, deben es

- tar provistos de sellos que eviten la entrada de gases o líquidos al edificio. Esta medida puede complementarse con la instalación de dispositivos de ventilación y drenaje.
- 13.- Deben evitarse curvas en los ductos entre un registro y otro; en caso de no poder evitarlas, deberán tener el radio de curvatura lo más grande posible, como mínimo 12 veces el diámetro del ducto. A menor radio de curvatura mayor resistencia al jalón del cable durante su instalación.
- 14.- Cuando los ductos se crucen con alguna fuente de calor, será indispensable colocar entre ellos una barrera térmica adecuada.
- 15.- Se procurará en lo posible que todos los ductos tengan ventilación natural.

A continuación se muestra en las figuras 4.9 y 4.10 las disposiciones de un sistema de ductos, así como también, los emboquillados de los pozos de visita.

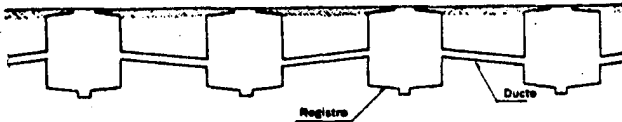


Fig.4.9 Disposición de la pendiente en un sistema de ductos.

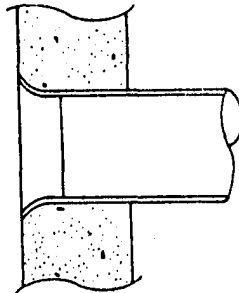


Fig.4.10 Emboquillados de ductos en pozos de visita.

Apertura de la zanja

Una vez determinada la ruta de instalación del cable, se programan los trabajos de apertura de la zanja para posteriormente llevar a cabo la colocación del banco de ductos. Deben tomarse las medidas de seguridad y señalización adecuadas en las zonas críticas donde se tendrán que abrir la zanja por etapas o en horas y días no hábiles, evitando así la interrupción del tráfico de vehículos o de peatones.

Las figuras de la 4.11 a la 4.14 se muestran diferentes disposiciones de los ductos subterráneos dependiendo del número de cables que se alojarán así como de las tensiones de operación.

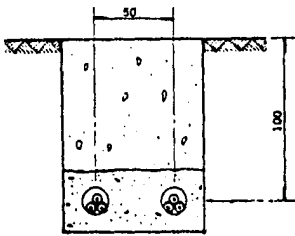


Fig. 4.11

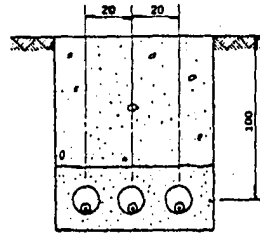


Fig. 4.12

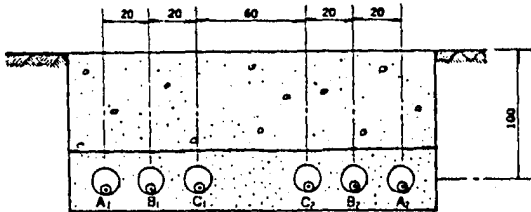


Fig. 4.13

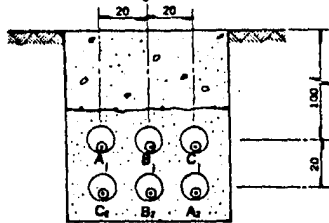


Fig. 4.14

- POZOS DE VISITA

El sistema de bancos de ductos debe tener pozos de visita en los cambios de dirección y en los tramos rectos, cuando estos sean mayores de 100 m.

- 1.- En general, no deberán adoptarse dimensiones que ocasionen en los cables radios de curvatura menores que los especificados por los fabricantes.
- 2.- Cuando el pozo de visita albergue empalmes, deberá tener espacio suficiente para estos, así como también el espacio apropiado para maniobras.
- 3.- Las bocas de los ductos deben estar enboquillados y pulidas.
- 4.- Tanto las tapas como los pozos mismos deben estar contruidos con suficiente resistencia para soportar, con amplio margen de seguridad, las cargas que se le impongan. Las tapas en caso de ser redondas, nunca serán de un diámetro menor que 60 cm y de 50x60 cm, si son rectangulares.
- 5.- Se recomienda colocar anclas en los registros para facilitar el jalado de los cables. Estas deberán tener suficiente resistencia mecánica como para soportar las cargas, se recomienda un factor de seguridad de 2.
- 6.- En los pozos se deben colocar soportes para descansar el cable y empalmes. Estos soportes deben estar provistos de porcelana o protegidos, con el objeto de que los cables puedan moverse libremente con los ciclos térmicos.
- 7.- Todo pozo de visita deberá dar facilidad para drenar el agua que en él se acumule, lo que se logra por medio de sumideros contruidos en su parte inferior.

- 8.- Cuando el pozo albergue equipo o empalmes, se debe colocar una varilla de tierra en su interior, con el propósito de aterrizar pantallas de los cables así como estructuras.
- 9.- Cuando la obra civil se hace con mucha anticipación a la instalación de los cables, se corre el riesgo de que se inunden los registros, por lo cual es conveniente colocar tapones provisionales (papel y yeso) para evitar que los ductos se obstruyan.

A continuación se muestran en las figuras 4.15 y 4.16 los pozos de visita así como las recomendaciones anteriores vistas en los registros.

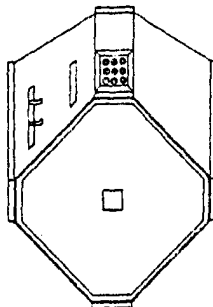


Fig. 4.15 Pozo de visita.

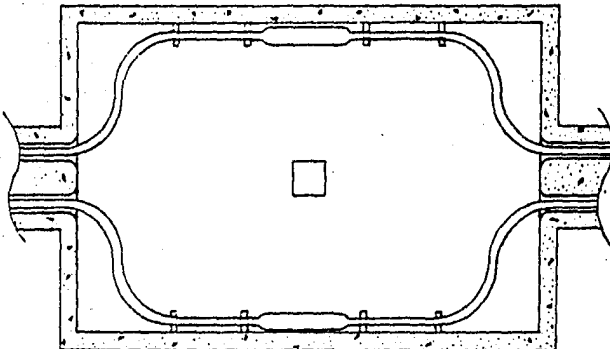
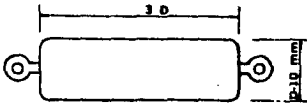


Fig. 4.16 Empalmes en pozo de visita.

Limpieza, verificación y guiado de ductos.

Antes de la instalación del cable, es necesario verificar las condiciones interiores de los ductos, así como hacer una limpieza exhaustiva, para asegurarse que el interior esté en condiciones de aceptar el cable sin dañarlo. Para verificar el interior de los ductos se usa un dispositivo cilíndrico, el cual se hace pasar por el interior (figura 4.17)



Dispositivo verificador.



Dispositivo de malla de acero para limpiar ductos.

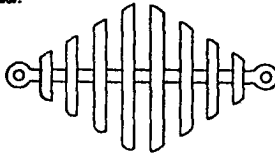


Fig. 4.17 Dispositivo de anillos de acero para limpieza de ductos.

Para la limpieza del interior de los ductos se usan dispositivos metálicos, los cuales se hacen pasar por el interior, cortando rebabas de concreto o salientes internas que podrían dañar el cable en el momento de instalarlo. Después que el banco de ductos ha sido revisado y limpiado, es conveniente dejar una guía de alambre de acero o nylon que servirá para facilitar después la instalación del cable, y además se recomienda sellar los ductos mientras llega el momento de instalar el cable.

PARAMETROS A CONSIDERAR PREVIOS A LA INSTALACION

La instalación de cables de energía en ductos subterráneos requiere dos condiciones para tener seguridad y confiabilidad en su operación.

- a.- Selección apropiada del cable para la aplicación deseada.
- b.- Instalación dentro de los límites aceptables en el manejo del cable y la práctica de jalado.

Para lograr confiabilidad, seguridad y continuidad en el servicio es conveniente contar con el equipo de instalación adecuada al tipo de cable e instalación.

Antes de la instalación de los cables, debe tenerse especial cuidado en los siguientes parámetros, los cuales son limitaciones impuestas por las propiedades físicas de los cables y son:

- MAXIMA TENSION DE JALADO.

Tensiones de jalado excesivas, especialmente las que exceden los límites elásticos del conductor, pueden causar alargamiento y desplazamiento de los componentes. En cables aislados, el alargamiento puede crear espacios vacíos los cuales son puntos de deterioro por efecto corona.

La tensión de jalado de un cable no debe exceder del más pequeño de los siguientes valores.

-Tensión permisible en el conductor

- Tensión permisible en el perno o dispositivo de tracción.
- Presión lateral permisible.

- LONGITUD DE JALADO.

Es la distancia máxima que puede jalarsse un cable durante su instalación, de tal forma que no se dañe.

- PRESION LATERAL

La presión lateral es la fuerza radial ejercida sobre el aisla - miento y cubierta de un cable en una curva, cuando el cable está bajo tensión. Excediendo la máxima presión lateral permisible, el cable - puede sufrir daño por aplastamiento.

- RADIO MINIMO DE CURVATURA

El radio mínimo de curvatura a que se puede someter un cable ais lado no debe ser menor que los recomendados por el fabricante. Como - norma se usa 12 veces el diámetro externo para un cable con aislamien to extruido y con pantalla a base de cintas metálicas y 8 veces para cables con aislamiento extruido sin pantalla, arriba de 600 V. En instalaciones con jalones difíciles se debe usar no menos de 15 veces el diámetro externo para cables con pantalla a base de cintas.

- FRICCION.

Normalmente se usa el valor de 0.5 como coeficiente de fricción (μ) Se han medido valores de 0.2 a 0.8 los cuales dependen del tipo

de material del ducto, del grado de deterioro del material de la cubierta del cable y del tipo de lubricante a usar.

Instalación.

Para la instalación de cables de energía en ductos subterráneos de manera segura y confiable se mencionan los procedimientos y requisitos siguientes, de tal forma que sean una guía para que los instaladores normen su criterio y realicen su función adecuadamente.

Preparativos anteriores al tendido del cable

Antes de realizar el tendido de los cables en ductos, es necesario considerar lo siguiente:

- 1.- Exhortar al personal para el cumplimiento de las reglas de seguridad y sobre el manejo adecuado del cable.
- 2.- Verificar el interior de los ductos, con el fin de que estén en condición de aceptar a los cables.
- 3.- Es recomendable utilizar cable guía.
- 4.- Cuando el tendido se efectúa usando equipo mecanizado, se debe colocar el malacate en el registro que previamente se ha seleccionado y debe anclarse de tal forma que resista, sin desplazarse, la tensión que se presenta.
- 5.- De igual forma, el carrete o carretes deben colocarse en el registro en el extremo opuesto al malacate.

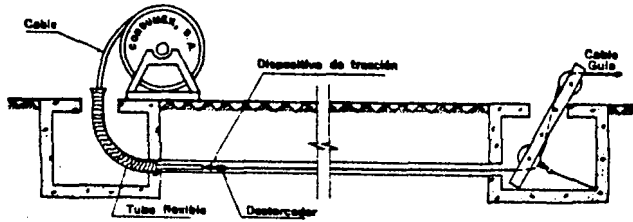


Fig.4.18 Disposición del carrete y el equipo para la instalación de cables de energía en ductos.

- 6.- Si existe cambios de dirección en la ruta del cable, estos -
deben quedar localizados en los registros

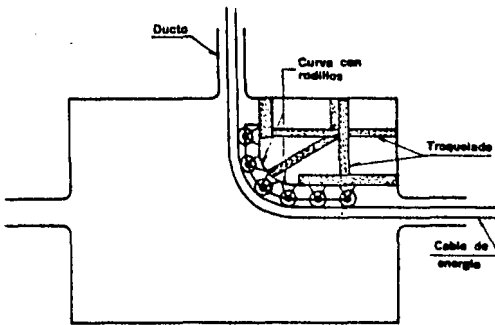


Fig4.19 Troquelado del registro.

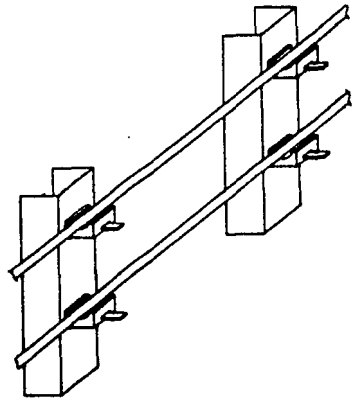


Fig.4.20 Ménsula para soportar los cables en los registros.

- 7.- Los cables deben tener en los extremos un perno u ojo de tracción, para que se haga más sencillo el jalado.
- 8.- Los registros deberán estar emboquillados a la salida de los ductos para evitar que el cable se dañe.

Deben tener ménsulas en las paredes para soportar los cables y -
empalmes.

Equipos y materiales

Se recomienda la siguiente relación de materiales y equipos, para la instalación de cables en ductos:

1.- EQUIPOS.

- Malacate
- Desenrollador con flecha y collarines
- Tubo flexible
- Rodillos y poleas
- Destorcedor
- Estructura con polea
- Equipo de comunicación
- Bomba de agua
- Bomba de agua
- Barreras protectoras
- Malla de acero
- Guía de fibra de vidrio

2.- MATERIALES

- Lubricante (bentonita, talco industrial, etc).
- Estopa
- Cintas
- Alambre de Fe recocido
- Cable manila o de nylon
- Polines y madera para troquelar
- Tapones para sellar cable.

Recomendaciones:

- 1.- Cuando exista posibilidad de incendio en pozos de visitas, túneles, trincheras, etc. se recomienda que los cables se forren con cintas no combustibles o con protección adecuada para evitar que la falla de uno de ellos se transfiera a los demás.
- 2.- En un banco de varios ductos, se recomienda que los cables de mayor sección sean colocados en los ductos externos, de modo que el calor sea transmitido lo más rápido posible al terreno.
- 3.- Si en un banco de ductos se requiere instalar cables de diferentes tensiones, los de mayor tensión se instalarán en las vías más profundas.
- 4.- Cuando un ducto de varias vías contenga cables monofásicos, el diseñador deberá escoger la colocación de las fases de modo que se logre el máximo de equilibrio de las reactancias de los cables, debido a su posición.
- 5.- Si existe posibilidad de que por los ductos entren líquidos, gases o animales, se recomienda utilizar sellos que impidan su paso.
- 6.- No deberán dejarse cables expuestos debajo de la entrada a los pozos de visita para evitar que puedan ser golpeados por la caída de objetos del exterior o de las mismas tapas.
- 8.- En los pozos de visita se deben dejar curvas con cable para absorber las contracciones y dilataciones a la vez que permitan formar reserva de cable en casos necesarios.

Procedimientos de instalación.

- 1.- Colóquense el equipo, dispositivos y materiales previamente establecidos, incluyendo los de protección y señalización externa (figura 4.21)

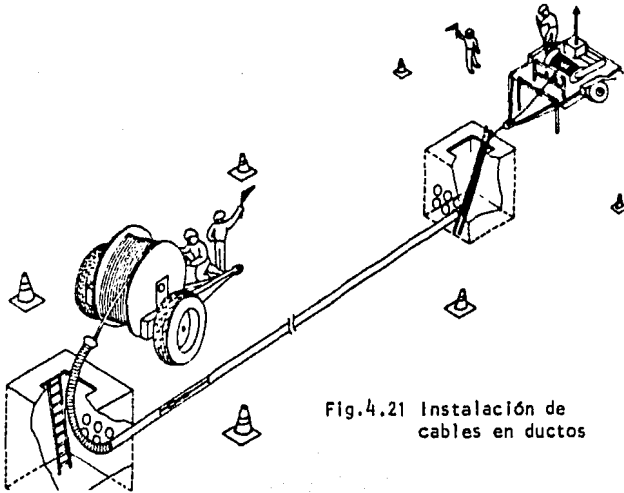


Fig.4.21 Instalación de cables en ductos

- 2.- Deberá distribuirse al personal a lo largo de la trayectoria del cable por instalar (en los extremos y en los registros - intermedios), para que se vigile durante su instalación, con el fin de evitar posibles daños por caída de troqueles, roce de cable, etc.
- 3.- Serán colocados en un lugar visible (generalmente sobre el malacate de tracción) un dinamómetro y un cuenta metros, para medir la tensión y longitud durante la instalación del cable.
- 4.- Antes de iniciar el jalado del cable, habrá que realizar una inspección final a toda la instalación, pozos de visita, poleas, rodillos, estado del cable, etc.

- 5.- Cuando existan cambios de dirección, estarán localizados en pozos de visita, por lo que será necesario, troquelar usando poleas o rodillos con radios de curvatura lo más amplio posible para evitar que el cable se dañe durante el jalado.
- 6.- En el pozo de visita cercano al malacate, se colocarán y fijaran los dispositivos que nos permitan orientar el cable - guía, del ducto o la salida del pozo, durante el jalado del cable.
- 7.- Se jala el cable de acero del equipo de tracción, usando la guía que previamente se instaló, pasándolo a través de los ductos y pozos intermedios, hasta llegar a la posición de - los carretes.
- 8.- Se coloca y fija el tubo flexible (alimentador) en la boca - del ducto en el pozo de visita que se encuentra cerca de los carretes, y se introduce la punta del cable a través de este tubo.
- 9.- La preparación de la punta del cable se puede hacer con un - "calcetín" o con un tornillo de tracción, acoplando cual - quiera de estos dos dispositivos con un destorcedor que servirá para absorber la torsión del cable de acero en el momento de aplicar la tensión.
- 10.- Dependiendo del peso del cable, se dispondrá de una o más - personas en el carrete para ayudar a que gire durante la instalación.
- 11.- Se inicia el jalado por indicaciones del supervisor, coordinando las operaciones tanto en la zona de carretes, como en el equipo de tracción y puntos intermedios (pozos de visita).

Se recomienda utilizar equipo de comunicación.

- 12.- Al inicio y durante el jalado del cable de energía, deberá - ponerse suficiente lubricante (bentonita, talco industrial, etc), para reducir la fricción del cable con el ducto y, de esta forma, mantener la tensión en valores bajos.
- 13.- El equipo de jalado permitirá cambios de velocidad suaves has ta casi detenerse. Si el tendido es interrumpido, al volver empezar, la aceleración será baja para evitar que se presen - ten tensiones elevadas.
- 14.- Al finalizar un jalado dentro de un registro, los cables de - energía deberán ir adelante tanto como sea posible, con el - fin de cortar parte del extremo que se haya dañado y contar con una longitud suficiente y en buenas condiciones para -- efectuar el empalme.
- 15.- Debido a que la longitud máxima por instalar está limitada - por la tensión de jalado y por la trayectoria de la instala - ción, es conveniente verificar la máxima tensión de jalado - para evitar que el cable sufra daño.
- 16.- Es recomendable dejar una cantidad de cable en los registros adyacentes a las terminales, para tener una reserva para po - sibles fallas que se presenten durante su operación.
- 17.- Una vez que se ha terminado la instalación de un tramo de ca ble, habrá que revisar sus extremos para verificar el sello; si es necesario cortar el cable, o si el sello se encuentra dañado es conveniente colocar un tapón contractil o sellar - con cinta para evitar que penetre la humedad.

INSTALACION DE TERMINALES Y EMPALMES.

Instalación de Terminales:

Terminales clase 1 (tipo bayoneta).

Los parámetros que limitan la instalación de este tipo de terminales son:

- a) El gradiente de esfuerzos que proporcione el cono de alivio, el cual estará en función del diseño del cono y del diámetro sobre el aislamiento del cobre.
- b) La distancia de fuga, función del diseño del aislador.
- c) La ampacidad, la cual será función de los conectores de la terminal.

En la figura 4.22, se describen algunas de las operaciones a efectuar para la instalación de las terminales.

Terminales clase 2 (premoldeadas).

Las terminales premoldeadas podrán ser utilizadas exclusivamente en cables con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.) y están especialmente diseñadas para uso en intemperie; pero, en instalaciones en las cuales se tengan limitaciones de espacio para la colocación de las terminales clase 3, pueden utilizarse las de ésta clase, para la cual incluso no se requerirá del capuchón semiconductor y, posiblemente, la conexión del conductor del cable no requerirá tampoco del conector universal.

Estas terminales modulares podrán ser utilizadas en aislamiento que varíe desde la clase 5 kV hasta el 34.5 kV, y calibres de conduc-

tores de cobre o aluminio, desde 6 AWG hasta 1000 kCM.

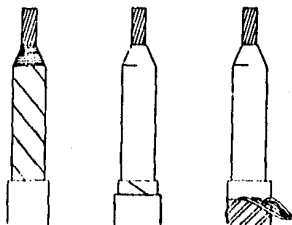
En las figuras 4.23 y 4.24 se muestra el proceso de instalación general de este tipo de terminales y vistas de instalaciones en interiores.

Terminales clase 3.

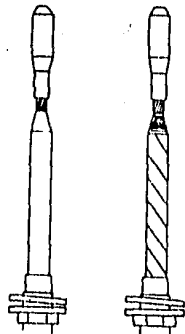
Estas terminales están diseñadas para controlar los esfuerzos presentes en los cables de 5 a 34.5 kV con blindaje electrostático, su aplicación es exclusivamente en interiores, por lo cual no será necesario agregar ningún otro elemento para la protección del cable. Los cables en los que se pueden instalar serán siempre del tipo de aislamiento extruido. Para seleccionar este tipo de terminales únicamente será necesario conocer el diámetro real sobre el aislamiento del cable (figura 4.25). En la figura 4.26 se muestra la instalación de este tipo de terminales.

Instalación de Empalmes.

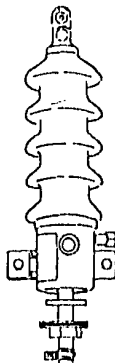
En cada juego de empalme encintado viene provisto de material suficiente para llevar a cabo las operaciones de preparación, limpieza y reconstrucción total de cada uno de los elementos de dichos cables, además de proporcionar un instructivo de instalación.



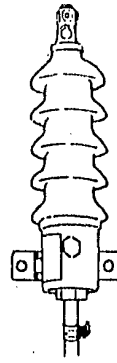
1. Prepare la punta del calibre respetando las dimensiones estipuladas en los instructivos.



2. Coloque el conector, "ponchándolo" o soldándolo, e introduzca la abrazadera, la controlapa y el empaque, en este orden, sobre el cable.

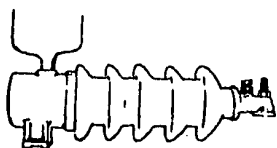


5. Quite la botella y coloque el tapón. Apriete el tornillo del conector exterior.

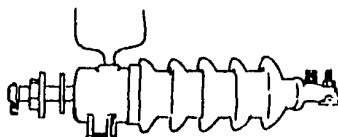


6. Coloque el empaque inferior y apriete la controlapa. Apriete la abrazadera sobre la cubierta del cable.

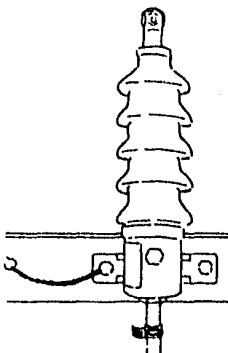
176



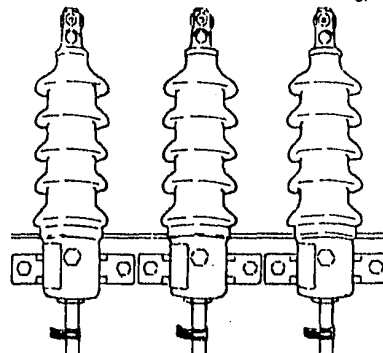
3. Quite el tapón de la terminal y, en su lugar, coloque la botella de plástico. Afloje el tornillo del conector exterior para que pase libremente el conector interior.



4. Introduzca el cable hasta que el conector interior embone con el exterior.

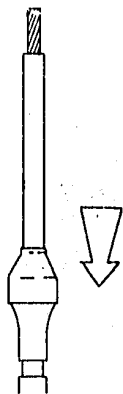


7. Coloque la terminal en su posición final y atorníllela a la cruzeta o medio de soporte. Haga la conexión a tierra.

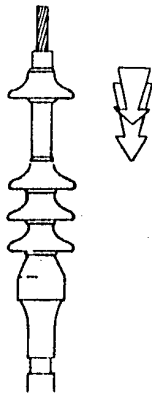


8. Conecte a la línea por medio de un conductor atornillado al conector exterior. Vista final.

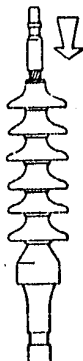
Fig. h.22 Proceso de instalación



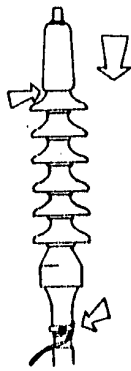
1. Prepare el cable e instale el cono de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.



2. Instale una a una las campanas en el número necesario, según la tensión del sistema (véase tabla de selección). Cuida que cada campana embone perfectamente con la anterior.



3. Corte a ras de la última campana el aislamiento del cable. Instale el conector universal a compresión.



4. Instale el sello semiconductor STI hasta que embone con la última campana y debajo del tope del conector. Aterrice la pantalla.

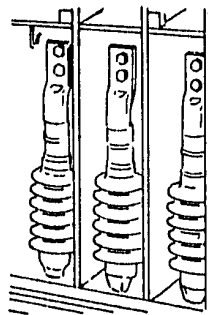


Fig. 4.24 Instalaciones en intemperie e interiores de terminales

Fig. 4.23 Proceso de instalación

DESCRIPCIÓN:

1. Conductor del cable
 2. Aislamiento del cable
 3. Blindaje electrostático del cable
 4. Cono
 5. Conexión a tierra del cono de alivio y blindaje del cable
- H. Diámetro sobre aislamiento
G. Diámetro externo

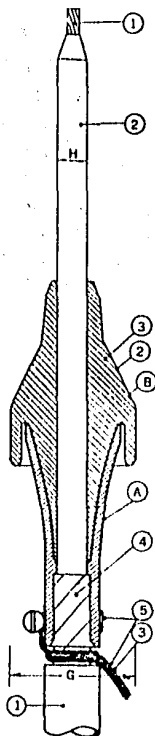
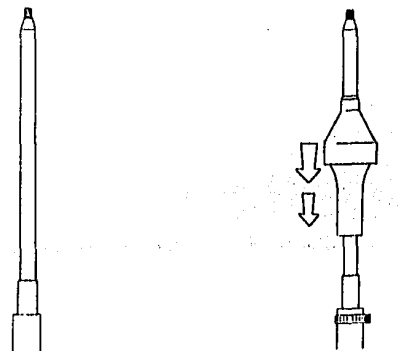


Fig. 4.25 Forma típica de instalación de la T.3 con las dimensiones para su selección.



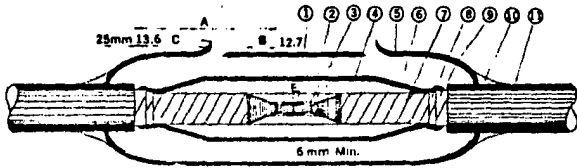
1. Prepare el cable de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.

2. Inserte la abrazadera para conectar a tierra, atornillando previamente el tornillo. Lubrique el cono según instructivo y empiece a insertarlo.

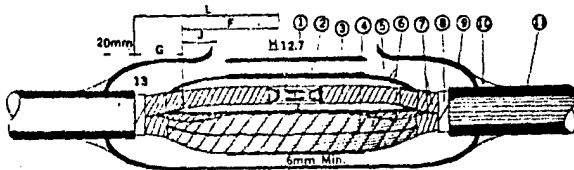
3. Inserte el cono de alivio y blindaje del cable hasta que su extremo inferior tope con la cubierta o la marca hecha en la pantalla (vea instructivo).

4. Conecte a tierra la trenza plana y el conductor a la fase, con una zapala apropiada; la terminal está lista para ser energizada.

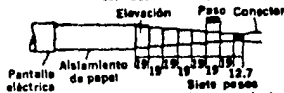
Fig. 4.26 Proceso de instalación



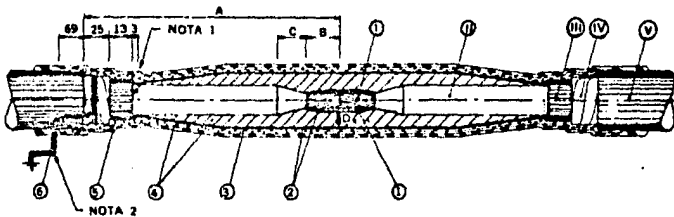
- 1. Conector
- 2. Malla de cobre
- 3. Cinta teraglas
- 4. Soldadura (1 cordón)
- 5. Tubo de plomo
- 6. Compuesto aislante
- 7. Aislante del cable
- 8. Cinta semiconductor
- 9. Pantalla de cobre
- 10. Soldadura de plomo-estaño
- 11. Cubierta de plomo



- 1. Conector
- 2. Amarre con cinta teraglas
- 3. Cinta teraglas
- 4. Soldadura (1 cordón)
- 5. Compuesto aislante
- 6. Malla de cobre
- 7. Pantalla individual
- 8. Pantalla general
- 9. Tubo de plomo
- 10. Soldadura de plomo-estaño
- 11. Cubierta de plomo



Construcción de un empalme recto en dos cables de potencia monopolares o tripolares 13 000 a 35 000 Volts con pantalla eléctrica. "Empalme de bala."



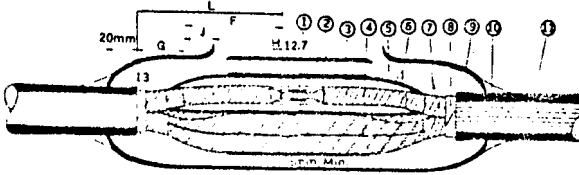
Descripción del cable

- I. Conductor
- II. Aislamiento
- III. Cubierta semiconductor
- IV. Pantalla de cobre
- V. Cubierta de PVC

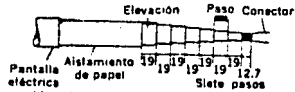
Material por orden

- aproximado de colocación
- 1. Conector de compresión
- 2. Cinta conductora No. 17
- 3. Malla de cobre
- 4. Cinta BI-SEAL
- 5. Cinta vinilica con adhesivo
- 6. Trenza plana estañada

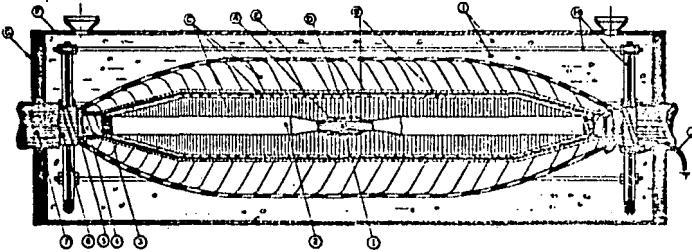
Empalme CPM recto



1. Conector
2. Amarre con cinta teraglas
3. Cinta teraglas
4. Soldadura (1 cordón)
5. Compuesto aislante
6. Malla de cobre
7. Pantalla individual
8. Pantalla general
9. Tubo de plomo
10. Soldadura de plomo-estaño
11. Cubierta de plomo



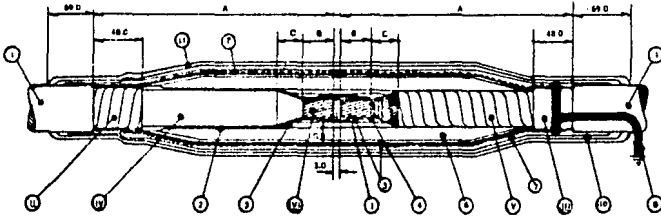
Construcción de un empalme recto en dos cables de potencia monopolares o tripolares 13 000 a 35 000 Volts con pantalla eléctrica. "Empalme de bala."



1. Conductor
2. Aislamiento
3. Cinta semiconductor
4. Pantalla metálica individual
5. Cubierta reunidora
6. Fleje de acero
7. Cubierta exterior

- Lista de materiales
- A) Conector cobre
 - B) Cinta semiconductor
 - C) Cinta
 - D) Malla de cobre estañada
 - E) Cinta de F.V. con epoxi
 - F) Tubo de PVC
 - G) Tacón de neopreno
 - H) Protección mecánica de empalme para cable armado
 - I) Compuesto asfáltico
 - J) Trenza plana

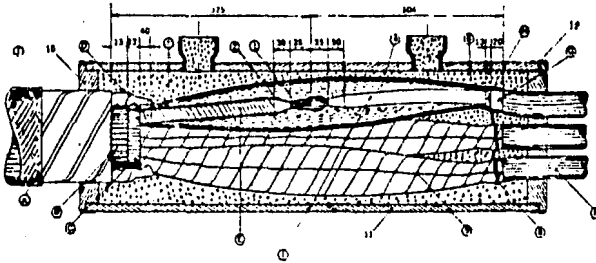
Empalme CPM trifásico para cable armado con fleje de acero:



Descripción del cable
 I. Cubierta exterior
 II. Pantalla de cobre
 III. Cubierta de plomo
 IV. Aislamiento estruido
 V. Aislamiento laminar
 VI. Conductor

Materiales
 1. Conector
 2. Cinta TRI-SIL
 3. Cinta semiconductor
 4. Teraglas de 6.3 mm de ancho
 5. Teraglas de 12.7 mm de ancho
 6. Teraglas de 25.4 mm de ancho
 7. Malla de cobre
 8. Trenza plana estañada
 9. Cinta BI-SEAL (autovulcanizable)
 10. Fibras de vidrio con epoxi
 11. Cinta de PVC sin adhesivo

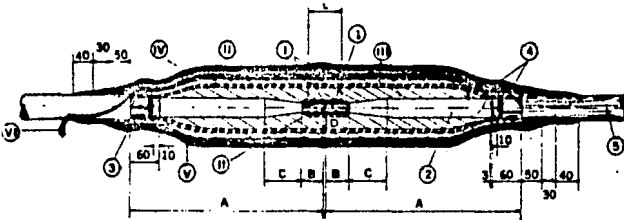
Unión mixta en cables PILC-extruido.



1. Conector
 2. Cinta TRI-SIL
 4. Cinta BI-SEAL No. 3
 6. Cinta semiconductor No. 17
 7. Malla de cobre estañada
 8. Trenza plana estañada
 9. Cordón de soldadura
 10. Tacones de neopreno
 11. Molde de PVC
 12. Cinta de PVC con adhesivo

Identificación de materiales
 A) Cubierta protectora de yute
 B) Cubierta de PVC
 C) Pantalla general de cobre
 D) Pantalla individual de cobre
 E) Aislamiento laminar
 F) Cubierta exterior
 G) Pantalla de cobre
 H) Cubierta semiconductor
 I) Aislamiento extruido
 J) Fleje de acero

Empalme mixto PILC-extruido 25 KV.



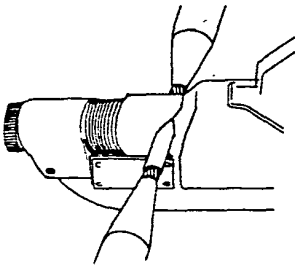
Componentes del empalme

I. Conector
 II. Cinta conductora No. 17
 III. Cinta BI-SEAL
 IV. Cinta vinílica con adhesivo
 V. Cinta P.V. impregnada con resina epóxica
 VI. Trenza plana

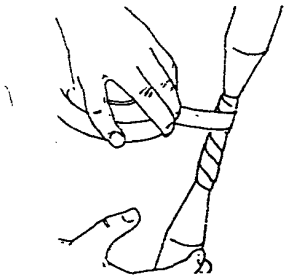
Componentes del cable

1. Conductor
 2. Aislamiento del cable
 3. Pantalla semiconductor extruida
 4. Neutro concéntrico
 5. Cubierta exterior

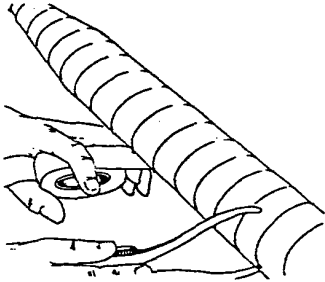
Empalme encintado para cable con aislamiento extruido, neutro concéntrico y cubierta exterior.



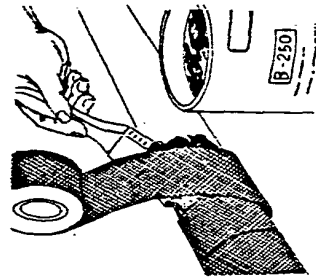
1. Prepare las juntas por unir, de acuerdo con el instructivo incluido en el paquete, e insértelas en los conectores, preferentemente de compensación para cables con aislamiento seco.



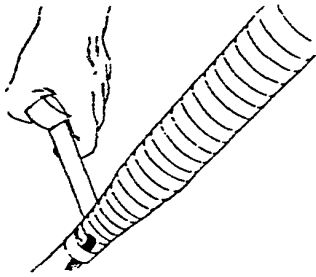
2. Retire las indentaciones producidas por las pinzas en el conector y cubra el mismo y el conductor después con cinta conductora Bishop No. 17, a fin de uniformar el perfil.



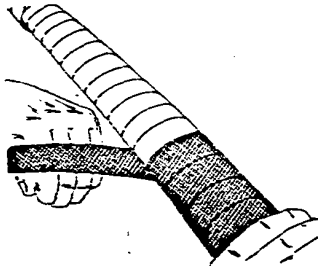
3. Realice el aislamiento con cinta autoadhesiva Bishop BI-SOL No. 3, hasta obtener un espesor igual a $1\frac{1}{2}$ veces el del aislamiento original del cable.



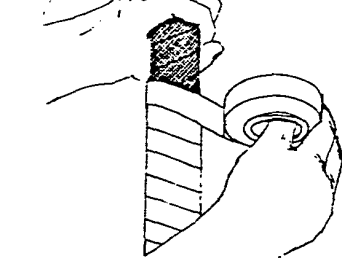
4. Realice el primer elemento conductor de la pantalla del cable con el conductor Bishop No. 17, enlazado a medio longitud y en forma sinuosa. Esta cinta vulcanizada con la BI-SOL No. 3 es



5. La continuidad metálica se consigue dando un encintado a medio traslape, con malla de cobre estañado INDAEL. Es necesario soldar a la pantalla original, tanto la malla como la tuerca para conectar a tierra.



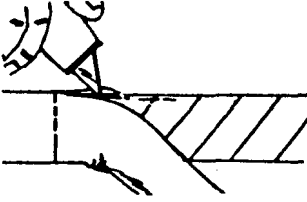
6. El empalme está ahora eficientemente terminado. Haga proporcionar la protección necesaria para que se haga con cinta BI-SOL No. 3, aplicada sobre el cable, según sea el material original. La malla de cobre, 7...



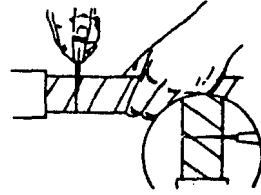
7. Realizando la cubierta externa original del cable, haga proporcionar la protección necesaria para que se haga con cinta de neopreno BISIOP-BI-BRM, o vinilo, según sea el material original.

Forma de elaborar un empalme encintado

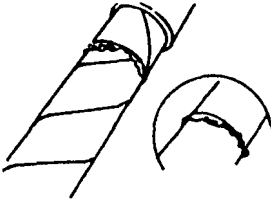
8. Si la cubierta del cable es de plomo, o si se desea protección para exterior directamente o en lugares inundados, de una cubierta de cinta de fibra de vidrio impregnada en resina epoxi.



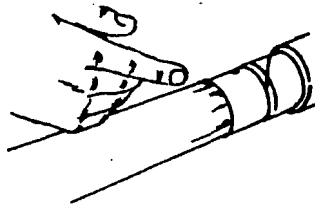
1. Al cortar la cubierta protectora del cable, no dañar la pantalla electrostática, sobre todo cerca de donde se inició el corte.



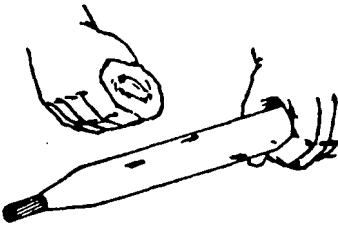
2. Al efectuar el corte de la pantalla, no cortar o lastimar el aislamiento, ya que esto equivaldría a dejar una burbuja ocluida.



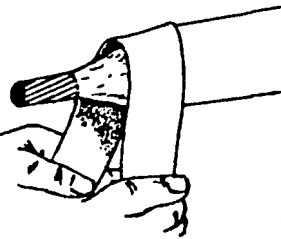
3. La terminación de la pantalla metálica no debe dejar rebabas, ya que producen concentraciones peligrosas de esfuerzos.



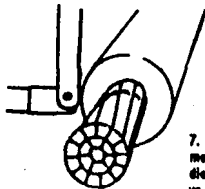
4. Al hacer el corte en la cinta semiconductor original del cable, éste debe ser uniforme y no dejar manchas o hilos.



5. La permanencia de materiales semiconductores sobre el aislamiento propicia la falla de fase a tierra. Debe limpiarse perfectamente con solvente y trapo.



6. La mala hechura de la punta de lápiz en el aislamiento produce el mismo efecto que si permanecieran burbujas ocluidas. Es necesario dejarla tersa, haciendo uso de una lija.



7. Al cortar el aislamiento, no debe lastimarse o molerse alguno de los conductores. Si esto sucediere, equivaldría a una reducción del área efectiva del conductor.

Fallas más comunes en su elaboración

APENDICES

Pruebas de campo y localización de fallas.

La función primordial de los conductores eléctricos, es la de transmitir eficientemente la energía eléctrica. Esto puede asegurarse mediante el control de la calidad de los cables, a través de las pruebas que se realizan en los laboratorios de los fabricantes, para garantizar la continuidad del servicio y confiabilidad durante la operación; sin embargo, en la mayoría de los casos, el fabricante tiene muy poco control sobre las operaciones de transporte, almacenaje, instalación y conexiones, por lo que es recomendable efectuar pruebas eléctricas para tener la seguridad de que el cable se encuentra en condiciones de prestar servicio. Además, en ocasiones se detecta que, con el tiempo, la corriente alterna causa deterioro o defectos, o revela algún daño causado en la fabricación o durante la instalación, los cuales no fueron detectados por las pruebas de fábrica o de instalación.

Es una práctica común recurrir a las pruebas periódicas después de algún tiempo de que el cable haya estado en servicio.

El propósito de esta sección es el:

- a) proporcionar un procedimiento uniforme para efectuar pruebas de aceptación y mantenimiento en el campo con corriente directa.
- b) proporcionar una guía para la evaluación de los resultados de las pruebas.

Definiciones y terminología.

Tensión de impulso.- El nivel básico de impulso (BIL), es el valor de cresta de la tensión de impulso que debe resistir el equipo eléctrico sin fallar o causar descarga disruptiva, cuando se prueba bajo condiciones específicas de temperatura y humedad.

Corriente de absorción.- Es la corriente resultante de la carga que absorbe el dieléctrico como resultado de la polarización.

Corriente capacitiva.- Es la corriente que carga el capacitor formado por la capacitancia del cable bajo prueba.

Corriente de conducción o fuga.- Es la corriente resultante de la conducción a través del medio aislante o sobre las superficies (terminales). La descarga de corona de partes externas energizadas se indicará como corriente de conducción.

Corriente directa.- Es una corriente unidireccional.

Tensión.- Tensión a corriente directa arriba de 5 kV suministrada por el equipo de prueba de capacidad limitada.

Accesorios de cables.- Son los componentes de un sistema de cables que no pueden ser desconectados del cable y por lo cual estarán sujetos a la máxima tensión de prueba aplicada.

Pruebas.

1. Prueba de aceptación.- Es la prueba que se hace después de que un cable ha sido instalado, pero antes de ponerlo en servicio normal, con el fin de detectar daños en el embarque o instalación, o errores en la mano de obra de los empalmes y terminales.
2. Prueba de mantenimiento.- Es la prueba que se hace durante la vida de operación de un cable, con el fin de detectar deterioros del sistema y evaluar las condiciones en las que se encuentre aquél.

Condiciones Generales.

Influencia del medio ambiente

Temperatura. El esfuerzo dieléctrico de algunos aislamientos se reduce a temperaturas elevadas. Esto requiere una reducción de la tensión de prueba a altas temperaturas.

Condiciones atmosféricas. La humedad excesiva favorece la condensación sobre las superficies expuestas, pudiendo afectar mucho los resultados de las pruebas. La contaminación de la superficie de las terminales puede incrementar considerablemente la corriente de conducción y proporcionar el arqueado externo. La densidad del aire afecta la medición de la prueba, incrementando la corriente de conducción.

Campos eléctricos externos. Algunas pruebas de campo en cables son ejecutadas en la vecindad de equipos energizados, originando que sus campos eléctricos influyan sobre los resultados de las pruebas. Debido al esfuerzo e ionización del aire entre el circuito bajo prueba y la proximidad de los circuitos energizados, es po-

sible que pueda ocurrir arqueo. Cuando el espacio es reducido se tomarán las precauciones necesarias para prevenir los arcos.

Equipo de pruebas de alta tensión.

El equipo de pruebas de alta tensión con corrientes directa debe:

- a) Proveer la máxima tensión de prueba requerida.
- b) Tener manera de incrementar la tensión.
- c) Tener la capacidad de proveer regulación de tensión satisfactoria.
- d) Tener la capacidad para suministrar una tensión directa aceptable.
- e) Tener indicadores de tensión y de corriente fáciles de leer.

Debe utilizarse un resistor adecuado para descargar el cable después de las pruebas.

Frecuencia de las pruebas.

Las pruebas de campo a cables de energía instalados se pueden dividir en:

1. Prueba de aceptación. Se hace a cables nuevos después de instalados pero antes de energizarse (incluye los accesorios).
2. Prueba en el período de garantía, esta prueba la hace quien instala los cables (durante el primer año de haber adquirido el cable).
3. Prueba de cables viejos. Existen dos períodos: el primero -- cuando el cable tiene entre uno y cinco años de operación, y el segundo con más de cinco años.

Seguridad del personal.

Por lo general el área de prueba deberá rodearse y sólo el personal autorizado permanecerá dentro de sus límites. Al terminar la prueba deberá aterrizar el cable para su descarga.

Método de prueba.

Todos los elementos requieren desenergizarse antes de la prueba. Para reducir la corriente de conducción por los extremos de las terminales del cable bajo prueba, se recomienda cubrirlos con bolsas de plástico, contenedores de vidrio o deflectores de corona adecuados, reduciendo así el grado de concentración de esfuerzos.

Existen varios métodos para pruebas en corriente directa como son:

- a) Método continuo. Consiste en aplicar la tensión incrementando aproximadamente 1000 volts por segundo o el 75% del valor de la corriente de salida en el equipo.
- b) Método por pasos. Consiste en aplicar la tensión lentamente en incrementos de 5 a 7 pasos de igual valor, hasta llegar al valor de la tensión específica. La ventaja de este método es que permite tomar valores de corriente de fuga en cada paso, para trazar la curva después (figura A.1).

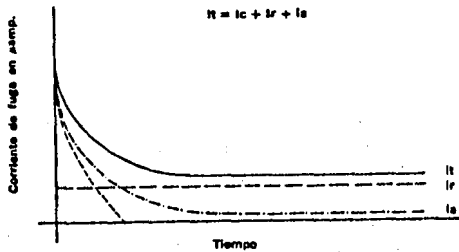


Fig.A.1 Variación de la corriente de fuga I_f en el tiempo.

Evaluación de los resultados.

Relación corriente-tiempo.

El tiempo requerido para que la corriente de conducción o fuga alcance a estabilizarse depende de la temperatura del aislamiento y del material. Si la tensión se mantiene constante y la corriente empieza a incrementarse, es indicativo de que el aislamiento empieza a ceder en algún punto donde tenga un daño. Este proceso continuaría hasta que el cable falle, a menos que se reduzca la tensión inmediatamente.

Por lo general, los cables con aislamiento de hule y papel impregnado no presurizado presentan este tipo de fallas en el aislamiento.

Valores de la resistencia de aislamiento.

Pueden utilizarse la tensión y la corriente de conducción observadas durante la prueba de alta tensión, para calcular la resistencia efectiva del aislamiento del sistema de cables, por medio de la ley de Ohm.

$$R = \frac{E}{I} \quad (\text{Megohms-km} = \frac{kV}{A})$$

donde: E = tensión

I = corriente de conducción

R = resistencia efectiva del aislamiento.

Calcular y graficar la resistencia contra la tensión, en conjunción con la prueba de tensión por pasos, constituye una ayuda para evaluar las condiciones del aislamiento. Una reducción sustancial en la resistencia con el incremento de la tensión es una indicación de daño en el mismo.

La resistencia del aislamiento de cualquier cable se ve afectada por la temperatura, humedad, suciedad y en general, por las áreas débiles debidas al deterioro por envejecimiento o por daño mecánico.

Antes de efectuar la medición conviene calcular analíticamente la resistencia del aislamiento del cable, como sigue:

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

donde: R_i = resistencia del aislamiento en megohms-km

k = constante de resistencia del aislamiento

D = diámetro sobre aislamiento en mm.

d = diámetro bajo aislamiento en mm.

Tabla 1. Constante de resistencia del aislamiento

Aislamiento	k (meghoms-km)
Papel impregnado	3000 a 20 °C
PVC	750 a 20 °C
Polietileno	15250 a 15.6 °C
XLP	6100 a 15.6 °C
EP	6100 a 15.6 °C

Localización de las fallas.

Las fallas en los cables de energía aislados pueden presentarse en el momento de efectuar las pruebas de aceptación o durante su operación, requiriendose de una acción inmediata para restaurar el servicio.

La localización de las fallas en cables aislados debe ser tan exacta como sea posible; para permitir, con el mínimo de trabajo, la exposición de la falla. En los casos donde la longitud y trayectoria del cable sean bien conocidos, sólo es necesario determinar la distancia del extremo de medición a la falla. Sin embargo, en muchos casos, sólo se conoce la ubicación de las terminales del cable y no la tra -

yectoria entre ambos extremos, por no existir planos o haber tenido modificaciones.

Puesto que existen muchos tipos de cables, métodos de instalación y condiciones del medio, es difícil que, con un solo tipo de equipo, pueda hacerse toda clase de localización de fallas.

Tipos de fallas.

Podemos considerar como principales causas de fallas, las siguientes:

- Daño mecánico
- Mano de obra defectuosa.
- Temperaturas excesivas.
- Efecto corona.
- Ozono.
- Sobretensiones.
- Daño por animales.
- Medio altamente corrosivo.

El problema de la localización de fallas.

Básicamente consta de tres pasos:

1º Consolidación de la falla.

Puesto que la mayoría de los métodos y equipos para la localización de fallas requieren una resistencia baja en el punto de falla, es necesario antes quemar ésta con el equipo adecuado y lograr así que sea franca o de muy baja resistencia.

Para reducir la resistencia de falla de un cable, cuando ésta no es franca, es necesario aplicar una tensión, que sea lo suficientemente alta como para formar un arco en ella y permitir así el paso de la corriente; la energía disponible debe ser lo suficientemente alta pa-

ra crear una trayectoria conductora.



Fig. A.2 Diagrama eléctrico del quemador de fallas.

2° Estimación de la distancia de falla.

Una vez que la resistencia de la falla se ha reducido a valores menores de 50 ohms se procede a usar el método de las terminales, el cual consiste en localizar rápidamente la posición aproximada de la falla, haciendo mediciones directas en las terminales del cable.

Método de las terminales.

1. Relación de las resistencias del aislamiento para circuitos abiertos. (Si el cable tiene una resistencia uniforme por unidad de longitud). Se puede determinar la distancia de la falla de un circuito abierto a una terminal, por la relación de la resistencia del aislamiento del cable abierto a la resistencia del aislamiento de un cable similar de longitud conocida. La medición puede hacerse con un puente de Wheatstone o con un megóhmetro. La medición se puede hacer desde una o dos terminales y los cálculos pueden hacerse como sigue:

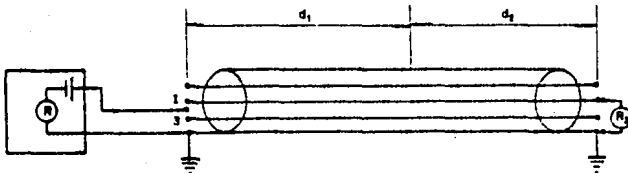


Fig.A.3 Relación de las resistencias del aislamiento.

Desde una terminal
$$d_1 = \frac{R_3}{R_1} (d_1 + d_2)$$

Desde dos terminales
$$d_1 = \frac{R_2}{R_1 + R_2} (d_1 + d_2)$$

donde: d_1 = distancia del punto de medición a la falla .

$\frac{R_3}{R_1}$ = relación de la resistencia de aislamiento R_3 del cable bueno a R_1 del cable con falla.

$d_1 + d_2$ = longitud del cable

$\frac{R_2}{R_1 + R_2}$ = relación de la resistencia del aislamiento R_2 de la terminal opuesta, a la suma de las resistencias del aislamiento $R_1 + R_2$ de ambas terminales

2. Relación de las capacitancias para circuitos abiertos.

(Si el cable tiene una capacitancia uniforme por unidad de longitud)

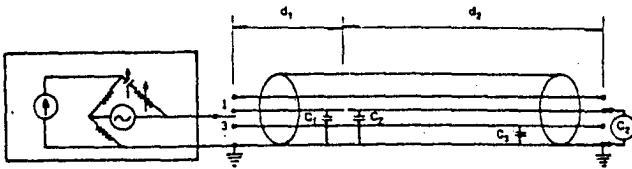


Fig. A.4 Relación de capacitancias.

Desde una terminal
$$d_1 = \frac{C_1}{C_2} (d_1 + d_2)$$

Desde dos terminales
$$d_1 = \frac{C_1}{C_1 + C_2} (d_1 + d_2)$$

3. Relación de las caídas de tensión para circuitos-cortos y a tierra.

(Si el cable tiene una resistencia uniforme por unidad de longitud)

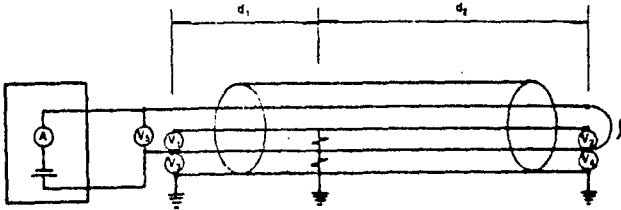


Fig. A.5 Relación de caídas de tensión.

Como se indica en la figura, la distancia a un corto o a tierra puede ser determinada midiendo la caída de tensión a través de los conductores de las terminales, cuando se aplica una corriente constante y se aplica de una terminal a un puente hecho en la terminal opuesta, entre el conductor con falla y el conductor bueno, y la tensión se mide con un voltmetro o con un potenciómetro.

La distancia a la falla puede ser calculada como sigue:

Cortos:
$$d_1 = \frac{V_1}{V_1 + V_2} (d_1 + d_2)$$

donde: d_1 = distancia a la falla

$\frac{V_1}{V_1 + V_2}$ → Relación de la caída de tensión entre los conductores a la terminal cercana, a la suma de las caídas de tensión $V_1 + V_2$ entre los conductores de ambas terminales.

$d_1 + d_2$ = distancia entre terminales.

Tierras:

a)
$$d_1 = \frac{V_3}{V_3 + V_4} (d_1 + d_2)$$

donde:

d_1 = distancia a la falla

$\frac{V_3}{V_3+V_4}$ = Relación de la caída de tensión entre el conductor y tierra de una terminal a la caída de tensión V_3+V_4 de ambas terminales.

d_1+d_2 = distancia entre terminales.

$$b) \quad d_1 = \frac{V_3}{V_5} (2d_1+2d_2+1)$$

donde:

$\frac{V_3}{V_5}$ = Relación de la caída de tensión V_3 a tierra, a la caída de tensión V_5 al conductor bueno.

4. Diferencia de onda estacionario para circuitos abiertos, cortos y a tierra.

Como se muestra en la figura A.6, es posible determinar la distancia a una falla por circuito abierto, corto o a tierra, desde una terminal por medición de la frecuencia a la cual ocurre la resonancia en el conductor cuando éste se excita por ondas senoidales de alta frecuencia. Este método se basa en que se crean ondas estacionarias por reflexión en cualquier discontinuidad en la impedancia de un cable, y que se presenta una condición de resonancia cuando la distancia a la falla es un múltiplo exacto de la longitud de onda media de la frecuencia aplicada esto es:

$$\text{donde:} \quad d_1 = \frac{P}{2\Delta f}$$

d_1 = distancia de falla.

P = velocidad de propagación

Δf = diferencia entre dos frecuencias resonantes sucesivas.

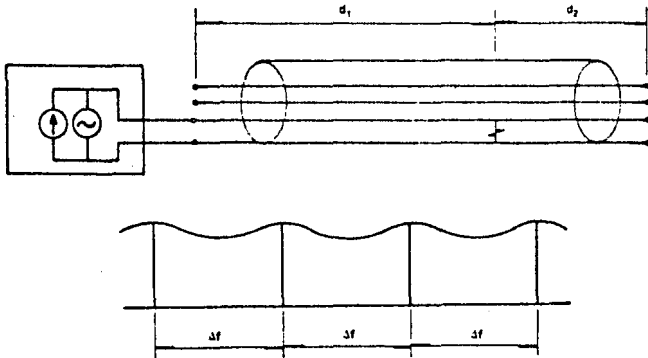


Fig. A.6 Diferencia de onda estacionaria.

Se puede determinar la distancia a cualquier clase de falla, previamente definida, por la medición del tiempo requerido para que se transmita un pulso, emitido en un incremento de tiempo, desde la terminal cercana hasta que sea reflejado por aquellas fallas que pueden existir.

Este método se conoce como radar, tiempo de reflexión de pulsos, pulso eco o reflectómetro del dominio de tiempos, y depende de que toda o parte de la energía del pulso incidente sea reflejada por cualquier discontinuidad en la impedancia característica del cable y que la distancia a la falla sea proporcional al tiempo de reflexión.

La expresión siguiente sirve para calcular la distancia del punto de medición a la falla.

$$d_1 = \frac{1}{2} t_1 P$$

donde: t_1 = tiempo de reflexión
 P = velocidad de propagación.

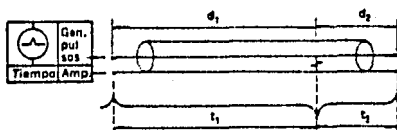


Fig. A.7 Radar.

3° Localización del lugar de falla.

La localización exacta del lugar de la falla se logra por medio de los métodos rastreadores, usando uno o más detectores.

Métodos rastreadores.

1. Métodos rastreadores con c.a.

Existen muchas clases de equipos rastreadores, particularmente - para cables sin pantallas. Esto se hace a una frecuencia de corriente alterna en los límites bajos de audio, y se transmite desde una terminal, a lo largo del cable, hasta que se alcanza la falla en un punto donde la corriente sigue la trayectoria de retorno, dando lugar a un cambio en el nivel de la señal aplicada, en la dirección, o en ambos, dependiendo de la instalación. El cambio puede ser detectado por uno o dos efectos. Se genera un campo electromagnético alrededor del eje del cable, el cual es indicado por el nivel de sonido de audio o por un medidor de deflexión. El otro detecta el gradiente de tensión promedio de pruebas en la trayectoria de retorno de tierra y se indica a través de un medidor de deflexión. También se utiliza la señal de rastreo de c.a. para localizar la trayectoria exacta de cables directamente enterrados.

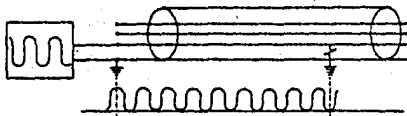


Fig. A.8 Método rastreador con c.a.

2° Métodos de rastreo con c.d.

Existen otras clases de señales de rastreo, con corriente directa, las cuales se utilizan en varias formas, dependiendo del tipo de instalación. Hay fuentes de c.d. de baja y alta tensión que gene -

ran tensiones continua o periódicamente, de acuerdo con su diseño particular; y su operación es similar a la de los métodos rastreadores de corriente alterna, con la ventaja de que pueden indicar tanto la dirección de la señal como su magnitud.

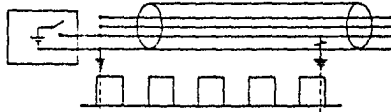


Fig. A.9 Método rastreador con c.d.

3. Métodos de impulsos.

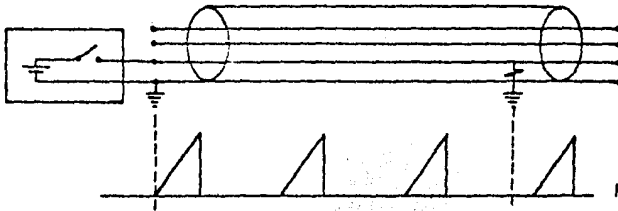
Este método, debido a su precisión, ha sido usado ampliamente, ya que se aplica en cualquier tipo de cables, con o sin pantalla, y en todo tipo de instalación.

Eléctricamente, todas las fallas se pueden representar por una capacitancia en paralelo con una resistencia.

Aunque el circuito eléctrico es sencillo, las variaciones en las condiciones de las dos trayectorias pueden cubrir un intervalo extremadamente amplio, con la resistencia variando desde un valor muy pequeño hasta los megohms, y la tensión de ruptura desde cero hasta muchos miles de volts.

Este método de impulsos para la localización de fallas, se carga un capacitor o grupo de capacitores a través de una fuente rectificadora de alta tensión, a una tensión apropiada, y a continuación se descarga a través de un cable defectuoso. La onda de impulso que se produce corre a lo largo del cable hasta que llega a la falla. Esta operación se repite automáticamente por el generador de impulsos, hasta que se localiza la falla.

Cuando la onda de impulso llega a la falla, puede disiparse por sí misma, ya sea a través de la trayectoria de la resistencia o mediante formación de un arco por la capacitancia. En todo caso, libera su energía a tierra, proporcionando una corriente o sonido que se pueden detectar. Si la energía sólo pasa a través de la trayectoria de la resistencia, no se producirá arco y la detección debe ser en forma electromagnética. Si la resistencia de la falla es muy alta, y la tensión de la onda es suficiente, se formará un arco en la capacitancia, y el dispositivo detector puede ser del tipo electromagnético.



FigA.10 Método de impulsos.

Es importante recomendar que la resistencia de la falla puede ser infinitamente alta, pero se puede localizar por el método de impulsos, siempre y cuando el valor pico de la onda de tensión y el tiempo de duración sean suficientes como para provocar el arco.

Básicamente el arco queda determinado por dos cosas, la naturaleza de la falla y la magnitud y forma de la onda de tensión. Esta última se determina por la selección del generador de impulsos.

Si el cable está al descubierto, por lo común las fallas pueden localizarse por el sonido de la descarga o por el destello. Sin embargo, si está directamente enterrado o en ductos, o cuando las cubiertas no han sido dañadas, se requiere un detector.

Programas:

Los programas que a continuación se muestran tratan sobre lo siguiente:

- Cálculo de longitud y sección transversal óptima de un conductor.

Es costumbre que en redes de distribución de baja tensión, los alimentadores (aún los radiales) tengan la misma sección transversal en toda su longitud.

Como es sabido, la intensidad de corriente será mayor en el extremo de alimentación del alimentador, que en puntos razonablemente alejados de él; esto nos plantea la posibilidad de utilizar un cable cuya sección transversal vaya decreciendo continuamente conforme nos aleje-

mos del extremo de alimentación, desde el punto de vista técnico y económico, esta solución no es práctica, pero podemos enfrentar el problema de disminuir la sección en forma discreta utilizando para ellos secciones normalizadas de cables.

En el presente programa se optimiza el volumen de cobre de un alimentador así como su longitud.

- Cálculo de pérdidas y selección del calibre económico.

Este programa se basa en el estudio de pérdidas y selección del calibre económico expuesto en el capítulo 3, y el ejemplo que se seleccionó es el siguiente:

Ejemplo.

Se dará suministro a una fábrica, la cual trabaja a plena carga y se desconecta ocasionalmente, en 23 kV. La fábrica requiere de 10 MVA para satisfacer sus necesidades y la subestación se encuentra a 1 m de la alimentación. Calcular las pérdidas anuales en kW-h/año si el cable seleccionado es EP, 25 kV, calibre 4/0 AWG, conductor de cobre. El tipo de instalación será en configuración trebol y directamente en terrado, la temperatura ambiente del terreno es de 25°C, y su resistencia térmica de 120°C-m/W con el 75% de factor de carga. Calcular también el calibre económico.

- Planeación de Sistemas de Distribución.

Dicho programa está basado en el algoritmo propuesto por los --

Sres. M. Ponnavaikko y K.S. Prakasa Rao. Los datos con los cuales se corrió el programa fueron tomados de su estudio. El análisis se incluye en éste apéndice para su mayor información.

```

2 REM *****
4 REM *****
6 REM **
8 REM **
10 REM **
12 REM **
14 REM **
16 REM **
18 REM **
20 REM **
22 REM **
24 REM **
26 REM **
28 REM **
30 REM **
32 REM **
34 REM **
36 REM **
38 REM **
40 REM **
42 REM **
44 REM **
46 REM **
48 REM **
50 REM **
52 REM **
54 REM **
55 REM **
56 REM **
57 REM **
58 REM **
59 REM **
60 REM *****
61 REM *****
62 REM *****
63 REM *****
64 REM *****
65 PRINT "*****"
66 PRINT " "
67 PRINT " "
68 PRINT " "
69 PRINT " "
70 PRINT "*****"
71 PRINT " "
72 PRINT " "
73 PRINT " "
74 REM "LOS DATOS SE DANAN EN KW Y EN METROS"
75 PRINT " "
76 PRINT " "
77 PRINT " "
78 INPUT "EL MATERIAL ES ALUMINIO O CUBRE ?"; R$
79 IF R$="CUBRE" GO TO 85
80 IF R$="ALUMINIO" GO TO 95
81 PRINT " "
82 PRINT " "
83 PRINT " "
85 N=1.764E-5
86 PRINT "### DATOS ####"
87 INPUT "N="; N
88 PRINT "N="; N
89 FOR I=1 TO N
90 INPUT "A(I)="; A(I)
91 PRINT "A(I)="; A(I)
92 NEXT I
93 GO TO 104
94 PRINT " "
95 N=2.905E-5
96 PRINT "### DATOS ####"
97 INPUT "N="; N
98 PRINT "N="; N
99 FOR I=1 TO N
100 INPUT "A(I)="; A(I)
101 PRINT "A(I)="; A(I)
102 NEXT I
103 GO TO 104
104 INPUT "CUAL ES LA CARGA POR CONSUMIDOR (AW)?"; KW
110 INPUT "CUAL ES LA LONGITUD TOTAL DEL ALIMENTADOR (B)?"; B
120 INPUT "CUAL ES EL ESPACIAMIENTO (E)?"; E
130 INPUT "CUAL ES EL VOLTAJE DE LINEA (V)?"; V
140 INPUT "CUAL ES LA REGULACION DE VOLTAJE EN POR CIENTO (V%) ?"; V%
172 PRINT " "
173 PRINT " "

```



```

174 PRINT
180 I= (K**1000*SQR(3))/(E*V*1000)
190 V1=V4/(100*SQR(3))
200 A1=I*R*(B*1000)^2/(2*V1)
201 PRINT
205 PRINT
209 PRINT
210 IF A1>A(1) GO TO 250
220 PRINT
230 PRINT "*** USE CABLE MAS DELGADO ***"
236 PRINT
237 PRINT
238 PRINT
239 INPUT "QUIERES PROBAR NUEVAMENTE ?";YS
240 IF YS="SI" GO TO 78
241 IF YS="NO" GO TO 999
242 PRINT
243 PRINT
244 PRINT
250 J=T(1)=S(1)=0
260 J=J+1
270 IF J<N GO TO 310
280 PRINT
290 PRINT "*** DISEÑO NO FACTIBLE ***"
296 PRINT
297 PRINT
298 PRINT
299 INPUT "QUIERES PROBAR NUEVAMENTE ?";WS
300 IF WS="SI" GO TO 78
301 IF WS="NO" GO TO 999
302 PRINT
303 PRINT
304 PRINT
310 IF J>1 GO TO 360
320 L1(J)=A(J)*A(J+1)
330 S(J)=L1(J)
340 T(J)=L1(J)/A(J)*(S(J)-L1(J)/2)
350 GO TO 390
360 L1(J)=A(J)*A(J+1)-S(J-1)
370 S(J)=S(J-1)+L1(J)
380 T(J)=T(J-1)+L1(J)/A(J)*(S(J)-L1(J)/2)
390 IF A1>A(J+1) GO TO 260
400 IF S(J)^2>2*A1*T(J) GO TO 260
410 S(J+1)=(A1*(2*A(J+1)+T(J)-S(J)^2)/(A(J+1)-A1))^.5
420 L1(J+1)=S(J+1)-S(J)
430 A2=(B*1000)/S(J+1)
433 PRINT
437 PRINT
440 FOR I=1 TO J+1
450 L(I)=A2*L1(I)/1000
460 NEXT I
470 PRINT
480 PRINT
490 FOR A=1 TO 64
500 PRINT "A";
510 NEXT A
520 PRINT
521 V4=0
522 PRINT
530 PRINT
540 PRINT "REGULACION DE VOLTAJE"; V4;"POR CIENTO"
550 PRINT
560 PRINT "CARGA"; KW;"KW POR CONSUMIDOR"
570 PRINT
590 PRINT "LONGITUD TOTAL"; B;"METROS"
600 PRINT
610 PRINT "ESPACIAMIENTO ENTRE CONSUMIDORES"; E;"METROS"
620 PRINT
630 PRINT "VOLTAJE ENTRE LINEAS"; V;"VOLTS"
640 PRINT
650 PRINT "TAB(15); "M. CUADRADOS", " METROS
660 PRINT
670 FOR I=1 TO J+1
680 PRINT TAB(18); A(I); TAB(49);
690 PRINT ABS(INT(L(I)*100)/100)
700 V4 = V4+A(I)*L(I)*1000
710 NEXT I
720 PRINT
730 PRINT "VOLUMEN POR CONDUCTOR";ABS((V4*1000)/1000);"MM.CUB."
740 PRINT
750 V5=A1*B*1000
760 V6=((V5-V4)/V5)*100

```

```

763 PRINT
766 PRINT
770 PRINT = AHORRO DEL"; SGN(V6)*ABS(INT(V6*1000)/1000);"POR CIENTO"
780 PRINT EN - "; RS
800 PRINT
810 FOR A=1 TO 64
820 PRINT "A";
821 NEXT A
827 PRINT
828 PRINT
829 PRINT
830 INPUT "QUIERES PROBAR CON EL OTRO MATERIAL ?";NS
831 IF NS="SI" GO TO 74
832 IF NS="NO" GO TO 999
835 PRINT
836 PRINT
837 PRINT
999 END
    
```

 PROGRAMA PARA CALCULAR LONGITUD Y
 SECCION OPTIMA DE UN CONDUCTOR

```

**** DATOS ****
N= 9
A(I)= 14.516
A(I)= 25.806
A(I)= 38.71
A(I)= 64.52
A(I)= 96.774
A(I)= 129.032
A(I)= 161.3
A(I)= 193.55
A(I)= 225.01
    
```

```

REGULACION DE VOLTAJE 3 POR CIENTO
CARGA 3 K* POR CONSUMIDOR
LONGITUD TOTAL 548.64 METROS
ESPACIAMIENTO ENTRE CONSUMIDORES 27.432 METROS
VOLTAJE ENTRE LINEAS 415 VOLTS
    
```

M. CUADRADOS	METROS
14.516	3.69
25.806	6.16
38.71	14.79
64.52	36.97
96.774	61.62
129.032	62.18
161.3	102.71
193.55	240.48

VOLUMEN POR CONDUCTOR .H28536E+08 MM.CUB.

AHORRO DEL 10.419 POR CIENTO
 EN - COBRE

2 REM *****
4 REM *****
6 REM *****
8 REM *****
10 REM *****

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

CARRERA: INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

AREA: INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

MODULO: UTILIZACION DE LA ENERGIA

SEMINARIO DE TESIS: 068

DISEÑO OPTIMO DE INSTALACIONES SUBTERRANEAS
PARA FRACCIONAMIENTOS

INTEGRANTES:

ALEJANDRE MELGAREJO GUILLERMO ALBERTO
AMAYA MERCADO MIGUEL ANGEL
DOMINGUEZ TREJO PASCUAL

DIRECTOR:
ING. ERNESTO DIAZ LOZANO CAMPOS

SEMESTRE 85-1

74 REM *****
80 PRINT "*****"
82 PRINT "PROGRAMA PARA CALCULAR LAS PERDIDAS DE ENERGIA"
84 PRINT "EN CABLES DE POTENCIA Y, CALCULAR Y SELECCIONAR"
86 PRINT "SU CALIBRE ECONOMICO"
88 PRINT "*****"
90 PRINT "
92 PRINT "
94 PRINT "

100 INPUT "EL MATERIAL ES ALUMINIO O COBRE ?"; WS

102 IF WS="ALUMINIO" GO TO 110

104 IF WS="COBRE" GO TO 118

106 PRINT

108 PRINT

110 RV=28.28

112 GU TO 126

114 PRINT

116 PRINT

118 RV=17.241

120 GU TO 126

122 PRINT

124 PRINT

126 INPUT "CUAL ES LA TEMPERATURA AMBIENTE EN OC"; TA

128 Q=1/(234.5+TA)

130 INPUT "CUAL ES LA TEMPERATURA DE CORRECCION EN OC"; T2

132 RM=RV*(1+Q*(T2-TA))

134 PRINT

136 PRINT

140 INPUT

150 INPUT "CUAL ES LA POTENCIA A ALIMENTAR EN MVA, KA ?"; KA

160 INPUT "CUAL ES LA TENSION DE ALIMENTACION EN KV, KV ?"; KV

170 INPUT "CUAL ES LA LONGITUD TOTAL DEL CIRCUITO L EN KM ?"; L

180 INPUT "CUAL ES EL AREA DE LA SECCION TRANSVERSAL A EN MM2 ?"; A

190 INPUT "CUAL ES EL FACTOR DE CABLEADO KC ?"; KC

200 INPUT "CUAL ES LA FRECUENCIA F EN HZ ?"; F

210 INPUT "CUAL ES EL FACTOR PIEL KS ?"; KS

220 INPUT "CUAL ES EL DIAMETRO DEL CONDUCTOR EN CM DC ?"; DC

230 INPUT "CUAL ES LA DISTANCIA ENTRE LOS EJES DE LOS CONDUCTORES EN CM S?"; S

240 INPUT "CUAL ES EL FACTOR-PROXIMIDAD KP ?"; KP

250 INPUT "CUAL ES EL NUMERO DE HORAS DE OPERACION EN UN AÑO H ?"; H

260 INPUT "CUAL ES EL NUMERO DE CABLES EN EL SISTEMA N ?"; N

270 INPUT "CUAL ES EL FACTOR DE CARGA FC ?"; FC

280 INPUT "CUAL ES LA CTE. INDUCTIVA ESPECIFICA DEL AISLAMIENTO SIC ?"; SIC

290 INPUT "CUAL ES EL DIAMETRO SOBRE EL AISLAMIENTO DS EN MM ?"; DS

300 INPUT "CUAL ES EL DIAMETRO BAJO EL AISLAMIENTO DB EN MM ?"; DB

310 INPUT "CUAL ES EL FACTOR DE PERDIDAS DEL AISLAMIENTO TAN-D ?"; TG

320 INPUT "CUAL ES EL RADIO MEDIO DE LA PANTALLA EN CM RU ?"; RU

330 INPUT "CUAL ES EL ESPESOR DE LA PANTALLA EN MM T ?"; T

```

330 INPUT "CUAL ES EL DIAMETRO MEDIO DE LA PANTALLA EN MM DM ?"; DM
340 INPUT "CUAL ES EL FACTOR PARA INCREMENTAR LA RESISTENCIA K ?"; K
350 INPUT "CUAL ES EL NUMERO DE CABLES ACTIVOS DEL SISTEMA N1 ?"; N1
370 INPUT "CUAL ES EL PRECIO DE LA ENERGIA EN S/KW-H P ?"; P
380 INPUT "CUAL ES LA TASA DE INTERES I1 ?"; I1
390 INPUT "CUAL ES LA ESTIMACION DE VIDA DE LOS CABLES DE ENERGIA N2 ?"; N2
400 INPUT "CUAL ES EL CALIBRE S2 ?"; S2
410 INPUT "CUAL ES EL CALIBRE S1 ?"; S1
420 INPUT "CUAL ES EL PRECIO D2 DEL CALIBRE S2 ?"; D2
510 PRINT "CUAL ES EL PRECIO D1 DEL CALIBRE S1 ?"; D1
520 PRINT
530 PRINT
540 PRINT "POTENCIA DE ALIMENTACION EN MVA, KA="; KA
550 PRINT "TENSION DE ALIMENTACION EN KV, KV="; KV
560 PRINT "LONGITUD TOTAL DEL CIRCUITO EN KM L="; L
570 PRINT "AREA DE LA SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR EN MM2 A="; A
580 PRINT "RESISTIVIDAD VOLUMETRICA DEL MATERIAL RV EN OHM-MM2/KM"; RV
590 PRINT "FACTOR DE CABLEADO KC="; KC
600 PRINT "FRECUENCIA F EN HZ="; F
610 PRINT "FACTOR PIEL KS="; KS
620 PRINT "TEMPERATURA DE CORRECCION EN OC T2="; T2
630 PRINT "TEMPERATURA AMBIENTE EN OC TA="; TA
640 PRINT "DIAMETRO DEL CONDUCTOR EN CM DC="; DC
650 PRINT "DISTANCIA ENTRE LOS EJES DEL CONDUCTOR EN CM S="; S
660 PRINT "FACTOR-PROXIMIDAD KP="; KP
670 PRINT "NUMERO DE HORAS DE OPERACION EN UN AÑO H="; H
680 PRINT "NUMERO DE CABLES EN EL SISTEMA N="; N
690 PRINT "FACTOR DE CARGA FC="; FC
700 PRINT "CONSTANTE INDUCTIVA ESPECIFICA DEL AISLAMIENTO SIC="; SIC
710 PRINT "DIAMETRO SOBRE EL AISLAMIENTO EN MM DS="; DS
720 PRINT "DIAMETRO BAJO EL AISLAMIENTO EN MM DB="; DB
730 PRINT "FACTOR DE PERDIAS DEL AISLAMIENTO PAN="; PAN
740 PRINT "RADIO MEDIO DE LA PANTALLA EN CM RU="; RU
750 PRINT "ESPESOR DE LA PANTALLA EN MM T="; T
760 PRINT "DIAMETRO MEDIO DE LA PANTALLA EN MM DM="; DM
770 PRINT "FACTOR PARA INCREMENTAR LA RESISTENCIA K="; K
780 PRINT "RESISTIVIDAD DEL MATERIAL DEL CONDUCTOR RM="; RM
790 PRINT "NUMERO DE CABLES ACTIVOS EN EL SISTEMA N1="; N1
790 PRINT "PRECIO DE LA ENERGIA EN S/KW-H P="; P
810 PRINT "TASA DE INTERES I1="; I1
820 PRINT "ESTIMACION DE LA VIDA EN AÑOS DE LOS CABLES DE ENERGIA N2="; N2
830 PRINT "CALIBRE S2="; S2
840 PRINT "CALIBRE S1="; S1
850 PRINT "PRECIO D2 DEL CALIBRE S2="; D2
860 PRINT "PRECIO D1 DEL CALIBRE S1="; D1
880 PRINT
890 PRINT
910 I=KA/(SOR(3)*KV)
920 PRINT "CORRIENTE I="; I
930 RC=RV*(L/A)*(1+KC)
940 PRINT "RESISTENCIA DE C.D., RC="; RC
950 PRINT "COEFICIENTE DE CORRECCION POR TEMPERATURA U="; U
960 RI=RC*(1+U*(T2-TA))
970 PRINT "RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A LA C.D. CORREGIDA R1="; R1
980 XS=((I*F*1416*P)/R1)*10E-4)*KS)*(.5)
990 PRINT "AS="; XS
1000 YS=(XS**4)/(192+.8*(XS**4))
1010 PRINT "FACTOR YS DEL EFECTO PIEL="; YS
1020 XP=((U*F*1416*P*10E-4)/R1)*KP
1030 PRINT "XP="; XP
1040 Y1=((AP**4)/(192+.8*(XP**4)))*((DC/S)**2)
1050 Y2=.312*((DC/S)**2)+1.18/((AP**4)/(192+.8*(AP**4))+.27)
1060 YP=Y1*Y2
1070 PRINT "FACTOR YP DEL EFECTO DE PROXIMIDAD="; YP
1080 RA=R1*(1+YS+YP)
1090 PRINT "RESISTENCIA DE C.A., RA="; RA
1100 PRINT
1110 PRINT
1120 PRINT
1130 PRINT "CALCULO DE LAS PERDIAS DE ENERGIA"
1140 PRINT "*****"
1150 PRINT
1160 PRINT
1170 PRINT
1180 PRINT "    *** PERDIAS EN EL CONDUCCION ***"
1190 PRINT
1200 PRINT
1210 PRINT
1220 PRINT "FP=.3*FC+.7*(FC**2)
1230 PRINT "FACTOR DE PERDIAS FP="; FP
1240 WC=(I**2)*RA*(.001)

```

```

1250 PRINT "POLENCIA PERDIDA EN EL CONDUCTOR EN KW/KM WC="; WC
1260 EC=CL*AMH*FP
1270 PRINT "ENERGIA PERDIDA EN EL CONDUCTOR EN KW-H/A&O EC="; EC
1280 PRINT " "
1290 PRINT " "
1300 PRINT " "
1310 PRINT " *** PERDIDAS EN EL DIELECTRICO *** "
1320 PRINT " "
1330 PRINT " "
1340 PRINT " "
1350 M=DS/UB
1360 DEF FNA(M)=LOG(M)/LOG(10)
1370 PRINT "FNA(M)="; FNA(M)
1380 C=(0.0241*DS)/FNA(M)*(.000001)
1390 PRINT "C="; C
1400 ED=V/SUR(3)
1410 PRINT "EO="; EO
1420 WD=2*3.1416*FC*(EO**2)*TG*(.001)
1430 PRINT "POLENCIA PERDIDA EN EL DIELECTRICO EN KW/KM WD="; WD
1440 ED=WD*H*HN
1450 PRINT "ENERGIA PERDIDA EN EL DIELECTRICO EN KW-H/A&O ED="; ED
1460 PRINT " "
1461 PRINT " "
1462 PRINT " "
1470 PRINT " *** PERDIDAS EN LA PANTALLA *** "
1480 PRINT " "
1490 PRINT " "
1500 PRINT " "
1510 H1=S/RO
1520 XM=0.0754*LOG(H1)
1530 PRINT "REACTANCIA MUTUA ENTRE CONDUCTOR Y PANTALLA XM="; XM
1540 RP=(3.53*X)/(DM**2)
1550 PRINT "RESISTENCIA DE LA PANTALLA RP="; RP
1560 IP=((I**2)*(XM**2)/((RP**2)+(XM**2)))**(.5)
1570 WP=(IP**2)*RP*(.001)
1580 PRINT "POLENCIA PERDIDA EN LA PANTALLA EN KW/KM WP="; WP
1590 EP=PAL*H*FP
1600 PRINT "ENERGIA PERDIDA EN LA PANTALLA EN KW-H/A&O EP="; EP
1610 PRINT " "
1620 PRINT " "
1630 PRINT " "
1640 PRINT "***** ENERGIA TOTAL PERDIDA *****"
1650 PRINT " "
1660 PRINT " "
1670 PRINT " "
1680 ET=EC+ED+EP
1690 PRINT "ENERGIA TOTAL PERDIDA EN KW-H/A&O ET="; ET
1700 PRINT " "
1710 PRINT " "
1720 PRINT " "
1730 PRINT "***** CALCULO Y SELECCION DEL CALIBRE ECONOMICO *****"
1740 PRINT " "
1750 PRINT " "
1760 PRINT " "
1770 A1=(((1+I1)**N2)-1)/((1+I1)**N2)
1780 PRINT "FACTOR DE INTERES A1="; A1
1790 G=(D2-D1)/(S2-S1)
1800 PRINT "PENDIENTE DE LA RECTA PRECIOS VS AREA G="; G
1810 SE=I*((AM*N1*H*FP*P*A1*(.001))/G)**(.5)
1815 PRINT " "
1820 PRINT "SECCION MAS ECONOMICA SE="; SE; " MM2 EN -"; WS
1830 PRINT " "
1840 PRINT " "
1850 PRINT " "
1860 PRINT " "
1870 PRINT " UNA VEZ OBTENIDA LA SECCION MAS ECONOMICA SE, BUSCAR EN TABLAS "
1880 PRINT " LA SECCION NORMALIZADA MAS PROXIMA A LA CALCULADA, DICHA SEC - "
1890 PRINT " CIÓN NORMALIZADA ES ENTÓNCEES LA QUE SE RECOMIENDA UTILIZAR. "
1900 PRINT " "
1910 PRINT " "
1920 INPUT "QUIERE UD. HACER OTRO CALCULO, SI O NO ?"; JS
1930 IF JS = "SI" GO TO 100
1940 IF JS = "NO" GO TO 9999
1950 PRINT " "
1960 PRINT " "
1970 PRINT " "
9999 END

```

 PROGRAMA PARA CALCULAR LAS PERDIDAS DE ENERGIA
 EN CABLES DE POTENCIA Y, CALCULAR Y SELECCIONAR
 SU CALIBRE ECONOMICO

POTENCIA DE ALIMENTACION EN MVA, KA= 10000
 TENSION DE ALIMENTACION EN KV, KV= 23
 LONGITUD TUAL DEL CIRCUITO EN KM L= 1
 AREA DE LA SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR EN MM2 A= 107.2
 RESISTIVIDAD VOLUMETRICA DEL MATERIAL RV EN OHM-MM2/KM 17.241
 FACTOR DE CABLEADO KC= .02
 FRECUENCIA F EN HZ = 60
 FACTOR PIEL KS= 1
 TEMPERATURA DE CORRECCION EN OC T2= 90
 TEMPERATURA AMBIENTE EN OC, TA= 25
 DIAMETRO DEL CONDUCTOR EN CM DC= 1.206
 DISTANCIA ENTRE LOS EJES DEL CONDUCTOR EN CM S= 2.76
 FACTOR-PROXIMIDAD KP= 1
 NUMERO DE HORAS DE OPERACION EN UN AÑO H= 8000
 NUMERO DE CABLES EN EL SISTEMA N= 3
 FACTOR DE CARGA FC= .75
 CONSTANTE INDUCTIVA ESPECIFICA DEL AISLAMIENTO SIC= 2.6
 DIAMETRO SOBRE EL AISLAMIENTO EN MM DS= 26.8
 DIAMETRO BAJO EL AISLAMIENTO EN MM DB= 13.3
 FACTOR DE PERDIDAS DEL AISLAMIENTO TAN- δ = .015
 RADIO MEDIO DE LA PANTALLA EN CM RU= 1.35
 ESPESOR DE LA PANTALLA EN MM T= .12
 DIAMETRO MEDIO DE LA PANTALLA EN MM DM= 27
 FACTOR PARA INCREMENTAR LA RESISTENCIA K= 2
 RESISTIVIDAD DEL MATERIAL DEL CONDUCTOR RM= 21.5596
 NUMERO DE CABLES ACTIVOS EN EL SISTEMA N1= 3
 PRECIO DE LA ENERGIA EN S/KW-H P= 3
 TASA DE INTERES I1= .15
 ESTIMACION DE LA VIDA EN AÑOS DE LOS CABLES DE ENERGIA N2= 33
 CALIBRE S2= 250
 CALIBRE S1= 53.94
 PRECIO D2 DEL CALIBRE S2= .438232E+07
 PRECIO D1 DEL CALIBRE S1= .153844E+07

CORRIENTE I= 251.022
 RESISTENCIA DE C.D., RC= .164047
 COEFICIENTE DE CORRECCION POR TEMPERATURA Q= .385356E-02
 RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A LA C.D. CORREGIDA R1= .205138
 XS= 2.71127
 FACTOR YS DEL EFECTO PIEL = .229721
 XP= 7.35101
 FACTOR YP DEL EFECTO DE PROXIMIDAD = .19575
 RESISTENCIA DE C.A., RA= .292418

CALCULO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA

*** PERDIDAS EN EL CONDUCTOR ***

FACTOR DE PERDIDAS FP= .61875
 POTENCIA PERDIDA EN EL CONDUCTOR EN KW/KM WC= 18.4258
 ENERGIA PERDIDA EN EL CONDUCTOR EN KWH/AÑO EC= 273623

*** PERDIDAS EN EL DIELECTRICO ***

FNA(M)= .304283
 C= .205927E-06
 ED= 13.2791
 POTENCIA PERDIDA EN EL DIELECTRICO EN KW/KM WD= .205338E-06
 ENERGIA PERDIDA EN EL DIELECTRICO EN KWH/AÑO ED= .492812E-02

*** PERDIDAS EN LA PANTALLA ***

REACTANCIA MUTUA ENTRE CONDUCTOR Y PANTALLA XM= .539205E-01
 RESISTENCIA DE LA PANTALLA RP= 3.41358
 POTENCIA PERDIDA EN LA PANTALLA EN KW/KM WP= .536553E-01
 ENERGIA PERDIDA EN LA PANTALLA EN KWH/AÑO EP= 265.594

***** ENERGIA TOTAL PERDIDA *****

ENERGIA TOTAL PERDIDA EN KWH/AÑO ET= 273889

***** CALCULO Y SELECCION DEL CALIBRE ECONOMICO *****

FACTOR DE INTERES A1= 6.60046
 PENDIENTE DE LA RECTA PRECIOS VS AREA G= 14505.2
 SECCION MAS ECONOMICA SE= 165.952 MM2 EN -COBRE

UNA VEZ OBTENIDA LA SECCION MAS ECONOMICA SE, BUSCAR EN TABLAS
 LA SECCION NORMALIZADA MAS PROXIMA A LA CALCULADA, DICHA SEC-
 CION NORMALIZADA ES ENTONCES LA QUE SE RECOMIENDA UTILIZAR.

PLANEACION OPTIMA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

M. Ponnaivaikko K.S. Prakasa Rao

Indian Institute of Technology

Resumen: Se formulan modelos para representar el área de alimentación de una subestación, la caída de voltaje del alimentador, la distribución de carga del alimentador, el costo de las pérdidas en alimentadores y transformadores en términos de los parámetros variables del sistema. Basados en estos modelos, se definen funciones objetivo las cuales se emplean para llegar a un tamaño de subestación, límites de carga del alimentador y tamaños de conductores óptimos. La técnica sugerida reduce fuertemente el esfuerzo y el tiempo de computo comparado con los métodos actualmente en uso. Se presentan las soluciones óptimas obtenidas para sistemas primarios y secundarios típicos usando la técnica propuesta. Para obtener la eficiencia de la técnica propuesta, se discuten los requerimientos de cómputo para el método propuesto junto con las técnicas de simulación. El método propuesto es altamente prometedor, ya que es muy rápido, sencillo y fácil de programar.

INTRODUCCION.

Los sistemas de distribución, basados en los niveles de voltaje se clasifican como sistemas primarios o secundarios. La red de baja tensión que consiste de alimentadores de distribución secundarios, que alimentan a los consumidores de B.T. y a las subestaciones de distribución secundarias (SDS) las cuales transforman la tensión de un nivel de A.T. a un nivel de B.T. constituye el sistema de distribución secundario. El sistema de distribución primario consiste de los alimentadores de distribución primarios, que alimentan a las subestaciones secundarias de distribución y a los consumidores de A.T., y las subestaciones de distribución primaria (PDS) que transforman la tensión de un nivel de subtransmisión o de transmisión a un nivel de distribución primaria. La red que alimenta a las subestaciones de distribución primaria, transfiriendo energía de sistemas de transmisión a sistemas de distribución se llama sistema de subtransmisión.

Hasta hace poco, el sistema de distribución recibía menos atención en las compañías de suministro eléctrico, con el resultado de que se hacían menos intentos por apreciar la necesidad de esfuerzos concentrados para formular enfoques de planeación de sistemas de distribución. Mientras tanto, en países en desarrollo como la India, debido a las políticas gubernamentales de desarrollo rural acelerado y

y programas relámpago de electrificación rural, las demandas del sistema mostraron un pronunciado aumento. Pero el crecimiento de la red de distribución no fue proporcional al crecimiento de la carga y era susceptible de accidentes en su mayoría. Esto resultó en mayores pérdidas del sistema, problemas de tensión y en un abastecimiento no muy confiable para los clientes junto con una pérdida de equipo y de producción. La planeación aislada y ese crecimiento susceptible a accidentes también causaron inversiones económicas muy altas, poniendo en serios problemas a la economía global. Esta situación en la administración de los sistemas de distribución -- acentuó la necesidad de un diseño óptimo de los sistemas de distribución.

Algunos intentos útiles en este sentido comenzaron con la definición de los varios parámetros de un sistema de distribución y con el establecimiento de las relaciones entre ellos (1,2). Más tarde, se han hecho varios intentos para sugerir algoritmos para la optimización de los parámetros de los sistemas de distribución a través de un sistema de simulación (3-8). La limitación principal de estos modelos yace en el requerimiento de gran tiempo de computo. También, se experimentan dificultades para incorporar las limitaciones de operación que surgen de la elección de los parámetros del sistema.

Es más, se han hecho intentos de usar técnicas de transmisión y técnicas de rama y frontera para rutas de redes óptimas, localizando y dimensionando las subestaciones (9-12). Estos métodos son aplicables solamente a tales áreas como las urbanas, donde las localizaciones futuras de fuentes y sumideros se conocen con anticipación a través de planes maestros de desarrollo. En los sistemas de distribución que cubren áreas rurales, dominadas principalmente por actividades agrícolas, la ubicación de las futuras cargas y su desarrollo de varios factores extraños y es a menudo muy difícil identificar las localizaciones con anticipación. Estos modelos no serán adecuados para tales áreas.

Por lo tanto, este artículo se enfoca a la presentación de un modelo para optimizar el área de una subestación de alimentación, la capacidad de conducción de carga de los alimentadores y el tamaño de los conductores para los alimentadores. El presente modelo se desarrolla usando las relaciones paramétricas establecidas en (13,14,15). El presente modelo es aplicable a ambos sistemas de distribución rurales y urbanos y prácticamente no tiene limitaciones del tamaño del problema.

RESTRICCIONES DE LA RED.

La calidad del servicio es la principal restricción en la planeación de redes de distribución. La calidad del servicio, que asegura una tensión declarada a los consumidores, es una función de varias variables tales como las caídas de tensión en las líneas y en los transformadores, las posiciones de las derivaciones en los transformadores, la tensión recibida en las estaciones fuente en la red, etc. Todas estas variables, **excepto** la caída de tensión en los alimentadores dependen ya sea de las normas de fabricación o del comportamiento del sistema de transmisión. La caída de tensión en los alimentadores de distribución depende solamente del tamaño de la selección del conductor, del nivel de carga, del tipo de distribución de la carga, del factor de potencia y de la tensión del circuito. El aumento de la caída en los alimentadores conducirá a más pérdidas en el sistema mientras que la inversión será menor. Por otro lado, una baja caída de tensión en los alimentadores resultará en menos pérdidas del sistema, pero conducirá a mayor inversión. Por lo tanto, la selección de un valor económico para la caída de tensión es un compromiso entre la inversión capital y el gasto anual debido a las pérdidas de energía.

El nivel económico de la confiabilidad del sistema es una función de los costos de una interrupción. Los niveles de confiabilidad más altos obligan a inversiones capitales mayores. Los niveles de confiabilidad óptimos se pueden determinar nuevamente estableciendo un compromiso entre la inversión de capital y los costos de interrupción. Sin embargo, en la presente decisión, este aspecto no ha sido contemplado.

En la selección de los parámetros de la red, siempre son posibles un número de soluciones alternas para llenar las demandas del sistema, satisfaciendo las limitaciones de tensión; siendo las extremas que: i) un área dada sea atendida con menor número de subestaciones que tengan grandes áreas de alimentación con alimentadores muy largos y ii) que esa área sea atendida con un número mayor de subestaciones que tengan menos área de alimentación con alimentadores cortos. La primera solución implica menos inversión y más pérdidas del sistema mientras que la última costaría más y tendría menos pérdidas de energía. La solución óptima es aquella para la cual el costo total del sistema incluyendo el costo capitalizado de las pérdidas de energía es el mismo.

FORMULACION DE LOS MODELOS MATEMATICOS.

Los modelos matemáticos para representar la regulación de voltaje, la distribución de carga de los alimentadores, área de alimentación de una subestación, costos de la subestación y de los alimentadores, costo de pérdidas en los alimentadores, y costo de pérdidas de transformación se desarrollan primero para facilitar la selección de las funciones objetivo necesarias. Se han hecho las siguientes suposiciones para la formulación de los modelos: i) La densidad de carga es uniforme en el área implicandose que todos los consumidores tienen la misma demanda máxima y factor de potencia, y están situados a intervalos iguales. ii) El sistema está balanceado bajo condiciones de operación de estado permanente estable sin pérdidas ni caídas de tensión en el hilo neutro. iii) Los puntos de toma de los consumidores están igualmente espaciados a lo largo del alimentador secundario y los laterales salen hacia ambos lados del alimentador principal a iguales intervalos con igual número de - clientes. iv) Los laterales primarios salen a iguales intervalos en ambos lados del principal primario, alimentando igual número de subestaciones de distribución secundaria. v) Las subestaciones están en el centro de carga de tal manera que todos los alimentadores, que corren en diferentes direcciones son de igual longitud y llevan cargas iguales. vi) Todas las subestaciones tienen igual número de alimentadores. - vii) Ambos, los principales y laterales de todos los alimentadores usan el mismo tamaño de conductor. viii) Todos los alimentadores son radiales.

CONSTANTE DE REGULACION DE VOLTAJE UNITARIA (H).

Se sabe de (2) que la caída de tensión en por ciento en un alimentador con n secciones se puede obtener en términos de la tensión del circuito, los parámetros de la línea, el ángulo del factor de potencia y el momento de las cargas como en (1).

$$v = \frac{\sum_{i=1}^n (kVA_i \cdot km_i) (r \cos \theta + x \sin \theta)}{10(kV)^2} \quad (1)$$

Definiendo a H como el momento para una caída de tensión de 1% en el alimentador como en (2).

$$H = \frac{\sum_{i=1}^n (kVA_i \cdot km_i)}{v} \quad (2)$$

y sustituyendo en (1) tenemos:

$$H = \frac{10(kV)^2}{(r \cos \theta + x \operatorname{sen} \theta)} \quad (3)$$

Por lo tanto, H es una función de la tensión del circuito, los parámetros de la línea y el ángulo del factor de potencia, y es independiente del % de regulación de tensión, la longitud del alimentador y la carga en éste. Permanece constante para un tamaño de conductor, factor de potencia y tensión del circuito dados. Se le conoce como constante de regulación unitaria y sus unidades son km-kVA.

FACTOR DE DISTRIBUCION DE CARGA (LDF).

Ya que la caída de tensión también depende de la carga, su distribución y la longitud del alimentador, además de los parámetros del circuito y del factor de potencia, se hace necesario definir un factor, llamado factor de distribución de carga (LDF) como en (4).

$$LDF = \frac{\text{(carga en el alimentador en kVA)} \times \text{(longitud en km)}}{\text{(momento de cargas en km-kVA)}} \quad (4)$$

Usando la relación (2), (4) se puede escribir como

$$LDF = \frac{PL}{Hv} \quad (5)$$

La ecuación (5) es verdadera para ambas distribuciones uniforme y no uniforme. La ecuación (6) se ha derivado en el Apéndice A que da el LDF para alimentadores de distribución radiales discreta y uniformemente cargados en términos del número de puntos de tomas laterales, n.

$$LDF = \frac{2n}{n+1} \quad (6)$$

Entonces, LDF es independiente de las variables dadas en (5) y depende solamente del número de puntos derivaciones de carga para alimentadores uniformemente cargados. En el Apéndice A se han desarrollado las ecuaciones (7) y (8) para dos casos típicos no uniformes, i) el espaciamiento de los laterales creciente desde el extremo alejado hacia la subestación en la progresión aritmética con igual carga en cada

lateral y ii) el espaciamento de los laterales creciente desde la subestación hacia el extremo más alejado en la progresión aritmética con igual carga en cada lateral. Para el caso i),

$$\text{LDF} = \frac{3n}{2n+1} \quad (7)$$

Para el caso ii)

$$\text{LDF} = \frac{n(n+1)}{2 \sum_{i=1}^n (n-i+1)}$$

Como se puede ver de (7) y (8) LDF es independiente de la cantidad de carga, la longitud o el momento incluso con ciertos tipos de no-uniformidades similares a las ilustradas.

Es más, se puede ver sí (6), (7) y (8) que para alimentadores uniformemente alimentados, el valor de LDF queda entre 1 (para $n=1$, un alimentador que tenga una carga concentrada en el extremo alejado) y 2 (para $n=\infty$, un alimentador que tenga cargas uniformemente distribuidas en forma continua a lo largo del alimentador). También se puede observar que para un valor de $n=10$ LDF es de 1.82, muy próximo a su valor máximo. Es por tanto, posible considerar que los alimentadores que tienen el número de puntos de toma mayor a 10 con cargas iguales estuviesen uniformemente distribuidos.

El primer caso de no-uniformidad discutido en el Apéndice A (figura a) representa un sistema que tiene la mayoría de las cargas alejadas de la subestación. Conforme n aumenta, más y más cargas se empujan hacia el extremo lejano. Los valores extremos de LDF en este caso son 1 y 1.5. El segundo caso (figura b del Apéndice A) representa una situación opuesta, teniéndose más cargas cerca de la subestación. Un aumento en el valor de n , mueve las cargas hacia la subestación. El valor de LDF en este caso queda entre 1 e ∞ . Sin embargo, los casos de este tipo que corresponden a un gran valor de n no se pueden realizar en la práctica. El valor normal de LDF para los casos anteriores cuando $n=10$ resulta en 1.43 y 2.5 respectivamente.

El uso de (5) para los sistemas prácticos, con un patrón general de carga no-uniforme, muestra que los valores de LDF para casi todos los alimentadores en el área quedan en un rango muy cercano. En muchos sistemas rurales típicos en la India,

se ha encontrado que el valor de LDF queda entre 1.8 y 2.2.

Por lo tanto, siempre es posible predeterminar el valor de LDF ya sea a partir de los datos del sistema o a través de la selección de un patrón de distribución deseado.

AREA DE ALIMENTACION DE LA SUBESTACION.

El área de alimentación de una subestación depende de la densidad de carga, el número de alimentadores en la subestación, la regulación de tensión, el calibre de los conductores, la distribución de la carga, la diversidad de la carga y del factor de potencia. La carga total en el alimentador esta dada por:

$$P = \frac{a_s D}{n_f (PF) (DF)} \quad (9)$$

de (9) en (5), sustituyendo P, el área de la subestación esta dada por:

$$a_s = \frac{Hv(LDF)(PF)(DF)n_f}{LD} \quad (10)$$

En un área de alimentación circular con radio R, la ruta del alimentador principal es rara vez radial y su longitud es siempre mayor que el radio, R. Esto se debe principalmente a la geografía del área y al desarrollo de la carga.

En un sistema dado, el cociente L/R permanece más o menos constante para todos los alimentadores. Este cociente se define como factor de "zig-zag" y se denota con una z. Con la ayuda de la definición anterior y de (10), el radio del área circular de alimentación R se obtiene como:

$$R = \left(\frac{Hv(LDF)(PF)(DF)n_f}{\pi z D} \right)^{1/3} \quad (11)$$

De manera similar, para cualquier forma dada del área de alimentación de la subestación, se pueden desarrollar ecuaciones para representar sus dimensiones sustituyendo para a_s y L en términos de su dimensión en (10). Por ejemplo, en un área de alimentación cuadrada de tamaño $2a \times 2a$, a se obtiene como

$$R = \left(\frac{Hv(DF)(LDF)(DF)n_f}{4zD} \right)^{1/3} \quad (12)$$

Conservando todas las variables en (11), excepto n_f y v , constantes, (11) se puede escribir como:

$$R = k_1 (n_f v)^{1/3} \quad (13)$$

donde:

$$k_1 = \left(\frac{H(LDF)(PF)(DF)}{\pi z D} \right)^{1/3} \quad (14)$$

para un calibre de conductor, una densidad de carga y una distribución de carga dadas en un sistema con diversidad de carga y z constantes, K_1 permanece constante.

COSTOS DE LA SUBESTACION Y ALIMENTACION.

El costo de la subestación es una función del tamaño de la subestación y del número de salidas para alimentadores proporcionadas en la subestación y se puede representar como:

$$c_s = e + g(\text{kVA}) + fn_f \quad (15)$$

f , el costo por salida, se conoce de forma independiente, e y g se pueden evaluar de la característica linealizada de costo vs kVA de la capacidad de la subestación excluyendo el costo de las salidas. Algunos valores típicos de e , g y f para subestaciones de distribución primaria y secundaria en un sistema hídrico típico resultan ser:

a) Subestación de distribución secundaria:

$$e = \text{Rs. } 6000 \quad g = \text{Rs } 105 \text{ por KVA} \quad f = 0$$

b) subestación de distribución primaria:

$$e = \text{Rs. } 630\,000 \quad g = \text{Rs. } 60.38 \text{ por KVA} \quad f = \text{Rs. } 75\,000$$

Los costos de un alimentador con un tamaño de conductor dado son solamente función de su longitud

$$c_l = c_f L$$

COSTO DE LAS PERDIDAS DE TRANSFORMACION.

Las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre totales del transformador en Kw llevan una relación lineal individualmente con los KVA de capacidad como en (17) y (18) respectivamente

$$T_i = a' + b' \quad (\text{KVA}) \quad (17)$$

$$T_c = c' + d' \quad (\text{KVA}) \quad (18)$$

Los valores típicos para a' , b' , c' , y d' en los casos de transformadores de 11/0.4 KV y de 33/11 KV son:

i) Para transformadores de 11/0.4 KV

$$a' = 0.06 \text{ KW} \quad b' = 0.0025 \text{ KW/KVA}$$

$$c' = 0.35 \text{ KW} \quad d' = 0.015 \text{ KW/KVA}$$

ii) Para transformadores de 33/11 KV

$$a' = 0.725 \text{ KW} \quad b' = 0.001155 \text{ KW/KVA}$$

$$c' = 3.9 \text{ KW} \quad d' = 0.00605 \text{ KW/KVA}$$

Las pérdidas de energía que corresponde a la pérdida de potencia en un transformador, dada por (17) y (18) se obtiene como:

$$E_t = (T_i + T_c(UF)^2) (LLF) 8760 \quad (19)$$

Suponiendo que n_t es el número de transformadores en cada una de las n_s sub-estaciones en el área A, las pérdidas de energía totales de transformación del sistema completo están dadas por:

$$E_{st} = n_t E_t n_s \quad (20)$$

El costo de esta pérdida de energía es un gasto recursivo anual para las compañías de suministro eléctrico. Este gasto anual puede capitalizarse dividiéndolo por un factor de capitalización u , que comprende los gastos de depreciación, interés, operación y mantenimiento. El costo capitalizado de las pérdidas de transformación es:

$$C_t = E_{st} C_e / u \quad (21)$$

Las variables kVA y n_s son función de a_s como se muestra en (22) y (23) respectivamente

$$kVA = \frac{Da_s}{(UF)(DF)(PF)} \quad (22)$$

$$n_s = Aa_s^{-1} \quad (23)$$

Sustituyendo kVA, n_s , E_{st} , E_t , T_c y T_i de (22), (23), (19), (18) y (17) respectivamente, C_t se puede representar como:

$$C_t = a_1 + b_1 a_s^{-1} \quad (24)$$

donde:

$$a_1 = \frac{8760 n_t C_e AD}{u(UF)(DF)} (b' + d'(UF)^2(LLF))$$

$$b_1 = \frac{8760 n_t C_e A}{u} (a' + c'(UF)^2(LLF))$$

COSTO DE LAS PERDIDAS EN LOS ALIMENTADORES.

Considerando que el área de servicio de un alimentador sea rectangular con d_1 dimensiones $L \times 2b$, que tenga cargas uniformemente distribuidas a lo largo del alimentador, la pérdida total de potencia en todas las ramas principales del secundario - en el sistema se puede obtener como en (25), que se deriva en el Apéndice B.

$$P_{ms} = k_2 La_f \quad (25)$$

$$donde: \quad k_2 = rA \left(\frac{D}{(KV)(PF)(DF)} \right)^2 \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right) \quad (26)$$

Siendo la longitud de cada alimentador b km y que cada lateral lleve una carga de p kW, donde:

$$b = \frac{a_f}{2L} \quad (27)$$

$$p = \frac{a_f D I}{2L(DF)} \quad (28)$$

La potencia total pérdida en todos los laterales secundarios se puede obtener como:

$$P_{as} = k_2' \left(\frac{1^2}{8L^3} \right) a_f^2 \quad (29)$$

En (29) k_2' será igual a k_2 en (26) excepto que n es diferente en este caso. En el caso de cargas continuas uniformemente distribuidas $k_2' = k_2$. La pérdida total de potencia en el sistema, es por lo tanto, la suma de P_{ms} y P_{as} y la pérdida de energía correspondiente es:

$$E_{s1} = 8.76(LLF)(k_2 La_f + \frac{k_2'^2}{8L^3} a_f^2) \quad (30)$$

El costo de esta pérdida de energía es un gasto recursivo anualmente. Este gasto anual se capitaliza dividiéndolo entre un factor de capitalización u , el cual incluye depreciación, intereses y cargos de operación y mantenimiento y el costo capitalizado está dado como:

$$C_{s1} = \frac{E_{s1} C_e}{u} \quad (31)$$

Las pérdidas de los alimentadores primarios de distribución y su costo capitalizado se obtienen en forma similar. La única diferencia será que la longitud del alimentador primario es también una función del radio del área de alimentación de la subestación de distribución secundaria. La longitud del lateral b , está dada en términos de la longitud de los troncales del primario y del radio del secundario R_s como:

$$b = \frac{a_f}{2(L + R_s)} - R_s \quad (32)$$

Incorporando este cambio, el costo capitalizado de las pérdidas de energía en los alimentadores de distribución primarios se obtiene como:

$$C_{s1}^p = \frac{8.76(LLF)C_e}{u} \left((L - \frac{R_s^3}{L^2}) k_2 a_f + \frac{k_2'^2 R_s^2}{2L^2(L+R_s)} a_f^2 \right) \quad (33)$$

FUNCIONES OBJETIVO.

Se define una función objetivo F_s , para el área de alimentación de la subestación, suponiéndose una caída de tensión constante en los alimentadores. Se define otra función F_v , para el área de los alimentadores manteniendo el área de la subestación constante. El área optimizada del alimentador en turno da el nivel de soporte de carga óptima del alimentador.

La función F_s constituye la inversión capital para crear nueva infraestructu-

ra y el costo capitalizado de las pérdidas de energía en el sistema como se da en (34).

$$F_s = (\text{Inversión capital requerida para los alimentadores}) + (\text{Inversión capital requerida para subestaciones}) + (\text{inversión capital requerida para circuitos de alimentación interna a las subestaciones}) + (\text{costo capitalizado de las pérdidas de energía por transformación}) + (\text{costo capitalizado de las pérdidas de energía en los alimentadores}) \quad (34)$$

Si la caída de tensión se mantiene constante en los alimentadores, las pérdidas totales de energía en el sistema permanecerán constantes independientemente del área de alimentación de la subestación (ver Apéndice B), y por lo tanto, el término correspondiente al costo de las pérdidas en los alimentadores se puede eliminar de la ecuación (34). La inversión para circuitos de alimentación interna a la subestación es función del radio del área de alimentación de la subestación y del número de estaciones fuente N , disponibles para alimentar la subestaciones. Cada subestación, excepto aquellas en las estaciones fuente, requeriría de una longitud igual al doble del radio del área de alimentación de la subestación. F_s se expresa como una función de n_f , n_s , L , N y kVA como:

$$F_s = c_f L n_f n_s + (e + gKVA + f n_f) n_s + \frac{2L}{z} (n_s - N) c_{fe} + (a_f + \frac{b_1}{A} n_s) \quad (35)$$

Las variables n_f y L se pueden mostrar como funciones de a_s como en (36) y (37) respectivamente

$$n_f = \left(\frac{1}{\pi^{3/2} K_1^3} \right) a_s^{3/2} \quad (36)$$

$$L = \left(\frac{z}{\pi^{1/2}} \right) a_s^{1/2} \quad (37)$$

F_s se puede representar como una función de a_s sustituyendo n_f , n_s , L y kVA de (36), (23), (37) y (22) respectivamente como:

$$F_s = \frac{c_f G_1 G_3}{A} a_s + \left(\frac{f G_1}{A^{1/2}} - G_5 \right) a_s^{1/2} + (a_1 + g G_2) + G_4 a_s^{-1/2} + (eA + b_1) a_s^{-1} \quad (38)$$

donde:

$$G_1 = \frac{A^{3/2}}{K_1^3 \pi^{3/2}} ; G_2 = \frac{AD}{(UF)(D_F)(PF)} ; G_3 = z K_1 G_1^{1/3} ; G_4 = \left(\frac{2A}{\pi^{1/2}} \right) c_{fe} ; G_5 = \left(\frac{2N}{\pi^{1/2}} \right) c_{fe}$$

El área de alimentación óptima a_s^* , se obtiene de (38), resolviendo (39)

$$a_s^{*2} + \frac{A}{2c_f G_1 G_3} \left(\frac{f G_1}{A^{1/2}} - G_5 \right) a_s^{*3/2} - \frac{A G_4}{2c_f G_1 G_3} a_s^{*1/2} = \frac{(eA + b_1)A}{c_f G_1 G_3} \quad (39)$$

La función F_v , se usa para optimizar a_f con a_s constante. Si a_s se mantiene constante, todos los términos en (34), excepto dos términos correspondientes al costo de los alimentadores y al costo de las pérdidas en los alimentadores permanece -- rían constantes en el caso del sistema secundario; dado que el costo de las salidas se puede depreciar (es decir: $f = 0$). Por lo tanto, F_{vs} para el área de una subestación de distribución secundaria se obtiene como:

$$F_{vs} = c_f L n_f + C_{s1} / n_s \quad (40)$$

La longitud del alimentador principal L , permanecerá constante ya que a_s es constante. Definiendo F_{vs} como una función de a_f usando (30) y (31), llegamos a:

$$F_{vs} = c_f L a_s a_f^{-1} + \frac{8.76K(LLF)C_e}{n_s} \left(L a_f + \frac{1}{8L^3} a_f^2 \right) \quad (41)$$

El área de alimentación óptima del alimentador secundario a_f^* puede obtenerse resolviendo (42), que se deriva de (41)

$$a_f^{*3} + \frac{4L^4}{1^2} a_f^{*2} = \frac{c_f A n_s^4}{2.19K(LLF)C_e} \quad (42)$$

donde $K = K_2 = K_2'$ para un sistema cargado continua y uniformemente.

En el caso de sistemas de distribución primarios, el costo no puede depreciarse (f no será cero) y, por lo tanto, el costo de la subestación permanecerá constante con una a_f variable. Entonces, F_{vp} será una función del costo de las salidas de los alimentadores, del costo de las pérdidas en los alimentadores y del costo de los alimentadores mismos como:

$$F_{vp} = c_f L n_f + f n_f + C_{s1}^p / n_s \quad (43)$$

Representando F_{vp} como una función de a_f usando (33), tenemos:

$$F_{vs} = (c_f L + f) a_s^{-1} a_f^{-1} + \frac{8.76K(LLF)C_e}{un_s} \left((L - \frac{R_s^3}{L^2}) a_f + \frac{R_s^2}{2L^2(L + R_s)} a_f^2 \right) \quad (44)$$

El área de alimentación óptima del alimentador primario, a_f^* se puede obtener resolviendo (45) derivada de (44)

$$a_f^{*3} + \frac{(L^3 - R_s^3)(L + R_s)}{R_s^2} a_f^{*2} = \frac{(c_f L + f)L^2(L + R_s)Au}{8.76K(LLF)C_e R_s^2} \quad (45)$$

DESCRIPCION DEL ALGORITMO.

De la discusión anterior se puede ver que el objetivo principal de este trabajo es optimizar el tamaño de la subestación (o el área de alimentación de la subestación), el límite de carga del alimentador (o el área del alimentador) y los tamaños de los conductores para los alimentadores. Las ecuaciones (39) con $f = 0$ y (42) para un sistema secundario y (39) y (45) para un sistema primario darán las ecuaciones necesarias para este propósito. En la ecuación (39) a_s se optimiza con caída de tensión constante v , mientras que en (42) o (45) a_f se optimiza con a_s constante. Ya que a_s^* es una función de v , a_f^* , obtenida de (42) o (45) será óptima solamente cuando la caída de tensión que corresponde a la a_f^* optimizada sea la misma que la sujeta en (39) cuando se resuelva para a_s^* . Es por lo tanto, necesario obtener a_s^* y para la misma y para asegurar la optimización. Esto se logra a través de un procedimiento de optimización de dos niveles resolviendo para a_s^* y a_f^* en forma iterativa hasta que a_s^* y a_f^* se obtengan para la misma regulación de tensión.

Dado que el tamaño del conductor se supone constante a través de los modelos discutidos, las soluciones de costo mínimo para diferentes tamaños de conductores estándar se pueden generar con la ayuda de las funciones objetivo definidas y con la comparación de estos costos mínimos se puede seleccionar el tamaño de conductor más económico.

Es más, en la formulación de lineamientos generales de políticas de planeación para futuros sistemas bajo densidades de carga variables, se pueden generar los parámetros óptimos del sistema de distribución para varias densidades de carga con la ayuda de las funciones objetivo antes discutidas.

Los pasos del algoritmo propuesto se describen a continuación.

PASOS.

1. Calcule los coeficientes en (39) con la ayuda de los datos del sistema seleccionando un valor de \underline{v} arbitrariamente.
2. Obtenga a_s^* de (39)
3. Usando a_s^* calculada en el paso 2, y los datos del sistema, calcule los coeficientes en (42) o (45) dependiendo de si el sistema optimizado es secundario o primario.
4. Obtenga a_f^* de (42) o (45).
5. Estime el porcentaje de caída de tensión correspondiente a a_f^* , obtenida en el paso 4.
6. Con el nuevo valor de \underline{v} , vaya al paso 2 y repita los pasos del 2 al 5 hasta que el cambio en \underline{v} sea menor que una tolerancia preseleccionada (0.001).
7. Usando los valores óptimos obtenidos para el área de alimentación de la subestación y el área de los alimentadores, calcule la capacidad óptima de la subestación, el número de alimentadores por subestación y el límite de soporte de carga de los alimentadores para el sistema bajo estudio con una densidad de carga dada.
8. Obtenga soluciones de costo mínimo para diferentes tamaños de conductor repitiendo los pasos 1 al 7 y seleccione el tamaño de conductor más económico.
9. Repita las operaciones de los pasos 1 al 8 para diferentes densidades de carga esperadas en el sistema para una fecha futura para determinar los parámetros óptimos del sistema correspondientes.

RESULTADOS Y CONCLUSIONES .

El método propuesto ha sido probado con un sistema de distribución típico en la India, suponiendo cargas uniformemente distribuidas con un LDF de 1.8 a factor de potencia de 0.8. El factor de zig-zag \underline{z} , para el área se tomó como 1.5 como se ha observado en el sistema. La información del costo de la subestación y de las pérdidas por transformación ya ha sido presentada antes en el artículo. Los datos de costo para los alimentadores con diferentes tamaños de conductor supuestos en este estudio se dan en la tabla 1.

Usando los modelos sugeridos, los planeadores de sistemas pueden realizar análisis de sensibilidad, con respecto a los diversos componentes tales como los de los alimentadores y subestaciones. El método propuesto es muy eficiente, rápido y exacto

para la obtención de los parámetros óptimos del sistema de distribución. Es más, es simple y fácil de programar y por lo tanto, desde el punto de vista del autor, es altamente prometedor.

APENDICE A.

El factor de distribución de carga (LDF), para alimentadores radiales cargados en forma uniforme y discreta como el mostrado en la figura (a) se puede obtener de su definición dada en (A.1).

$$LDF = \frac{PL}{M} = \frac{PL}{Hv} \quad (A.1.)$$

donde, H es la constante unitaria de regulación de tensión para un calibre de conductor dado, factor de potencia y tensión del circuito; v es el porcentaje de caída de tensión en el alimentador. P es la carga total en el alimentador; L es la longitud del alimentador y M es el momento de las cargas.

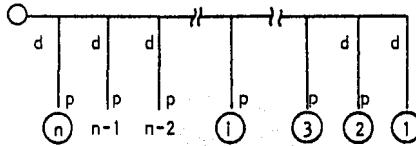


Fig.(a) Alimentador radial cargado uniformemente.

En el alimentador de la figura (a) la carga total,

$$P = \frac{np}{(PF)} \quad (A.2)$$

La longitud del alimentador,

$$L = nd \quad (A.3)$$

El momento de las cargas,

$$M = \frac{pd}{(PF)}(1 + 2 + 3 + \dots + n) = \frac{pd}{(PF)} \frac{n(n+1)}{2} \quad (A.4)$$

Sustituyendo P, L y M de (A.2), (A.3) y (A.4) en (A.1), tendremos

$$LDF = \frac{2n}{n+1} \quad (A.5)$$

Similarmente, para el caso de alimentadores cargados no uniformes como el de la figura (b).

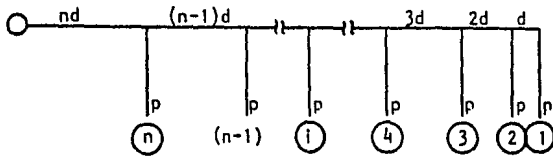


Fig.(b)Alimentador cargado no uniformemente-caso (i).

$$P = \frac{np}{(PF)} \quad (A.6)$$

$$L = \frac{n(n+1)}{2} d \quad (A.7)$$

$$M = \frac{pd}{(PF)} (1^2+2^2+3^2+\dots+n^2) = \frac{pd}{(PF)} \frac{n}{6} (n+1)(2n+1) \quad (A.8)$$

De (A.6), (A.7), (A.8) y (A.1) LDF se obtiene como

$$LDF = \frac{3n}{2n+1} \quad (A.9)$$

Siguiendo el mismo procedimiento, para el tipo de no uniformidad de carga mostrado en la figura (c) (caso ii),

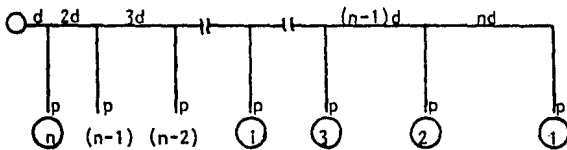


Fig.(c)Alimentador cargado no uniformemente-caso (ii).

$$P = \frac{np}{(PF)} \quad (A.10)$$

$$L = \frac{n(n+1)}{2} d \quad (A.11)$$

$$\begin{aligned}
 M &= \frac{pd}{(PF)} \sum_{i=1}^n (n1+(n-1)2+\dots+i(n-1+1)+\dots+2(n-1) + 1n) \\
 &= \frac{pd}{(PF)} \sum_{i=1}^n (i(n - i + 1))
 \end{aligned} \tag{A.12}$$

$$\text{LDF} = \frac{n^2(n+1)}{2 \sum_{i=1}^n (i(n-i+1))} \tag{A.13}$$

APENDICE B.

Cálculo de las pérdidas en el alimentador:

Considerando un alimentador radial del tipo mostrado en la figura (a) (Apendice A) con cargas distribuidas uniformemente. Si la magnitud de la tensión en todos los salientes del lateral se supone igual, las corrientes de carga en el lateral son todas iguales. Considerando la resistencia seccional del alimentador como R_i y la corriente en el lateral I , la potencia total pérdida en el alimentador se obtiene como

$$P_L = 3I^2R_i + 3(2I)^2R_i + 3(3I)^2R_i + \dots + 3((n-1)I)^2R_i + 3(nI)^2R_i \tag{B.1}$$

Simplificándose (B.1) e introduciendo I_T por la corriente total (nI) en el alimentador y R_T por la resistencia total del alimentador (nR_i), (B.1) se reduce a (B.2)

$$P_L = 3I_T^2R_T \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right) \tag{B.2}$$

Reemplazando I_T en términos de la carga pico P del alimentador en kVA, tenemos

$$P_L = \left(\frac{P}{(kV)} \right)^2 R_T \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right) \tag{B.3}$$

Sustituyendo P en términos del área de alimentación y la densidad de carga en (B.3), P_L se obtiene como una función de a_f como

$$P_L = \left(\frac{D}{(kV)(DF)} \right)^2 R_T \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right) a_f^2 \tag{B.4}$$

$$\begin{aligned}
 M &= \frac{pd}{(PF)} \sum_{i=1}^n (n1+(n-1)2+\dots+i(n-i+1)+\dots+2(n-1) + 1n) \\
 &= \frac{pd}{(PF)} \sum_{i=1}^n (i(n-i+1))
 \end{aligned} \tag{A.12}$$

$$\text{LDF} = \frac{n^2(n+1)}{2 \sum_{i=1}^n (i(n-i+1))} \tag{A.13}$$

APENDICE B.

Cálculo de las pérdidas en el alimentador:

Considerando un alimentador radial del tipo mostrado en la figura (a) (Apendice A) con cargas distribuidas uniformemente. Si la magnitud de la tensión en todos los salientes del lateral se supone igual, las corrientes de carga en el lateral son todas iguales. Considerando la resistencia seccional del alimentador como R_i y la corriente en el lateral l , la potencia total pérdida en el alimentador se obtiene como

$$P_L = 3l^2 R_1 + 3(2l)^2 R_1 + 3(3l)^2 R_1 + \dots + 3((n-1)l)^2 R_1 + 3(nl)^2 R_1 \tag{B.1}$$

Simplificandose (B.1) e introduciendo l_T por la corriente total (nl) en el alimentador y R_T por la resistencia total del alimentador (nR_1), (B.1) se reduce a (B.2)

$$P_L = 3l_T^2 R_T \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right) \tag{B.2}$$

Reemplazando l_T en términos de la carga pico P del alimentador en kVA, tenemos

$$P_L = \left(\frac{P}{(kV)} \right)^2 R_T \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right) \tag{B.3}$$

Sustituyendo P en términos del área de alimentación y la densidad de carga en (B.3), P_L se obtiene como una función de a_f como

$$P_L = \left(\frac{D}{(kV)(DF)} \right)^2 R_T \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right) a_f^2 \tag{B.4}$$

Si la carga es distribuida continua y uniformemente (es decir $n = \infty$), P_L estará dada por

$$P_L = \frac{1}{3} r_T \left(\frac{D}{(kV)(DF)} \right)^2 a_f^2 \quad (B.5)$$

Puede verse que en sistemas de distribución, las pérdidas totales son constantes prescindiendo del número de subestaciones y alimentadores, si la regulación de tensión en el alimentador se sostiene constante.

La potencia total pérdida en el sistema es

$$P_{TL} = P_L n_f n_s$$

Sustituyendo P_L de (B.5) y reemplazando n_f y n_s en términos del área de alimentación a_f , tenemos

$$P_{TL} = k' L D a_f \quad (B.7)$$

donde:
$$k' = \frac{1}{3} r_{AD} \left(\frac{1}{(kV)(DF)} \right)^2 \quad (B.8)$$

La carga en el alimentador,

$$P = \frac{D a_f}{(PF)} \quad (B.9)$$

De (B.7), (B.9) y (A.1) tenemos

$$\begin{aligned} P_{TL} &= k' (LDF) (PF) H v \\ &= k'' v \end{aligned} \quad (B.10)$$

En (B.10) H es constante para un calibre de conductor dado, factor de potencia y tensión del circuito; LDF es constante para un particular tipo de modelo de distribución de cargas; y k' es constante para una tensión del circuito particular, factor de potencia, diversidad de carga densidad de carga, área de estudio A , y la resistencia en ohms/km de la línea. De este modo, para k'' constante, la potencia total pérdida P_{TL} será constante, si la regulación de tensión v , se sostiene constante.

NOMENCLATURA.

A	área del sistema bajo estudio en km^2
D	densidad de carga en kW/km^2
a_s	área de alimentación de la subestación en km^2
a_f	área de los alimentadores en km^2
n_s	número de subestaciones en el área A
n_f	número de alimentadores por subestación
R	radio del área circular de alimentación de la subestación de distribución primarias en km.
R_s	radio del área circular de alimentación de la subestación de distribución secundaria en km.
P	carga total en el alimentador en kVA
p	carga en el lateral en kW
R_i	resistencia de la i-ésima sección del alimentador en ohms.
R_T	resistencia total del alimentador en ohms.
I_T	corriente total en el alimentador en amperes.
kVA_i	flujo de potencia en kVA en la i-ésima sección del alimentador
km_i	distancia de la i-ésima sección del alimentador en km.
r	resistencia del alimentador en ohms/km.
x	reactancia del alimentador en ohms/km.
0	ángulo del factor de potencia.
v	regulación de tensión en el alimentador en por ciento.
kV	voltaje del circuito en kV.
PF	factor de potencia de la carga.
LF	factor de carga.
LLF	factor de carga de pérdidas, que es una función de LF, de la forma $\text{LLF} = A(\text{LF})^2 + B(\text{LF})$, donde $A + B = 1$.
UF	factor de utilización de los transformadores.
DF	factor de diversidad que representa la diversidad de las cargas de los clientes en los alimentadores.
DF_s	factor de diversidad de las cargas de los alimentadores en la subestación.
n_t	número de transformadores en cada subestación.
L	longitud del alimentador principal
c_f	costo de los alimentadores en Rs. por km.
c_e	costo de la energía en Rs, por unidad.
c_{fe}	costo del circuito de alimentación interno en Rs. por km.
u	factor de capitalización.

Table 1

Feder Costs

Sl. No.	Conductor Size	Cost per km In Rs. ($\times 10^5$)
1	Squirrel (13 mm ² ACSR)	0.1044
2	Copher (16 mm ² ACSR)	0.1188
3	Weæsel (20 mm ² ACSR)	0.1380
4	Ferret (25 mm ² ACSR)	0.1620
5	Rabbit (30 mm ² ACSR)	0.1860

```

2 REM *****
4 REM *****
5 REM **
6 REM **
8 REM UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO **
9 REM **
10 REM FACULTAD DE INGENIERIA **
11 REM **
12 REM **
14 REM **
15 REM CARRERA : INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA **
16 REM **
17 REM AREA : INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA **
18 REM **
20 REM MODULO: UTILIZACION DE LA ENERGIA **
21 REM **
22 REM SEMINARIO DE TESIS: 068 **
23 REM **
24 REM DISEÑO OPTIMO DE INTALACIONES SUBTERRANEAS **
26 REM PARA FRACCIONAMIENTOS **
28 REM **
30 REM INTEGRANTES: **
31 REM **
32 REM ALEJANDRE MELGAREJO GUILLERMO ALBERTO **
34 REM AMAYA MERCADO MIGUEL ANGEL **
38 REM UUMIGUEZ TREJO PASCUAL **
40 REM **
42 REM DIRECTOR: ING. ERNESTO DIAZ LOZANO CAMPOS **
44 REM **
46 REM SEMESTRE 85-1 **
48 REM **
49 REM **
50 REM *****
52 REM *****
54 REM *****
55 REM *****
56 REM *****
57 REM *****
58 REM *****
59 REM *****
60 REM PLANEACION OPTIMA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION *****
62 REM *****
64 REM *****
66 REM *****
67 REM "M. PONNAVAIKKO AND N.S. PRACASA RAU"
68 REM *****
97 REM *****
98 REM *****
100 INPUT "AREA DEL SISTEMA EN KM2, A";A
110 INPUT "COSTO DEL ALIMENTADOR EN $, CF";CF
120 INPUT "FACTOR DE POTENCIA (PF)";PF
130 INPUT "FACTOR DE DIVERSIDAD (DF)";DF
140 INPUT "FACTOR DE ZIG-ZAG (Z)";Z
150 INPUT "DENSIDAD DE CARGA EN KW/KM2, D";D
160 INPUT "VOLTAJE DEL CIRCUITO EN KV, NV";NV
170 INPUT "RESISTENCIA DEL CONDUCTOR EN OHMS/KM, RC";RC
180 INPUT "REACTANCIA DEL CONDUCTOR EN OHMS/KM, XC";XC
190 INPUT "ANGULO DEL FACTOR DE POTENCIA EN GRADOS AG";AG
200 INPUT "FACTOR DE UTILIZACION DE LOS TRANSFORMADORES (UF)";UF
210 INPUT "FACTOR DE DIVERSIDAD DE LOS CONSUMIDORES EN LA S.E. (FD)";FD
220 INPUT "COSTO DE LOS CIRCUITOS DE SERVICIO DE LA S.E. EN $ (CE)";CE
240 INPUT "NUMERO DE TRANSFORMADORES EN CADA S.E. (NT)";NT
250 INPUT "COSTO DE LA ENERGIA POR UNIDAD EN $/KWH, CS";CS
260 INPUT "FACTOR DE CAPITALIZACION (U)";U
270 INPUT "A";A2
280 INPUT "C";C2
290 INPUT "CORRIENTE POR CONSUMIDOR EN AMPERES, I";I
300 INPUT "NUMERO DE DERIVACIONES POR ALIMENTADOR (N)";N
310 INPUT "FLUJO DE POTENCIA "
325 INPUT "EN KVA DE LA SECCION I DEL ALIMENTADOR, KA"; KA
330 INPUT "FACTOR DE CARGA (FL)";FL
335 PRINT "RADIO DEL ARCA DE ALIMENTACION "
340 INPUT "CIRCULAR DE LA S.E. DE DISTRIBUCION SECUNDARIA EN KM, RS"; RS
345 INPUT "PORCIENUTO DE REGULACION DE VOLTAJE DEL ALIMENTADOR (V)";V
350 PRINT
362 PRINT
363 PRINT
364 PRINT "AREA DEL SISTEMA EN KM2 A=";A
365 PRINT "COSTO DEL ALIMENTADOR EN $ CF=";CF
366 PRINT "FACTOR DE POTENCIA PF=";PF

```

```

367 PRINT "FACTOR DE DIVERSIDAD DF=";DF
368 PRINT "FACTOR DE ZIG-ZAG Z=";Z
369 PRINT "DENSIDAD DE CARGA EN K/KM2, U=";U
370 PRINT "VOLTAJE DEL CIRCUITO EN KV, KV=";KV
371 PRINT "RESISTENCIA DEL CONDUCTOR EN OHMS/KM, RC=";RC
372 PRINT "REACTANCIA DEL CONDUCTOR EN OHMS/KM, XC=";XC
373 PRINT "ANGULO DEL FACTOR DE POTENCIA EN GRADOS, AG=";AG
374 PRINT "FACTOR DE UTILIZACION DE LOS TRANSFORMADORES UF=";UF
375 PRINT "FACTOR DE DIVERSIDAD DE LOS CONSUMIDORES EN LA S.E., FD=";FD
376 PRINT "COSTO DE LOS CIRCUITOS DE SERVICIO DE LA S.E. EN $, CE=";CE
377 PRINT "NUMERO DE TRANSFORMADORES POR S.E., NI=";NI
379 PRINT "COSTO DE LA ENERGIA POR UNIDAD EN $, CS=";CS
380 PRINT "FACTOR DE CAPITALIZACION U=";U
381 PRINT "RELACIONES DE LAS PERDIDAS DEL NUCLEO Y LAS PERDIDAS EN EL"
382 PRINT "CORRE DEL TRANSFORMADOR, EN KM, EN FORMA LINEAL CON LA CA="
383 PRINT "MAGNITUD DEL AISLADO, EN KVA; A' Y C'
385 PRINT "A=";A2
386 PRINT "C=";C2
387 PRINT "CORRIENTE POR CONSUMIDOR EN AMPS., I=";I1
388 PRINT "NUMERO DE DERIVACIONES POR ALIMENTADOR N=";N
389 PRINT "FLUJO DE POTENCIA EN KVA EN LA SECCION"
390 PRINT "I DEL ALIMENTADOR EN KVA, KA=";KA
392 PRINT "FACTOR DE CARGA FL=";FL
394 PRINT "RADIO DEL AREA DE ALIMENTACION CIRCULAR DE LA"
396 PRINT "S.E. DE DISTRIBUCION SECUNDARIA EN KM, RS=";RS
398 PRINT "POR CIENTO DE REGULACION DE VOLTAJE DEL ALIMENTADOR V=";V
400 PRINT
402 PRINT
404 PRINT
406 INPUT "EL SISTEMA ES PRIMARIO O SECUNDARIO ?";YS
408 IF YS="SECUNDARIO" GO TO 430
410 IF YS="PRIMARIO" GO TO 490
415 PRINT
420 PRINT
425 PRINT
430 PRINT "*** PARA EL SISTEMA SECUNDARIO SE TIENE: ***"
435 PRINT
440 INPUT "COSTO POR SALIDA EN $, F"; F
450 INPUT "COSTO EN $, E"; E
455 INPUT "G EN $/KVA "; G
462 PRINT
463 PRINT
464 PRINT "COSTO POR SALIDA F="; F ; "EN $"
465 PRINT "RELACIONES DEL COSTO DE LA S.E., EL CUAL ES UNA FUNCION"
466 PRINT "DEL TAMAÑO DE LA S.E. Y DEL NUMERO DE SALIDAS PARA ALI="
467 PRINT "MENTADORES PROPORCIONADAS EN LA S.E.: E Y G"
468 PRINT "E="; E ; "EN $"
469 PRINT "G="; G ; "EN $/KVA"
470 PRINT
471 PRINT
475 GO TO 560
480 PRINT
484 PRINT
486 PRINT
490 PRINT "*** PARA EL SISTEMA PRIMARIO SE TIENE: ***"
495 PRINT
500 INPUT "COSTO POR SALIDA EN $, F"; F
510 INPUT "COSTO EN $, E"; E
520 INPUT "G EN $/KVA "; G
522 PRINT
523 PRINT
524 PRINT "COSTO POR SALIDA F="; F ; "EN $"
525 PRINT "RELACIONES DEL COSTO DE LA S.E., EL CUAL ES UNA FUNCION"
526 PRINT "DEL TAMAÑO DE LA S.E. Y DEL NUMERO DE SALIDAS PARA ALI="
527 PRINT "MENTADORES PROPORCIONADAS EN LA S.E.: E Y G"
528 PRINT "E="; E ; "EN $"
529 PRINT "G="; G ; "EN $/KVA"
530 PRINT
531 PRINT
532 GO TO 560
540 PRINT
550 PRINT
555 PRINT
560 LD=(2*N)/(N+1)
570 H=(KA*N*(N+1)*.01)/2/V
580 K1=((H*LD*PF*DF)/(3.1416*Z*D))^(1/3)
590 LL=.3*(FL*2)/(1.7*FL)
600 G1=(A*(3/2))/((K1*.3)*(3.1416*(3/2)))
610 G2=(A*D)/(UF*FD*PF)
620 G3=Z*K1*(G1*(1/3))
630 G4=(2*A*CE)/(3.1416*.5)
640 G5=(2*N*CE)/(3.1416*.5)

```



```

650 B1=((6700*NT*CS*A)/U)*(A2+C2*(UF^2)*LL)
654 PRINT
656 PRINT
658 PRINT
660 PRINT "LU=";LD
670 PRINT "H=";H
680 PRINT "K1=";K1
690 PRINT "LL=";LL
700 PRINT "G1=";G1
710 PRINT "G2=";G2
720 PRINT "G3=";G3
730 PRINT "G4=";G4
740 PRINT "G5=";G5
745 PRINT "B1=";B1
750 PRINT
753 PRINT
755 PRINT
760 PRINT " *** AREA OPTIMA DE ALIMENTACION AS *** "
765 PRINT "*****"
770 PRINT
775 PRINT
780 CO(1)=(A/(2*CF*G1*G3))*((F*G1/SQR(A))-G5)
796 CO(2)=(A*G4)/(2*CF*G1*G3)
800 CO(3)=(E+A*B1)*A/(CF*G1*G3)
808 PRINT
810 DEF FNF(X)=(X^2)+CO(1)*(X^(3/2))-CO(2)+SQR(X)-CO(3)
815 PRINT
820 B4=0
821 B5=20000
827 PRINT
830 X=(B4+B5)/2
840 IF FNF(X)=0 GO TO 930
850 IF FNF(X)<0 GO TO 880
860 B5=X
870 GO TO 910
880 B4=X
890 IF (ABS(B4-B5))/(ABS(B4)+ABS(B5)) <5E-7 GO TO 930
920 GO TO 830
930 PRINT "AREA OPTIMA DE ALIMENTACION AS="; X ;"EN KM2"
940 PRINT
980 PRINT
990 PRINT
1000 K2=(RC*A)*((D/(KV*PF*DF))**2)*((1/3)+(1/(2*N)))+(1/(6*(H^2)))
1010 L=(Z/(3.1416*.5))*(X^.5)
1011
1012 PRINT "K2="; K2
1013 PRINT "LONGITUD DEL ALIMENTADOR EN KM, L="; L
1014 PRINT
1015 PRINT
1016 PRINT
1020 PRINT " *** AREA DE SERVICIO OPTIMA DEL ALIMENTADOR (AF) *** "
1022 PRINT "*****"
1024 PRINT
1025 PRINT
1030 IF Y5="SECUNDARIO" GO TO 1400
1040 IF Y5="PRIMARIO" GO TO 1999
1050 PRINT
1060 PRINT
1070 PRINT
1400 PRINT " *** PARA EL ALIMENTADOR SECUNDARIO *** "
1410 PRINT "*****"
1420 PRINT
1430 PRINT
1450 CU(4)=4*((L^4)/(1^2))
1500 CO(5)=(CF*A*U*(L^4))/(2.19*K2*LL*CS*(1^2))
1506 PRINT
1510 DEF FNA(Y)=Y^3+CU(4)*(Y^2)-CO(5)
1515 PRINT
1520 B6=0
1521 B7=20000
1527 PRINT
1530 Y=(B6+B7)/2
1540 IF FNA(Y)=0 GO TO 1630
1550 IF FNA(Y)<0 GO TO 1580
1560 B7=Y
1570 GO TO 1610
1580 B6=Y
1610 IF ABS(B6-B7)/(ABS(B6)+ABS(B7)) < 5E-7 GO TO 1630
1620 GO TO 1530
1630 PRINT "AREA DE SERVICIO OPTIMA DEL"

```

```

1640 PRINT "ALIMENTADOR SECUNDARIO AF="; Y ; "KM2"
1650 AF=Y
1660 GO TO 2445
1710 PRINT
1720 PRINT
1730 PRINT
1999 PRINT      "*** PARA EL ALIMENTADOR PRIMARIO ***"
2000 PRINT      "*****"
2002 PRINT
2003 PRINT
2004 CO(6)=[((L^3)-(RS^3))*(L+RS)]/(RS^2)
2006 CO(7)=[(CF*L+F)*(L^2)*(L+RS)*A*U]/(8.76*K2*LL*CS*(RS^2))
2009 PRINT
2010 DEF FNB(J)=J^3+CO(6)*J^2-CO(7)
2015 PRINT
2020 B8=0
2021 B9=20000
2027 PRINT
2030 J=(B8+B9)/2
2040 IF FNB(J)>0 GO TO 2130
2050 IF FNB(J)<0 GO TO 2060
2060 B9=J
2070 GO TO 2110
2080 B8=J
2110 IF (ABS(B8-B9))/(ABS(B8)+ABS(B9)) < 5E-7 GO TO 2130
2120 GO TO 2030
2130 PRINT "AREA DE SERVICIO OPTIMA DEL"
2135 PRINT "ALIMENTADOR PRIMARIO AF="; J ; "KM2"
2136 AF=J
2150 GO TO 2645
2180 PRINT
2190 PRINT
2200 PRINT
2445 PRINT " "
2446 PRINT " "
2450 PRINT " *** PERDIDAS EN EL SISTEMA SECUNDARIO ***"
2460 PRINT " *****"
2470 PRINT
2480 PRINT
2490 PM=K2*AF
2500 PRINT "POTENCIA TOTAL PERDIDA EN TODOS LOS"
2505 PRINT "PRINCIPALES SECUNDARIOS PM="; PM
2506 PRINT
2510 B1= AF/(2*L)
2520 PRINT "LONGITUD POR LATERAL B1="; B1
2525 PRINT
2530 P1=(AF*D*I)/(2*L*DF)
2540 PRINT "CARGA POR LATERAL P1="; P1
2545 PRINT
2550 PA=(K2*((I^2)/(8*(L^3)))*(AF^2)
2560 PRINT "POTENCIA TOTAL PERDIDA EN TODOS LOS LATERALES PA="; PA
2565 PRINT
2570 E4=8.76*LL*((K2*L*AF)+((K2*(L^2))/(8*(L^3)))*(AF^2))
2580 PRINT "LA POTENCIA TOTAL PERDIDA EN EL SISTEMA ES DE ESTE MODO LA"
2590 PRINT "SUMA DE PM Y PA Y LA CORRESPONDIENTE PERDIDA DE ENERGIA ES"
2600 PRINT "E4 ="; E4
2605 PRINT
2610 GO TO 3400
2620 PRINT
2630 PRINT
2640 PRINT
2645 PRINT " "
2646 PRINT " "
2650 PRINT " *** PERDIDAS EN EL SISTEMA PRIMARIO ***"
2660 PRINT " *****"
2670 PRINT
2680 PRINT
3000 PRINT "EN EL CASO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS SOLO SE MODIFICA"
3003 PRINT "LA LONGITUD DEL LATERAL B2, AL OBTENERSE LA PERDIDA DE ENER-"
3006 PRINT "GIA CORRESPONDIENTE"
3007 PRINT
3010 B2=(AF/(2*(L+RS)))-RS
3015 PRINT "LONGITUD DEL LATERAL B2="; ABS(B2)
3016 PRINT
3020 E1=(L-(RS^3))/(L^2)*K2*AF+((K2*(RS^2))/(2*(L^2)*(L+RS)))*(AF^2)
3025 E5=8.76*LL*E1
3030 PRINT "PERDIDAS DE ENERGIA CORRESPONDIENTE A LOS"
3035 PRINT "ALIMENTADORES PRIMARIOS, E5 ="; E5
3036 PRINT
3040 GO TO 3900
3050 PRINT
3060 PRINT

```

```

3070 PRINT
3400 PRINT "
3450 PRINT "
3500 PRINT "
3510 PRINT "
3520 PRINT "
3530 PRINT "
3535 PRINT "
3540 K5=3.14159265/180
3550 Z1=RC*(COS(AG*K5) + XC*SIN(AG*K5))
3560 V1=(Z1*((ABS(E4)/RC)^.5)*L)/KV
3570 PRINT "Z1=";Z1
3580 PRINT "NUEVO PORCIENTO DE REGULACION, V1=";V1
3590 PRINT "
3600 V2=ABS(V-V1)
3605 PRINT "V2=ABS(V-V1); V2=";V2
3610 IF V2 > .05 GO TO 3640
3620 IF V2 <= .05 GO TO 4500
3630 PRINT "
3640 V=V1
3650 GO TO 560
3680 PRINT "
3690 PRINT "
3700 PRINT "
3900 PRINT "
3950 PRINT "
4000 PRINT "
4010 PRINT "
4020 PRINT "
4030 PRINT "
4035 PRINT "
4040 K6=3.14159265/180
4050 Z1=KC*COS(AG*K6) + XC*SIN(AG*K6)
4060 V1=(Z1*((ABS(E5)/KC)^.5)*L)/KV
4070 PRINT "Z1=";Z1
4080 PRINT "NUEVO PORCIENTO DE REGULACION, V1=";V1
4090 PRINT "
4100 V2=ABS(V-V1)
4105 PRINT "V2=ABS(V-V1); V2=";V2
4110 IF V2 > .05 GO TO 4140
4120 IF V2 <= .05 GO TO 4500
4130 PRINT "
4140 V=V1
4150 GO TO 560
4180 PRINT "
4200 PRINT "
4300 PRINT "
4400 PRINT "
4500 PRINT "
4501 PRINT "
4502 PRINT "
4505 PRINT "
4510 PRINT "
4520 PRINT "
4530 PRINT "
4540 PRINT "
4550 PRINT "
4560 PRINT "
4570 PRINT "
4580 PRINT "
4590 PRINT "
4700 CA=(D*X)/(UF*DF*PF)
4800 NS=D/X
4900 NF=(1/(3.1416^(3/2)))*(K1^3))*(X^(3/2))
5000 PA=(X*D)/(NF*PF*DF)
5100 PRINT "
5200 PRINT "
5300 PRINT "
5400 PRINT "CAPACIDAD DE LA S.E. CA(KVA) = "; CA
5450 PRINT "
5451 GO TO 5700
5500 PRINT "NUMERO DE S.E. EN EL AREA A, NS="; NS
5550 PRINT "
5600 PRINT "NUMERO DE ALIMENTADORES POR S.E., NF="; NF
5650 PRINT "
5700 PRINT "CARGA TOTAL EN EL ALIMENTADOR PA="; PA
5800 PRINT "
5900 PRINT "
6000 PRINT "
6100 INPUT "QUIERES UTILIZAR EL OTRO SISTEMA ? ";NS
6200 IF NS = "SI" GO TO 58
6300 IF NS = "NO" GO TO 9999
6400 PRINT "
6500 PRINT "
6600 PRINT "
9999 END

```

 PLANEACION OPTIMA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION

AREA DEL SISTEMA EN KM2 A= 10
 COSTO DEL ALIMENTADOR EN \$ CF= 10440
 FACTOR DE POTENCIA PF= .9
 FACTOR DE DIVERSIDAD DF= 1.36
 FACTOR DE ZIG-ZAG Z= 1.5
 DENSIDAD DE CARGA EN KW/KM2, D= 5
 VOLTAJE DEL CIRCUITO EN KV, KV= .22
 RESISTENCIA DEL CONDUCTOR EN OHMS/KM, R1= .125
 REACTANCIA DEL CONDUCTOR EN OHMS/KM, X1= .625
 ANGULO DEL FACTOR DE POTENCIA EN GRADOS AG= 25.84
 FACTOR DE UTILIZACION DE LOS TRANSFORMADORES UF= .9
 FACTOR DE DIVERSIDAD DE LOS CONSUMIDORES EN LA S.E. FD= 1.5
 COSTO DE LOS CIRCUITOS DE SERVICIO DE LA S.E. EN \$ CE= 95000
 NUMERO DE TRANSFORMADORES POR S.E. NT= 1
 COSTO DE LA ENERGIA POR UNIDAD EN \$ CS= .37
 FACTOR DE CAPITALIZACION U= 1
 RELACIONES DE LAS PERDIDAS DEL NUCLEO Y LAS PERDIDAS EN EL
 CIERRE DEL TRANSFORMADOR, EN %, EN FORMA LINEAL CON LA CA-
 PACIDAD DEL MISMO, EN KVA: A' Y C'
 A'= .725
 C'= 3.9
 CORRIENTE POR CONSUMIDOR EN AMPS. I= 4.5
 NUMERO DE DERIVACIONES POR ALIMENTADOR N= 10
 FLUJO DE POTENCIA EN KVA EN LA SECCION
 I DEL ALIMENTADOR EN KVA KA= 1.25
 FACTOR DE CARGA FL= .85
 RADIO DEL AREA DE ALIMENTACION CIRCULAR DE LA
 S.E. DE DISTRIBUCION SECUNDARIA EN KM RS= 1.25
 POR CIENTO DE REGULACION DE VOLTAJE DEL ALIMENTADOR V= 3

*** PARA EL SISTEMA SECUNDARIO SE TIENE: ***

COSTO POR SALIDA F= 0 EN \$
 RELACIONES DEL COSTO DE LA S.E., EL CUAL ES UNA FUNCION
 DEL TAMAÑO DE LA S.E. Y DEL NUMERO DE SALIDAS PARA ALI-
 MENTADORES PROPORCIONADAS EN LA S.E.: E Y G
 E= 6000 EN \$
 G= 105 EN \$/KVA

LD= 1.81818
 H= .163847
 K1= .249098
 LL= .81175
 G1= 367.418
 G2= 41.1523
 G3= 2.67618
 G4= 959121
 G5= 959121
 B1= 106613

*** AREA OPTIMA DE ALIMENTACION AS ***

AREA OPTIMA DE ALIMENTACION AS= 1.08472 EN KM2

K2= 1.65921
 LONGITUD DEL ALIMENTADOR EN KM, L= .881405

*** AREA DE SERVICIO OPTIMA DEL ALIMENTADOR (AF) ***

*** PARA EL ALIMENTADOR SECUNDARIO ***

AREA DE SERVICIO OPTIMA DEL
 ALIMENTADOR SECUNDARIO AF= 14.1401 KM2

*** PERDIDAS EN EL SISTEMA SECUNDARIO ***

POTENCIA TOTAL PERDIDA EN TODOS LOS
 PRINCIPALES SECUNDARIOS PM= 20.6791

LONGITUD POR LATERAL B1= 8.02136

CARGA POR LATERAL P1= 132.706

POTENCIA TOTAL PERDIDA EN TODOS LOS LATERALES PA= 1226.36

LA POTENCIA TOTAL PERDIDA EN EL SISTEMA ES DE ESTE MODO LA
 SUMA DE PM Y PA Y LA CORRESPONDIENTE PERDIDA DE ENERGIA ES
 E4 = 481.605

CALCULO DEL NUEVO PORCIENTO DE REGULACION EN
 EL SISTEMA SECUNDARIO

Z1= .166984E-02
 NUEVO PORCIENTO DE REGULACION, V1= 4.15259

V2=ABS(V-V1); V2= .485401E-01

** UTILIZANDO LOS VALORES OPTIMOS OBTENIDOS PARA EL **
 ** AREA DE ALIMENTACION DE LA S.E. (AS) Y EL AREA **
 ** DE SERVICIO DEL ALIMENTADOR (AF), SE PROCEDERA **
 ** A CALCULAR LA CAPACIDAD DE LA S.E. OPTIMA, NUNE- **
 ** RO DE ALIMENTADORES POR S.E. Y EL LIMITE DE CAN- **
 ** GA CONDUCCIDA EN LOS ALIMENTADORES PARA UNA DEN-- **
 ** SIDAD DE CARGA DADA. **

CAPACIDAD DE LA S.E. CA(KVA) = 4.9234

CARGA TOTAL EN EL ALIMENTADOR PX= 1413

1. OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACION.

En la presente especificación se indican las tensiones que se deben emplear en forma preferente en los Sistemas de Energía Eléctrica de C.F.E.

Esta especificación se aplicará a nivel nacional en todos los sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión de la CFE.

2. DEFINICIONES.

Las tensiones que aquí se mencionan son alternas y sus valores son eficaces.

2.1 Tensión Nominal de un Sistema.

Es la tensión de designación del sistema a la que están referidas ciertas características de operación del mismo.

2.2. Baja Tensión.

Tensiones no mayores de 1 000 volts.

2.3. Mediana Tensión.

Tensiones de 1 000 volts y hasta 35 000 volts inclusive.

2.4. Alta Tensión.

Tensiones mayores de 35 000 volts.

2.5. Tipo de Sistema.

La distribución secundaria o de baja tensión, se realiza con transformadores de distribución monofásicos 2 ó 3 hilos y trifásicos 4 hilos.

La distribución primaria o de mediana tensión, se realiza en conexión estrella aterrizada en la subestación. Si a partir de ésta se llevan 3 conductores de fase y el neutro, se tiene un sistema de 3 fases - 4 hilos, denominado también sistema multiaterrizado.

2.6. Tensión de Servicio.

Es la tensión en los puntos donde se conectan los sistemas eléctricos del - suministrador con los del consumidor.

2.7. Tensión de Placa de Equipo.

Es la tensión para la cual está diseñado el equipo.

2.8. Tensiones preferentes.

Las tensiones preferentes son aquellas que se deben utilizar en todo el Sector Eléctrico.

2.9. Tensiones Restringidas.

Las tensiones restringidas son aquellas que debido al grado de desarrollo y al valor de las instalaciones, no es posible eliminarlas y será inevitable en el futuro aceptar algunas ampliaciones de las mismas.

2.10 Tensiones Congeladas.

Las tensiones congeladas son aquellas que se van eliminando progresivamente hasta su desaparición o se operarán a la tensión preferente más próxima.

3 ESPECIFICACIONES

3.1. Las tensiones nominales de los sistemas eléctricos deben ser de acuerdo a lo indicado en la tabla 2.

3.3. Las tensiones preferentes de placa para transformadores en circuitos de distribución, deben ser de acuerdo a lo indicado en la tabla 3.

4. BIBLIOGRAFIA:

- a) NOM-J-98 "Tensiones de Transmisión, Distribución y Utilización" (Junio de 1978) (Oficialización en trámite).
- b) ANSI C84 "Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment" (60Hz) (Enero de 1970).
- c) Norma C.F.E.-C.N.I.-00E001 "Tensiones Normalizadas de Transmisión" - (Agosto de 1975).
- d) Publicación 38 "IEC Standard Voltage" (Quinta edición, 1975).

TABLA 1.- TENSIONES NOMINALES DE SISTEMAS ELECTRICOS

Preferentes kV	Restringidas kV	Congeladas kV
.120	84	2.4
.127	138	4.4
.220	161	5.9
.240		11.8
13.8		20
24.0		60
34.5		66
69.0		70
115.0		90
230.0		95
400.00		

TENSIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION, SUBTRANSMISION Y TRANSMISION

ESPECIFICACION
CFE 10000-02TABLA 2.- LIMITES DE LAS TENSIONES NOMINALES PREFERENTES EN
LOS SISTEMAS ELECTRICOS

Tensión Nominal volts	Tipo de Sistema	Tensión de Servicio Mínimo (1) volts	Tensión de Servicio Máxima volts
D I S T R I B U C I O N			
120/240	1 fase 3 hilos	108/216	125/252
240L/120	3 fases 4 hilos	216L/108	252L/126
220Y/127(2)	3 fases 4 hilos	198Y/114	231 Y/133
13,800	3 fases 3 ó 4 hilos	12,420	14,490
24,000	3 fases 3 ó 4 hilos	21,600	25,200
34,500	3 fases 3 ó 4 hilos	31,050	36,225
SUB-TRANSMISION Y TRANSMISION			
69,000	3 fases 3 hilos	No	72,500
115,000	3 fases 3 hilos	se	123,000
230,000	3 fases 3 hilos	e	245,000
400,000	3 fases 3 hilos	p	420,000
		e	
		c	
		i	
		f	
		i	
		c	
		a	

Notas:

- (1) Los valores de tensión de servicio mínimo en distribución, se pueden usar como límites permisibles en áreas urbanas.
- (2) Se recomienda su instalación únicamente en donde la proporción de cargas trifásicas sea predominante.

CABLE EP-DRS PARA DISTRIBUCION RESIDENCIAL SUBTERRANEA

Hace algunos años, la Comisión Federal de Electricidad trazó las directrices para el diseño y construcción de redes de distribución - subterráneas en fraccionamientos residenciales. Estas redes, comparadas con las redes aéreas tradicionales, tienen un costo ligeramente - mayor, pero también tienen una serie de ventajas que la mayoría de - las veces hacen que el costo no sea un factor limitante. Algunas de - estas ventajas son:

- 1.- Confiabilidad.- Los cables subterráneos no están expuestos - directamente a cargas de viento, granizo, descargas atmosféricas directas, ni a la imprudencia de los conductores de - vehículos motorizados.
- 2.- Mantenimiento reducido.- Considerando como un factor de costo en los planes de inversión, el mantenimiento en redes subterráneas en fraccionamientos residenciales es mínimo, siempre y cuando se haya hecho una adecuada selección de los diversos elementos del sistema.
- 3.- Belleza del fraccionamiento.- Hay que recordar que el concepto de contaminación no se restringe exclusivamente a elementos extraños en el aire, agua o tierra, sino que se extiende también a factores como el ruido y a obstáculos que empobrecen al paisaje. En muchos fraccionamientos modernos, esta razón ha sido suficiente para justificar la inversión en la -

red subterránea de distribución de energía y otros servicios.

- 4.- Plusvalía.- El precio de los terrenos de fraccionamientos residenciales con instalaciones subterráneas es más alto que el correspondiente o fraccionamientos con instalaciones aéreas convencionales.

En México, la tendencia hacia los sistemas monofásicos de distribución residencial subterránea (DRS) requiere la creación y desarrollo de una tecnología apropiada. Por lo que a los cables primarios se refiere, su diseño básico debe reunir las siguientes características:

- 1.- Dos conductores (fase y neutro) en un solo cable
- 2.- Resistencia notable a la humedad para que pueda enterrarse directamente o instalarse en ductos subterráneos.
- 3.- Resistencia mecánica adecuada para protección contra accidentes por agentes mecánicos externos.
- 4.- Aislamiento que garantice muchos años de servicio confiable.
- 5.- Bajo costo.

Cable primario para DRS.

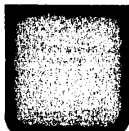
La selección para esta aplicación es el cable EP-DRS, cuyas características principales se mencionan a continuación:

- a.- Conductor compacto de aluminio.
- b.- Pantalla semiconductor sobre el conductor, extruida simultáneamente con el aislamiento.

- c.- Aislamiento de etileno-propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades, como estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y una gran resistencia a la arborescencia.
- d.- Cubierta semiconductor extruida sobre el aislamiento para brindar protección electromecánica.
- e.- Neutro concéntrico, a base de hilos de cobre estañado, aplicados en forma helicoidal sobre la cubierta y que a la vez hace la función de blindaje electrostático.



CONDUMEX



CABLES DE ENERGIA VULCANEL** XLP 5, 15, 25 Y 35 KV



CONDUMEX



DESCRIPCION:

Conductor compacto de cobre suave. Pantalla semiconductora extruída sobre el conductor. Aislamiento de Polietileno de cadena cruzada (XLP). Pantalla semiconductora sobre el aislamiento. Pantalla electrostática a base de cintas de cobre dispuestas en hélice y traslapadas, y cubierta de PVC roja.

APLICACION:

Sistemas trifásicos de distribución. Es apropiado para instalaciones aéreas, en ducto o directamente enterrado.

TENSION MAXIMA DE OPERACION:

5000, 15000, 15000 y 35000 Volts.

TEMPERATURA MAXIMA EN EL CONDUCTOR:

Normal	90°C
Sobrecarga	130°C
Corto circuito	250°C

PROPIEDADES:

- 1) Alta rigidez dieléctrica.
- 2) Baja permitividad y bajo factor de potencia.
- 3) Empalmes y terminales sencillos.
- 4) La cubierta exterior de PVC es resistente a la abrasión, ozono y humedad.

ESPECIFICACIONES:

ICEA-S-66-524

DATOS PARA PEDIDO:

Cable de energía unipolar VULCANEL XLP, tensión entre fases, nivel de aislamiento, calibre y longitud en metros.

REGISTRO:

APROBACION 





VULCANEL™ XLP



**CABLES DE ENERGIA VULCANEL™ EP
5, 15, 25, Y 35 KV**

Pantalla semiconductora
amiento de Polietileno de
conductor sobre el aislam-
de cintas de cobre dispues-
de PVC roja.

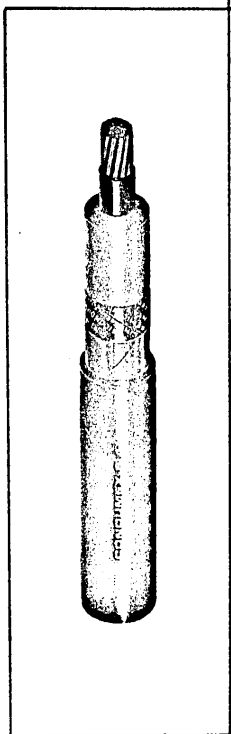
Es apropiado para instala-
enterrado.

CONDUCTOR:

- 90°C
- 130°C
- 250°C

potencia.
resistente a la abrasión,

VULCANEL XLP, tensión entre
longitud en metros.



DESCRIPCION:

Conductor compacto de cobre suave. Pantalla semiconductora
extruída sobre el conductor. Aislamiento de Etileno-Propileno
(EP). Pantalla semiconductora sobre el aislamiento. Pantalla
electrostática a base de cintas de cobre dispuestas en hélice y
traslapadas, y cubierta de PVC roja.

APLICACION:

Sistemas trifásicos de distribución. Es apropiado para instala-
ciones aéreas, en ducto o directamente enterrado.

TENSION MAXIMA DE OPERACION:

5000, 15000, 25000 y 35000 Volts.

TEMPERATURA MAXIMA EN EL CONDUCTOR:

Normal	90°C
Sobrecarga	130°C
Corto circuito	250°C

PROPIEDADES:

- 1) Gran estabilidad térmica.
- 2) Resistencia excepcional a la ionización (corona).
- 3) Flexibilidad (facilidad de manejo).
- 4) Alta rigidez dieléctrica.
- 5) Gran resistencia a arborescencias.
- 6) Bajas pérdidas dieléctricas.
- 7) Bajo coeficiente de expansión térmica.
- 8) Empalmes y terminales sencillos.

ESPECIFICACIONES:

ICEA-S-68-516

DATOS PARA PEDIDO:

Cable de energía unipolar VULCANEL EP, tensión entre fases,
nivel de aislamiento, calibre y longitud en metros.

REGISTRO:

APROBACION **NOM-1**



CONDUMEX



CABLES DE ENERGIA VULCANEL M.R. 23 TC.



CONDUMEX



DESCRIPCION:

Conductor compacto de cobre suave. Pantalla semiconductora extruida sobre el conductor. Aislamiento de polietileno vulcanizado (XLP). Pantalla semiconductora extruida sobre el aislamiento. Pantalla electrostática a base de alambres de cobre, cinta separadora y cubierta de polietileno negro.

APLICACION:

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

TENSION NOMINAL DE OPERACION:

23 kV entre fases en sistemas con nivel de aislamiento de 133%.

TEMPERATURA MAXIMA EN EL CONDUCTOR:

Normal	90°C
Sobrecarga	130°C
Corto Circuito	250°C

PROPIEDADES:

- 1) La pantalla sobre el conductor, aislamiento y pantalla sobre aislamiento, se aplican por extrusión simultánea (triple extrusión).
- 2) Alta rigidez dieléctrica
- 3) Baja absorción de humedad
- 4) Bajas pérdidas dieléctricas

ESPECIFICACIONES:

L y F 1.0010 y 2.0002

DATOS PARA PEDIDO:

Cable de energía VULCANEL 23 TC, calibre y longitud en metros.

REGISTRO:

APROBACION





**CABLES TRIPOLARES TIPO BPT, AISLADOS
CON PAPEL IMPREGNADO Y CON FORRO
DE PLOMO PARA 1 KV**

DESCRIPCION:

Tres conductores de cobre suave redondo normal o sectorial. Aislamiento de papel impregnado. Cubierta de plomo sobre el conjunto y protección exterior de polietileno negro.

APLICACION:

Distribución de energía eléctrica en sistemas de baja tensión, preferentemente para acometidas, ramales y troncales que están o van a quedar en red automática. Pueden instalarse directamente enterrados, ductos crueros, subestaciones, postes o muros.

TENSION MAXIMA DE OPERACION:

1000 Volts.

TEMPERATURA MAXIMA EN EL CONDUCTOR: (Ver nota 2)

95°C en el conductor
85°C en el conductor

ESPECIFICACIONES:

L y F 1.0008, 2.0004 y 2.0005.

DATOS PARA PEDIDO:

Cable de energía aislado con papel tipo BPT, calibre en mm² longitud total en metros.

REGISTRO:

APROBACION



ntalla semiconductora
to de polietileno vul-
bra extruida sobre el
base de alambres de
polietileno negro.

y troncales y ramales
en cruzamientos o en

el de aislamiento de

DUCTOR:

C
C
C

amiento y pantalla so-
lución simultánea (tri-

libre y longitud en



**CABLES TRIPOLARES TIPO 6PT, AISLADOS
CON PAPEL IMPREGNADO Y CON FORRO
DE PLOMO PARA 6 KV.**



DESCRIPCION:

Tres conductores de cobre suave redondo normal o sectoral. Cinta semiconductor sobre el conductor. Aislamiento de papel impregnado. Cubierta de plomo sobre el conjunto y protección exterior de polietileno negro.

APLICACION:

Distribución de energía eléctrica en sistemas de 6 kv. En circuitos troncales, ramales y acomodadas subterráneas. Se instala normalmente en ductos de asbesto cemento.

TENSION MAXIMA DE OPERACION:

6000 Volts.

TEMPERATURA MAXIMA EN EL CONDUCTOR:

95°C
82°C (ver nota 2)

ESPECIFICACIONES:

L y F 1.0008, 2.0028, 2.0029.

DATOS PARA PEDIDO:

Cable de energía tipo 6 PT, tripolar, calibre en mm², 6 kv, longitud total en metros.

REGISTRO:

APROBACION





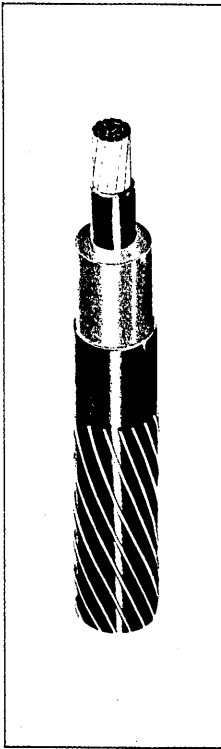
ASLADOS
N FORRO



**CABLE DE ENERGIA VULCANEL[™] EP TIPO DRS
(PARA DISTRIBUCION RESIDENCIAL SUBTERRANEA)
15 Y 25 KV.**

ormal e sectoral.
Aislamiento de
re el conjunto y

s de 6 kv. En cir-
erráneas. Se ins-
mento.



DR:

en mm², 6 kv,

DESCRIPCION:

Conductor compacto de aluminio. Pantalla semiconductor extruida simultaneamente con el aislamiento. Aislamiento elastomérico a base de Etileno-Propileno (EP) y cubierta semiconductor extruida. El conductor neutro es de alambres de cobre suave estañado en forma helicoidal sobre la cubierta.

APLICACION:

Principalmente en circuitos de distribución residencial monofásica subterránea. Se pueden instalar en ductos, directamente enterrados y son apropiados para instalaciones aéreas.

TENSION MAXIMA DE OPERACION:

8660 (15000 $\sqrt{3}$) Volts al neutro
14434 (25000 $\sqrt{3}$) Volts al neutro.

TEMPERATURA MAXIMA EN EL CONDUCTOR:

Normal 90°C
Sobrecargas 130°C
Corto Circuito 250°C

PROPIEDADES:

- 1) La pantalla sobre el conductor, aislamiento y pantalla sobre aislamiento se aplican por extrusión simultánea (triple extrusión).
- 2) Estabilidad térmica.
- 3) Resistencia excepcional a la ionización (corona).
- 4) Flexibilidad (facilidad de manejo).
- 5) Alta rigidez dieléctrica.
- 6) Gran resistencia a arborescencias.
- 7) Bajas pérdidas dieléctricas.
- 8) Bajo coeficiente de expansión térmica.

ESPECIFICACIONES:

CFE DSE-002.

DATOS PARA PEDIDO:

Cable de energía VULCANEL EP, tipo DRS. Tensión entre fases. calibre y longitud en metros.

REGISTRO:

APROBACION



CONDUMEX

CABLES DE ENERGIA VULCANEL™ XLP 600 VOLTS



DESCRIPCION:

Conductor de aluminio con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP) de color negro para las fases y blanco para el neutro.

APLICACION:

En circuitos secundarios de distribución residencial subterránea. Puede instalarse en aire, en ductos o directamente enterrados.

TENSION MAXIMA DE OPERACION:

600 Volts.

TEMPERATURA MAXIMA EN EL CONDUCTOR:

Normal	90° C
Sobrecargas	130° C
Corto circuito	250° C

PROPIEDADES:

- 1) Facilidad en hacer conexiones.
- 2) Excelente resistencia mecánica.
- 3) Facilidad de instalación por su bajo peso.
- 4) Puede instalarse en ductos o directamente enterrado.

ESPECIFICACIONES:

E0000-02

DATOS PARA PEDIDO:

Cable de energía VULCANEL XLP, 600 Volts, número de conductores, calibre y longitud en metros.

REGISTRO:

APROBACION

Bibliografía.

M. Ponnaivaikko K.S. Pracasa Rao

Optimal Distribution System Planning

Indian Institute of Technology (Department of Electrical Engineering and
Centre for Energy Studies), 1981

R. Espinosa y Lara - F. Pérez Flores - A. Basave C.

Evaluación Costo- Confiabilidad de las estructuras de alimentación en
los sistemas de distribución subterránea.

DEPFI - U.N.A.M.

Jorge N. Bello Mendoza- R. Espinosa y Lara.

Optimización de alimentadores de baja tensión

DEPFI - U.N.A.M.

R. Espinosa y Lara - J. A. Yebra M.

Confiabilidad de sistemas de distribución subterránea,

IEEE México, 1981

L. M. Ramírez Lebron

Parámetros y evaluación costo-confiabilidad de sistemas de distribu -
ción residencial subterráneo.

DEPFI, 1984.

V. Sierra M - G. Garibay R - R. Bolado J. - P. Rivera - A. Sing Ch. -
J. de la Cerda

Método de cálculo de capacidad de conducción de corriente.

C.F.E.-CONDUMEX.

S. Y. King - N. A. Halfter

Underground power cables

LOGMAN, 1982

Underground Systems Reference Book

EI, 1957

V. Sierra M. - A. Sansores E.
Manual técnico de cables de Energía
Mc Graw Hill, 1984.

R. Espinosa y Lara
Guía de diseño de redes de distribución del tipo anillo abierto para
fraccionamientos y conjuntos habitacionales
C.L y F. del C.S.A.

R. Espinosa y Lara
Guía para el diseño de redes monofásicas de distribución subterránea
en fraccionamientos residenciales.
C.L y F. del C.S.A.

Normas para sistemas de distribución subterráneo
C.F.E., Gerencia general de operación

Seminario sobre diseño de sistemas subterráneos de distribución C.F.E.
Gerencia general de operación.

Normas de cables subterráneos
C.L. y F. de C.S.A.

Tensiones de sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión
C.F.E.

Barnes C.C,
Power Cables (Their design and installation)
Chapman and Hall LTD

R. Espinosa y Lara
Actualización sobre temas selectos de distribución
Vol. I: Características de los sistemas de distribución subterráneos.
Vol. II: Características de la carga y planeación.
C.L y F. del C.S.A.

Jacinto Viqueira Landa

Redes eléctricas I

Representaciones y servicios de ingeniería.

Jacinto Viqueira Landa

Redes eléctricas II

Representaciones y servicios de ingeniería.