

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
 FACULTAD DE INGENIERIA  
 DIVISION DE EDUCACION CONTINUA  
 CURSOS ABIERTOS

"DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA"

Del 18 al 29 de Mayo de 1992.

FECHA	HORA	TEMA	PROFESORES
18-05-92	17-19 horas	Generalidades	Ing. Roberto Espinosa y Lara Ing. Felipe Pérez Flores
18-05-92	19-21 horas	Características de la Carga	Ing. Roberto Espinosa y Lara
19-05-92	17-19 horas	Introducción a la Planeación	Ing. Roberto Espinosa y Lara
19-05-92	19-21 horas	Cálculos Fundamentales	Ing. Felipe Pérez Flores
20-05-92	17-19 horas	Cables	CONDUMEX
20-05-92	19-21 horas	Regulación	Ing. Héctor E. Vazquez G.
21-05-92	17-21 horas	Capacitores	Ing. Héctor E. Vazquez G.
22-05-92	17-21 horas	Protección contra Sobrecorrientes	Ing. Alberto J. Riancho R.
25-05-92	17-21 horas	Protección contra Sobrecorrientes	Ing. Alfredo Juárez T.
26-05-92	17-19 horas	Protección contra Sobreten- siones	SELMEC
26-05-92	19-21 horas	Protección contra Sobreten- siones	Ing. Rafael López G. Ing. Guillermo López M.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA  
CURSOS ABIERTOS

"DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA"

Del 18 al 29 de Mayo de 1992.

---

FECHA	HORA	TEMA	PROFESORES
27-05-92	17-21 horas	Sistemas de Tierras	Ing. Guillermo López M.
28-05-92	17-21 horas	Fundamentos de Economía	Ing. Felipe Pérez Flores
29-05-92	17-21 horas	Confiabilidad	Ing. Roberto Espinosa y Lara

---

EVALUACION DEL PERSONAL DOCENTE

1

CURSO: DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

FECHA: 18 al 29 DE MAYO DE 1992.

		DOMINIO DEL TEMA	EFICIENCIA EN EL USO DE AYUDAS AUDIO VISUALES	MANTENIMIENTO DEL INTERES. (COMUNICACION CON LOS ASISTENTES, AMENIDAD, FACILIDAD DE EXPRESION).	PUNTUALIDAD	
CONFERENCISTA						
10	ING. ROBERTO ESPINOSA Y LARA					
11	ING. FELIPE PEREZ FLORES					
12	ING. HECTOR E. VAZQUEZ G.					
13	ING. ALBERTO J. RIANCHO R.					
14	ING. ALFREDO JUAREZ T.					
15	ING. GUILLERMO LOPEZ M.					
16						
17						
18						
ESCALA DE EVALUACION: 1 a 10						

## EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

(2)

**CURSO:** DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA  
**FECHA:** 18 al 29 de Mayo de 1992.

SU EVALUACION SINCERA NOS AYUDARA A MEJORAR LOS PROGRAMAS POSTERIORES QUE DISEÑAREMOS PARA USTED.

TEMA	ORGANIZACION Y DESARROLLO DEL TEMA	GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL TEMA	GRADO DE ACTUALIZACION LOGRADO EN EL TEMA	UTILIDAD PRACTICA DEL TEMA
GENERADORES				
CARACTERISTICAS DE LA CARGA				
INTRODUC. A LA PLANEACION				
CALCULOS FUNDAMENTALES				
CABLES				
REGULACION				
CAPACITORES				
PROTEC. CONTRA SOBRECORRIENTES				
PROTEC. CONTRA SOBRETENSIONES				
SISTEMAS DE TIERRAS				
ESCALA DE EVALUACION: 1 a 10				



## EVALUACION DEL CURSO

C O N C E P T O		
1.	APLICACION INMEDIATA DE LOS CONCEPTOS EXPUESTOS	
2.	CLARIDAD CON QUE SE EXPUSIERON LOS TEMAS	
3.	GRADO DE ACTUALIZACION LOGRADO EN EL CURSO	
4.	CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL CURSO	
5.	CONTINUIDAD EN LOS TEMAS DEL CURSO	
6.	CALIDAD DE LAS NOTAS DEL CURSO	
7.	GRADO DE MOTIVACION LOGRADO EN EL CURSO	
EVALUACION TOTAL		

ESCALA DE EVALUACION: 1 A 10

1.- ¿Qué le pareció el ambiente en la División de Educación Continua?

MUY AGRADABLE                      AGRADABLE                      DESAGRADABLE

2.- Medio de comunicación por el que se enteró del curso:

<p>PERIODICO EXCELSIOR ANUNCIO TITULADO DI VISION DE EDUCACION CONTINUA</p> <p><input type="checkbox"/></p>	<p>PERIODICO NOVEDADES ANUNCIO TITULADO DI VISION DE EDUCACION CONTINUA</p> <p><input type="checkbox"/></p>	<p>FOLLETO DEL CURSO</p> <p><input type="checkbox"/></p>	
<p>CARTEL MENSUAL</p> <p><input type="checkbox"/></p>	<p>RADIO UNIVERSIDAD</p> <p><input type="checkbox"/></p>	<p>COMUNICACION CARTA, TELEFONO, VERBAL, ETC.</p> <p><input type="checkbox"/></p>	
<p>REVISTAS TECNICAS</p> <p><input type="checkbox"/></p>	<p>FOLLETO ANUAL</p> <p><input type="checkbox"/></p>	<p>CARTELERIA UNAM "LOS UNIVERSITARIOS HOY"</p> <p><input type="checkbox"/></p>	<p>GACETA UNAM</p> <p><input type="checkbox"/></p>

3.- Medio de transporte utilizado para venir al Palacio de Minería:

AUTOMOVIL                      METRO                      OTRO MEDIO  
PARTICULAR

4.- ¿Qué cambios haría en el programa para tratar de perfeccionar el curso?

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

5.- ¿Recomendaría el curso a otras personas?  SI  NO

5.a. ¿Qué periódico lee con mayor frecuencia?

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

6.- ¿Qué cursos le gustaría que ofreciera la División de Educación Continua?

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

7.- La coordinación académica fué:

EXCELENTE

BUENA

REGULAR

MALA

8.- Si está interesado en tomar algún curso INTENSIVO ¿Cuál es el horario más conveniente para usted?

LUNES A VIERNES  
DE 9 a 13 H. Y  
DE 14 A 18 H.  
(CON COMIDAD)

LUNES A  
VIERNES DE  
17 a 21 H.

LUNES A MIERCOLES  
Y VIERNES DE  
18 A 21 H.

MARTES Y JUEVES  
DE 18 A 21 H.

VIERNES DE 17 A 21 H.  
SABADOS DE 9 A 14 H.

VIERNES DE 17 A 21 H.  
SABADOS DE 9 A 13 H.  
DE 14 A 18 H.

OTRO

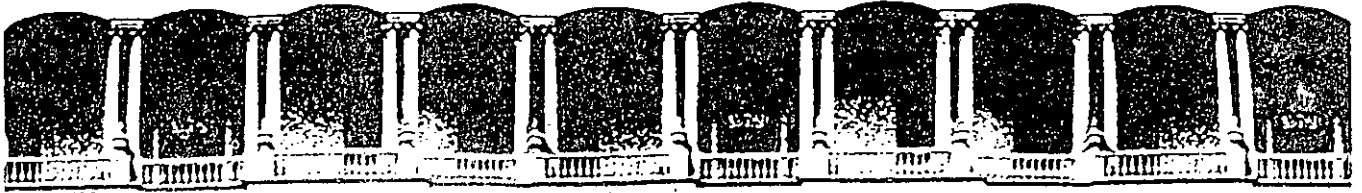
9.- ¿Qué servicios adicionales desearía que tuviese la División de Educación Continua, para los asistentes?

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

10.- Otras sugerencias:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_





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

**CURSOS ABIERTOS**

**DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

A N E X O

MAYO - 1992

**memotec 2**

# Selección de Cables de Energía



**CONDUMEX**

está con usted

## Capítulo 1

# SELECCION DE CABLES DE ENERGIA

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

- 1.1 Materiales
- 1.2 Flexibilidad
- 1.3 Forma
- 1.4 Dimensiones

En las páginas que siguen se analizan estos factores en forma más detallada.

### 1.1 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 aproximadamente 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 este metal en la fabricación de cables aislados y desnudos.

En la tabla 1.1 se comparan en forma general las propiedades principales de los metales usados en la manufactura de cables. Se han incluido en esta tabla metales que no se utilizan directamente como conductores, v.gr. el plomo, usado para asegurar la impermeabilidad del cable, y el acero, que se emplea como armadura para protección y como elemento de soporte de la tensión mecánica en instalaciones verticales.

**TABLA 1.1** 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 20°C	Conductividad eléctrica
	g/cm <sup>3</sup>	°C	× 10 <sup>-6</sup> /°C	ohm·mm <sup>2</sup> /km	1/°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	17.922	0.00383	96.2
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.

En el cobre usado en conductores eléctricos se distinguen tres temple o grados de suavidad del metal: suave o recocido, semiduro y duro; con propiedades algo diferentes, siendo el cobre suave el de mayor 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 y la flexibilidad.

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

En la tabla 1.2, que se presenta a continuación, se comparan algunas de las características más importantes en conductores fabricados con cobre y aluminio.

**TABLA 1.2** 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

TABLA 1.3 Temples de cobre y aluminio

a) Temples de cobre

Ej. Calibre 10 AWG.

Temple	Conductividad % IACS*	Esfuerzo de tensión a la ruptura kgf/mm <sup>2</sup>
Cobre suave	100	25
Cobre semiduro	96.66	35.4 a 40.3
Cobre duro	96.16	45.6

b) Temples de aluminio

Temple	Conductividad % IACS*	Esfuerzo de tensión a la ruptura kgf/mm <sup>2</sup>
H19	6.10 min	6.1 — 9.7
HF	61.3 min	11.7 — 15.3
HD	61.4 min	10.7 — 14.3
O	61.8 min	16 — 19

\* IACS "International Annealed Copper Standard".

Patrón Internacional para Cobre Recocido, igual a 100% de conductividad.

c) Equivalencias entre designaciones del temple de aluminio

Nombre descriptivo del temple	Clave internacional (ISO)	Clave EUA (ANSI)
3/4 duro	HF	H16 y H26
1/2 duro	HD	H14 y H24

El significado de las letras empleadas para denotar los temples que aparecen en esta tabla es el siguiente:

H; endurecido por tensión mecánica Se aplica al aluminio cuyo esfuerzo es incrementado por endurecimiento mecánico, con o sin tratamiento térmico suplementario. Después de la letra H se coloca una letra en la clave internacional (ISO) o por dos o más dígitos en la clave de EUA (ANSI).

HG, HD y HF La segunda letra indica, en orden alfabético progresivo, el grado ascendente del esfuerzo de ruptura, desde el HA hasta el HH.

## 1.2 Flexibilidad

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

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

El grado de flexibilidad de un conductor, como función del número de alambres del mismo, se designa mediante letras que representan la clase de cableado. Las primeras letras del alfabeto se utilizan para las cuerdas más rígidas y las últimas para cuerdas cada vez más flexibles.

No hay regla fija para decidir cuál grado de flexibilidad es el más adecuado para una determinada aplicación ya que, con frecuencia, 2 o 3 clases de cableado pueden ser igualmente satisfactorias para cierto cable. En la tabla siguiente se dan recomendaciones de carácter general, tomadas de las normas ASTM.

TABLA 1.4 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 requerirán 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.

\* Los cables de media tensión objeto de este manual utilizan en su construcción Conductores Clase B.

## 1.3 Forma

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

1. Redonda
2. Sectorial



Fig. 1.1 Forma de conductores.

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. Los conductores de calibres pequeños (8AWG 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 1 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.

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 representa ventajas eléctricas. Esto puede lograrse comprimiendo el cable a través de un dado. El resultado es el "Cable Redondo Compacto"

Un conductor sectorial es un conductor formado por un cable cuya sección transversal es sustancialmente un sector de círculo. Se utilizan principalmente en cables de energía trifásicos, en calibres superiores a 1/0 AWG. En estos cables, los conductores sectoriales 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.

Comparando los cables con conductores sectoriales, con los equivalentes de conductores redondos, encontramos que los primeros presentan las siguientes ventajas:

1. Menor diámetro
2. Menor peso
3. Costo más bajo

pero tienen en cambio estas desventajas:

1. Menor flexibilidad
2. Mayor dificultad en la ejecución de las uniones

La experiencia demuestra, sin embargo, que los cables sectoriales se pueden manejar e instalar sin dificultades.

## 1.4 Dimensiones

### Calibres

#### Escala AWC

Desde hace años las dimensiones de los alambres se han expresado comercialmente por números de calibres, en especial en Estados Unidos. Esta práctica ha traído consigo ciertas confusiones, debido al gran número de escalas de calibres que se han utilizado.

En Estados Unidos, la escala más usada para alambres destinados a usos eléctricos es la "American Wire Gage" (AWG), misma que ha sido ya adoptada en México.

La "American Wire Gage" también conocida como la "Brown and Sharpe Gage" fue ideada en 1857 por J.R. Brown. Esta escala de calibres, así como algunas otras de las escalas usadas, tiene la propiedad de que sus dimensiones representan aproximadamente los pasos sucesivos del proceso de estirado del alambre. Sus números son regresivos: un número de mayor valor absoluto representa un alambre de menor diámetro y corresponde a los pasos de estirado del mismo.

A diferencia de otras escalas, los calibres del "American Wire Gage" no se han escogido arbitrariamente, sino que están relacionados por una ley matemática. 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

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

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 en Estados Unidos 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 de la "International Electrotechnical Commission" es la más usada en la actualidad, con excepción de Estados Unidos y la mayor parte de los países latinoamericanos. En sí, la escala consiste en proporcionar la medida directa de las áreas transversales de los calibres, en milímetros cuadrados.

En las tablas siguientes se muestran los valores correspondientes de la escala AWG, su equivalente en mm<sup>2</sup> y el calibre en la escala milimétrica IEC.

### Escala AWG

#### Reglas prácticas

Hay una serie de reglas aproximadas útiles que deben recordarse y aplicables a la escala de calibres AWG:

1. El incremento de tres números en el calibre (verbigracia del 10 al 7) duplica el área y el peso, por lo tanto, reduce a la mitad la resistencia a la corriente directa
2. El incremento en seis números de calibre (verbigracia del 10 al 4) duplica el diámetro
3. El incremento en 10 números de calibre (verbigracia del 10 al 1/0) multiplica área y peso por 10 y divide entre 10 la resistencia

**TABLA 1.5 Construcciones preferentes de cable de cobre con cableado redondo compacto (clase B)**

Designación		Área de la sección transversal, mm <sup>2</sup>	Número de alambres	Diámetro exterior nominal, mm	Peso nominal kg/km
mm <sup>2</sup>	o MCM				
—	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

**TABLA 1.6 Construcciones preferentes de cable de aluminio con cableado redondo compacto**

Designación AWG o MCM	Área de la sección transversal, mm <sup>2</sup>	Número de alambres	Diámetro exterior nominal, mm	Peso nominal kg/km
2	33.6	7	6.81	92.6
1/0	53.5	19	8.53	147.5
2/0	67.4	19	9.55	185.8
3/0	85.0	19	10.74	234.4
4/0	107.2	19	12.06	296
250	126.7	37	13.21	349
350	177.3	37	15.65	489
400	203	37	16.74	559
500	253	37	18.69	698
600	304	61	20.6	838
750	380	61	23.1	1050
900	456	61	25.4	1259
1000	507	61	26.9	1399

**TABLA 1.7 Construcciones preferentes de los conductores de cobre con cableado concéntrico normal y comprimido**

**Clase B**

mm <sup>2</sup>	Área de la sección (mm <sup>2</sup> )	Número de alambres	Diámetro de cada alambre, mm	Diámetro del conductor, mm	
				Normal	Comprimido
35	34.4	7	2.5	7.6	7.28
70	69.0	19	2.15	10.75	10.43
150	147.1	37	2.25	15.75	15.28
240	242.5	37	2.87	20.10	19.49

## Capítulo 2

# COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS

### **Función**

La función del aislamiento es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa.

En principio, las propiedades de los aislamientos son con frecuencia más que adecuadas para su aplicación, pero los efectos de la operación, medio ambiente, envejecimiento, etc., pueden degradar al aislamiento rápidamente hasta el punto en que llegue a fallar, por lo que es importante seleccionar el más adecuado.

De manera similar al caso de los conductores, existen factores que deben ser considerados en la selección de los aislamientos, como son sus

- Características eléctricas
- Características mecánicas

### **2.1 Materiales**

Dada la diversidad de tipos de aislamiento que hasta la fecha existen para cables de energía, el diseñador deberá tener presentes las características de cada uno de ellos, para su adecuada selección tanto en el aspecto técnico como en el económico.

Tradicionalmente, el papel impregnado ha sido el aislamiento que por su confiabilidad y economía se empleaba en mayor escala; sin embargo, la aparición de nuevos aislamientos tipo seco aunado al mejoramiento de algunos ya existentes, obligan al ingeniero de proyectos a mantenerse actualizado respecto a las diferentes alternativas disponibles.

Los aislamientos se pueden dividir en dos grupos principales:

- A) De papel impregnado Emplea un papel especial obtenido de pulpa de madera, con celulosa de fibra larga.

El cable aislado con papel sin humedad se impregna con una sustancia para mejorar las características del aislante. 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 viscoso 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.

El compuesto podrá ser migrante o no migrante, de acuerdo al tipo de instalación del cable; con poco desnivel (hasta 10 m) para el primer tipo y con desniveles mayores para el segundo.

Sus propiedades, ventajas y desventajas en comparación con los aislamientos secos, aparecen en la tabla 2.1.

- B) Aislamientos de tipo seco A excepción hecha del hule natural (ya en desuso), los aislamientos secos son compuestos cuya resina base se obtiene de la polimerización de determinados hidrocarburos. Según su respuesta al calor se clasifican en dos tipos:

1. Termoplásticos Son aquellos que, al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad, recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.
2. Termofijos A diferencia de los anteriores, después de un proceso inicial similar al anterior, los subsecuentes calentamientos no los reblanecen.

A continuación se describen las características de algunos de los aislamientos de tipo seco.

SINTENAX. El PVC (Cloruro de polivinilo) para aislamiento de cables de alta tensión, desarrollado en Condumex bajo el nombre comercial SINTENAX, ha adquirido una importancia especial, gracias a sus ventajas 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.

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 SINTENAX resultan ligeros (no requieren cubierta de plomo), fáciles de instalar y de empalmes y terminales de manufactura sencilla.

#### Comparación del EP vs XLP

El hule etileno propileno (EP) y el polietileno de cadena cruzada (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, bajo las condiciones encontradas en operación normal. La selección se debe realizar con base en una comparación de su comportamiento 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 han 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 o EP, y complementados con pantalla sobre el aislamiento a base de cintas textiles semiconductoras, son susceptibles a la formación de arborescencias cuando se instalan en lugares húmedos. Y, si bien con el uso de semiconductores extruidos parece haber disminuido la incidencia de las fallas de este tipo, en pruebas de larga duración en agua se ha encontrado que se continúan desarrollando arborescencias potencialmente peligrosas.

Aunque los especialistas dedicados a la investigación de los mecanismos que rigen la presencia de arborescencias todavía no tienen una especificación completa del fenómeno, han llegado a la conclusión de que en la gama de esfuerzos de operación adoptados en la práctica, las arborescencias son causadas 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 o XLP también se puede basar en la comparación del comportamiento, 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

En correspondencia, las pruebas de laboratorio usadas para simular las condiciones de servicio son las siguientes:

- Pruebas de ruptura en tensión de c.a. y de impulso
- Pruebas de envejecimiento bajo ciclos térmicos
- Pruebas eléctricas de larga duración en agua

El primer factor, el esfuerzo eléctrico de ruptura se evalúa 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.

#### Pruebas de ruptura en tensión de c.a. y de impulso

Un cable aislado con XLP puede soportar, a temperatura ambiente, mayores tensiones de c.a. y de impulso que el EP, a menos que contenga burbujas o cavidades de grandes dimensiones o que sus pantallas hayan sido dañadas en tal forma que se desarrollen descargas parciales.

Esta situación se invierte a medida que pasamos de la temperatura ambiente a la de operación (90°C), sobrecarga (130°C) y cortocircuito (250°C).

El aislamiento de XLP empieza a perder sus características de soportar tensiones de c.a. y de impulso conforme la temperatura sobrepasa la temperatura de operación normal de 90°C.

Aún más, en el intervalo de la temperatura de emergencia por sobrecargas, las propiedades físicas del XLP están en su totalidad por debajo de aquéllas de un buen aislamiento de EP.

Por otro lado existe bastante información acerca de la vulnerabilidad del XLP al ataque de las descargas parciales. En la práctica, incluso la presencia de microcavidades que no pueden ser detectadas con los equipos más elaborados puede reducir en más de un 30% el esfuerzo dieléctrico de los cables con XLP.

### Pruebas de envejecimiento cíclico

Estas pruebas constituyen el método más efectivo de laboratorio para comprobar la confiabilidad en servicio de cables de media tensión. El factor más importante es el tiempo que tarda en presentarse la ruptura, aunque también deben considerarse los cambios de la  $\tan \delta$  y del nivel de descargas parciales.

Los cables con aislamiento de XLP y EP, diseñados y fabricados con la construcción de pantallas adecuadas, se comportan bien en estas pruebas, aunque el EP muestra resultados superiores a los del XLP.

En conclusión, el envejecimiento eléctrico de un buen cable (libre de descargas) parece estar gobernado por la presencia de microcavidades de dimensiones tan pequeñas que no pueden ser detectadas por las mediciones de descargas parciales.

Cuando se prueban los cables bajo esfuerzos térmicos, debe considerarse que los cables de energía están diseñados para tres gamas de temperatura, cada una relacionada con una duración típica:

- Temperatura de servicio normal o continuo
- Temperatura de emergencia por sobrecargas, hasta 100 h por año
- Temperatura de corto circuito, normalmente hasta de 1 seg

Tanto los cables de energía aislados con EP como con XLP están calificados actualmente para temperaturas normales de 90°C en servicio continuo, 130°C en emergencias o sobrecargas y 250°C por corto circuito. Sin embargo, se está cuestionando el valor de emergencia para cables aislados con XLP, y se ha sugerido para ellos una temperatura de emergencia de 110°C.

En particular, para las temperaturas más altas, debe garantizarse estabilidad mecánica del sistema de pantallas.

Como el XLP tiene un mayor coeficiente de expansión térmica que el EP, se expande y contrae, con los mismos cambios de temperatura, en mayor grado que el aislamiento de EP. Esto hace que sea más difícil lograr confiabilidad a largo tiempo en las pantallas, en cables con XLP, incluso con las más avanzadas tecnologías.

Cuando se combina con la superficie cerosa y deslizante del XLP, esta característica de expansión térmica dificulta la confección de empalmes y terminales confiables en el campo.

Es más, la tendencia del XLP a deslizarse y fluir durante los ciclos térmicos extremos, ha sido relacionada por algunos autores con el posible desarrollo consecuente de cavidades en los empalmes y terminales, los cuales muy probablemente pueden ser áreas para concentración de humedad y descargas parciales.

Como se menciona en diversos artículos, el EP no exhibe el mismo grado de contracción longitudinal, expansión radial y características de flujo que tiene el XLP a temperaturas arriba de 100°C.

### Pruebas eléctricas de larga duración en agua

Los cables instalados en ductos y directamente enterrados con frecuencia se exponen a agentes en los que el agua es el más frecuente.

El agua es una severa condición ambiental, debido a que, en su presencia, la resistencia del cable a los esfuerzos térmicos y eléctricos se reduce.

La mejor prueba para comprobar y predecir la probabilidad de supervivencia de un cable, es una prueba acelerada de larga duración que simula el efecto de este ambiente sobre los cables. En esta prueba, ampliamente usada en muchos laboratorios industriales para calificar diferentes tipos de aislamiento, los cables con EP superan en todo caso a los cables con XLP, con un promedio de vida por lo menos del doble. Esta mayor resistencia al agua y al esfuerzo es otra importante razón para preferir los cables aislados con EP a los aislados con XLP.

Debido a la disminución de las expectativas de vida en agua, es necesario, especialmente en el caso de cables con XLP, reducir tanto como sea posible las irregularidades (cavidades, inclusiones debidas a contaminaciones, etc.) y, para los enlaces más importantes, aplicar una cubierta metálica para prevenir la penetración del agua.

Para cables con EP, es posible obtener una buena resistencia en presencia de agua a través de una adecuada formulación del compuesto, por lo que, para las mismas condiciones de servicio, pueden obtenerse con facilidad tiempos de vida de 2 a 3 veces mayores que para el XLP; debido también a su menor sensibilidad a los contaminantes y a las imperfecciones producto de la fabricación.

## Instalación

### Manejo de los cables

Algunos usuarios prefieren el EP, por su mayor flexibilidad, la cual lo hace superior al XLP al facilitar su manejo durante la instalación. Esta preferencia se hace más notable en el caso de cables de muy altas tensiones. La dureza de los cables de XLP de grandes dimensiones ha forzado a algunos usuarios a precalentar los extremos de los mismos en los pozos, sólo para colocar el cable en posición adecuada para empalmar.

### Empalmes y terminales

De acuerdo con nuestra experiencia, el acabado superficial para la preparación de los accesorios, especialmente en el caso de accesorios encintados o premodelados, es de fundamental importancia para el XLP, mientras que para el EP puede ser menos preciso. En pruebas de tensión y vida hemos observado gran número de rupturas en terminales no ejecutadas adecuadamente en XLP (pequeñas ondulaciones, raspaduras, cortes, etc.), o en el caso de pantallas de cintas aun con muy pequeñas discontinuidades. Estos problemas nunca se han observado en terminales de cables con EP que presenten defectos similares.

Desde luego, este fenómeno se debe a la bien conocida vulnerabilidad del XLP a las descargas parciales originadas en puntos o cavidades sometidas a altos esfuerzos.

Otro factor en relación con el acabado superficial es la resistencia a la absorción de humedad; una vez más, la superficie raspada de cables con EP es menos peligrosa que en el caso de cables con XLP.



### Conclusiones

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

### 2.2 Características eléctricas

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 2.1 se muestran los valores típicos de estas características para los diferentes aislamientos.

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

#### 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:

$$G = \frac{0.869 V_o}{dx \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.1)$$

donde:

$V_o$  = tensión al neutro del sistema (en kV)

$d_a$  = diámetro sobre el aislamiento (en mm)

$d_p$  = diámetro sobre la pantalla semiconductor que está sobre el conductor (en mm)

$d_x$  = diámetro correspondiente al círculo que pasa por un punto "x" del aislamiento al 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 superficie interna del aislamiento.

$$G_{\text{máx}} = \frac{0.869 V_o}{d_p \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.2)$$

y el gradiente mínimo que se presenta en la superficie externa del aislamiento.

$$G_{\text{mín}} = \frac{0.869 V_o}{d_a \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.3)$$

### 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

$$R_a = K \log_{10} d_a/d_p \text{ M}\Omega\text{-km} \quad (2.4)$$

donde:

$K$  = un valor constante característico del material aislante.

### Factor de potencia

Este factor nos permite relacionar y calcular las pérdidas del dieléctrico 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  $\delta$  complementario del ángulo  $\theta$ .

Se puede observar de las definiciones anteriores que para ángulos cercanos a  $90^\circ$  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.

**TABLA 2.1 Propiedades de los aislamientos más comúnmente usados en cables de energía (5-35 kV)**

Características	SINTENAX	VULCANEL XLP	VULCANEL 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, % (a 60 ciclos, a temp. de op.)	1	0.1	1.5	1.1
Constante K de resistencia del aislamiento a 15.6°C. (megohm-km)	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	Hasta 9kV: 95 Hasta 29kV: 90 Hasta 35kV: 80
Temperatura de sobrecarga (°C)	100	130	130	Hasta 9kV: 115 Hasta 29kV: 110 Hasta 35kV: 100
Temperatura de cortocircuito (°C)	160	250	250	200
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 comparati- vamente altas.	Rigidez. Baja resistencia a la ionización	Es atacable por hidrocarburos a temp. superiores a 60°C.	Requiere tubo de plomo y terminales herméticas.

### 2.3 Características mecánicas

El esfuerzo inicial aplicado durante el desarrollo de compuestos aislantes fue dirigido a las características eléctricas. Las características mecánicas jugaban

un papel secundario, y estaban definidas por las propiedades intrínsecas de los materiales con que se había logrado 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 prevalcientes de fallas en cables, han sido enfocados a hacer resaltar las características mecánicas de los aislamientos, considerándolas junto con las de la cubierta. A continuación se mencionan algunas 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 absorbida por los aislamientos después de sumergirlos en agua caliente durante un cierto periodo.

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. La evidencia muestra que la absorción de humedad es causa de fallas, que se presentan en forma de ramificaciones conocidas como arborescencias. Sin embargo, es difícil explicar por qué hay aislamientos más resistentes que otros a las mismas, a pesar del contenido de agua. Esto es particularmente cierto al comparar el VULCANEL EP con el VULCANEL XLP. Las mediciones muestran que el agua penetra con mayor rapidez en el EP. Sin embargo, con un potencial aplicado en presencia del agua, el XLP muestra una probabilidad mayor de falla, por lo que en lugares húmedos el VULCANEL EP resulta la mejor alternativa.

#### Flexibilidad

Por supuesto que las características de flexibilidad del aislamiento deben ser compatibles con los demás elementos del cable. Por lo tanto, los conceptos que se mencionan a continuación son aplicables al cable en general.

La flexibilidad de un cable es una de las características más difíciles de cuantificar. De hecho, es uno de los conceptos comúnmente 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 continuación se enuncian las ventajas de la flexibilidad:

de

de

de

de

de

de

de

de

de

de

de

de

de

1. Mayor facilidad para sacar o meter el cable en el carrete, lo que minimiza la probabilidad de 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 dobleces y cambio de dirección en general, sin menoscabo de la integridad del mismo, conduce evidentemente a una instalación confiable.
4. Un manejo 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, como calentar el cable para permitir dobleces, etc.

#### 2.4 Nivel del aislamiento

Una vez seleccionado el material apropiado para el aislamiento del cable, es necesario determinar el espesor de acuerdo con el fabricante, tomando como base la tensión de operación entre fases y las características del sistema, según la clasificación siguiente:

**CLASE 1. NIVEL 100%** Quedarán incluidos en esta clasificación los cables que se usen en sistemas protegidos con relevadores que liberen fallas a tierra lo más rápido posible, en un tiempo no mayor a un minuto. Este nivel de aislamiento es aplicable a la mayoría de los sistemas con neutro a tierra y puede también aplicarse a otros sistemas (en los puntos de aplicación del cable) donde la razón entre la reactancia de secuencia cero y de secuencia positiva ( $X_0/X_1$ ) no esté en el intervalo de  $-1$  a  $-40$  y que cumplan la condición de liberación de falla, ya que en los sistemas incluidos en el intervalo descrito pueden encontrarse valores de tensión excesivamente altos en condiciones de fallas a tierra.

**CLASE 2. NIVEL 133%** Anteriormente, en esta categoría se agrupaban los sistemas con neutro aislado. En la actualidad, se incluyen los cables destinados a instalaciones en donde las condiciones de tiempo de operación de las protecciones no cumplen con los requisitos del nivel 100%, pero que, en cualquier caso, se libera la falla en no más de una hora.

El nivel 133% se podrá usar también en aquellas instalaciones donde se desee un espesor del aislamiento mayor al 100%. Por ejemplo, cables submarinos, en los que los esfuerzos mecánicos propios de la instalación y las características de operación requieren un nivel de aislamiento mayor.

**CLASE 3. NIVEL 173%** Los cables de esta categoría deberán aplicarse en sistemas en los que el tiempo para liberar una falla no está definido. También se recomienda el uso de cables de este nivel en sistemas con problemas de resonancia, en los que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud.

## Capítulo 3

# FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS

Cuando se aplica una tensión entre un conductor eléctrico y el plano de tierra (o entre dos conductores), el dieléctrico intermedio se somete a esfuerzos eléctricos. Estos esfuerzos, si son de magnitud elevada, pueden producir deterioro del material del dieléctrico y producir otros efectos indeseables al no controlarse en forma adecuada. El control de estos esfuerzos se logra gracias a las pantallas eléctricas.

Una definición ampliamente aceptada de la función de las pantallas es la siguiente:

Se aplican las pantallas eléctricas en los cables de energía con el fin de confinar en forma adecuada el campo eléctrico a la masa de aislamiento del cable o cables.

Las pantallas usadas en el diseño de los cables de energía tienen diferentes funciones. Dependiendo del material y su localización, pueden ser:

- Pantalla semiconductor sobre el conductor
- Pantalla sobre el aislamiento

### 3.1 Pantalla semiconductor sobre el conductor

En circuitos con tensiones de 2 kV y mayores se utiliza la pantalla semiconductor a base de cintas o extruida. Los materiales usados en la fabricación de estas pantallas dependen del diseño mismo del cable: en cables con aislamiento de papel impregnado se usan cintas de papel CB (Carbon Black), en

cables con aislamiento sólido se utilizan pantallas extruidas de material compatible con el utilizado en el aislamiento.

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 (Fig. 3.1). La inclusión de este elemento en el diseño del cable es con el fin de obtener una superficie equipotencial uniforme, a la cual las líneas de fuerzas del campo eléctrico sean perpendiculares.

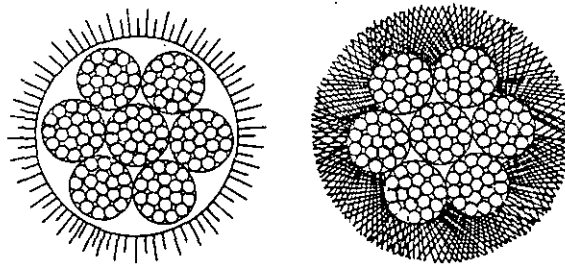


Fig. 3.1 Concentración de esfuerzos eléctricos en los intersticios de un conductor cableado.

Otra función es evitar ionización en los intersticios entre el conductor y el aislamiento. Si el aislamiento fuera extruido directamente sobre el conductor, la curvatura de los alambres de la corona superior darían lugar a la formación de hoquedades o burbujas de aire (Fig. 3.2a) que, al estar sujetas a una diferencia de potencial, provocaría la ionización del aire, con el consiguiente deterioro del aislamiento. La situación anterior se elimina al colocar la pantalla semiconductora, la cual presenta una superficie uniforme (Fig. 3.2b).

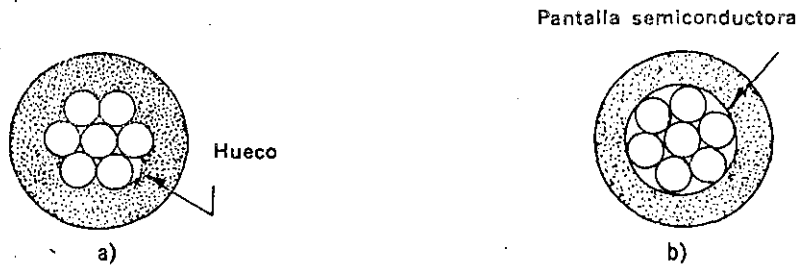


Fig. 3.2 a) Aislamiento directamente extruido sobre el conductor. b) Pantalla semiconductora.

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.

### 3.2 Pantalla sobre el aislamiento

En circuitos de 5 kV (ver excepciones, sección 3.4) y mayores se utilizan pantallas sobre el 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.

En la figura 3.3a se ilustra una distribución desigual de esfuerzos; incluso en este ejemplo, los rellenos de los intersticios del cable quedan sometidos a esfuerzos eléctricos para los que no están diseñados.



Fig. 3.3 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla.

**Esfuerzos tangenciales y longitudinales** Ahora bien, uno de los principios básicos de los campos eléctricos es que al aplicar una tensión a dieléctricos colocados en serie, con diferente permitividad relativa,  $K_1 \neq K_2$ , 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. Esta tensión superficial podría alcanzar el potencial del conductor, si el del dieléctrico, cubierta y medio ambiente es de gran magnitud, y/o el potencial de tierra, cuando la superficie del aislamiento esté cerca de secciones aterrizadas.

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.

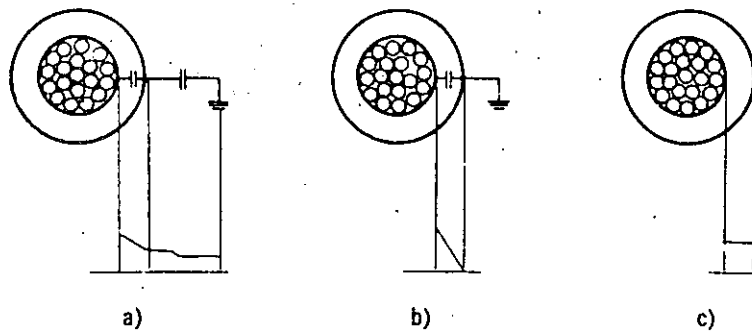


Fig. 3.4 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla aterrizada. c) Cable con pantalla no aterrizada.

El contacto íntimo de la pantalla semiconductor 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.

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

Los cables que se instalan en ductos o directamente enterrados, por lo general pasarán 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.

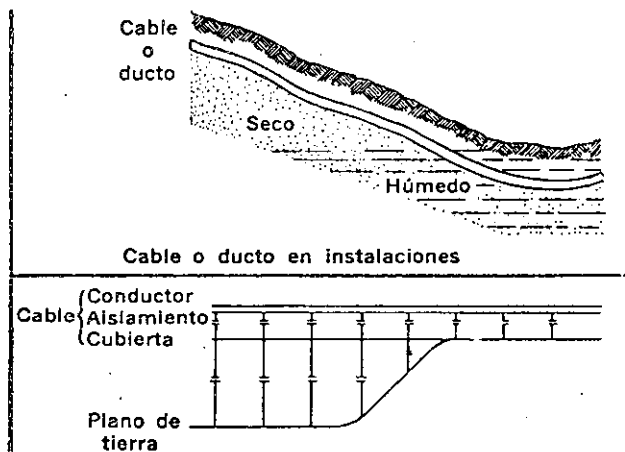


Fig. 3.5 Capacitancia variable a tierra debido a una impedancia no uniforme.

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

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 sobretensiones dañinas al aislamiento.
  - b) Proveer al cable de la máxima capacitancia del conductor a tierra y, consecuentemente, reducir al mínimo las ondas de sobretensión.
  - c) Absorber energía de las ondas de sobretensión 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.
- C) Reducir el peligro de descargas eléctricas al personal o en presencia de productos inflamables.

Como se explicó con anterioridad, 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:

I. 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 descárgaran súbitamente en el punto de contacto. La pantalla aterrizada de modo adecuado proporciona la trayectoria necesaria para estas corrientes capacitivas.

II. Aunque el contacto que se tuviera con la cubierta no fuera letal, el choque eléctrico puede dar lugar a caídas y accidentes de gravedad.

III. 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. Las situaciones de peligro que se derivan de no observar esta práctica resultan aún más críticas desde el punto de vista seguridad, que las que ocasionan los cables sin pantalla. 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.

### 3.2.1 Pantalla semiconductor sobre el aislamiento

La pantalla semiconductor sobre el aislamiento se encuentra en contacto inmediato con éste. Está formada por un material semiconductor compatible con el material del aislamiento. En adición a las funciones descritas, esta pantalla asegura el contacto íntimo con el aislamiento, aun 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 CB (Carbon Black) semiconductoras.

### 3.2.2 Pantalla metálica

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 la pantalla. El diseño de la pantalla metálica se debe efectuar de acuerdo al propósito de diseño, que puede ser:

- a) Para propósitos electrostáticos
- b) Para conducir corriente de falla
- c) Como pantalla neutro

### 3.3 Selección de la pantalla metálica

A continuación se presentan las características de selección de acuerdo a cada propósito de diseño:

a) Pantalla para propósitos electrostáticos Estas pantallas deben ser en general de metales no magnéticos y pueden estar constituidas de cintas, alambres o bien pueden ser cubiertas metálicas (plomo o aluminio).

Las pantallas constituidas a base de cintas o de alambres son generalmente de cobre normal, aunque pueden utilizarse en ambos casos cobre estañado; éstas últimas se utilizan donde se pudiera prever problemas graves de corrosión derivados de las condiciones de instalación. En la tabla 3.1 se presenta el cuadro comparativo de pantallas a base de cintas con las de alambres.

b) 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 sobrecorriente, corriente prevista de falla fase a tierra y la manera en que el sistema puede ser aterrizado.

c) 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.

En lo referente a las cubiertas metálicas, estas proporcionan al cable una pantalla electrostática adecuada, además de la hermeticidad que se deriva de tener una cubierta continua. Esta última característica es particularmente necesaria para los cables aislados con papel impregnado o con aislamiento sólido, que operan en lugares contaminados. Por otra parte, la cubierta de plomo, por los espesores que se requieren desde el punto de vista mecánico proporciona una conductancia adicional aprovechable para conducir corriente de falla.

TABLA 3.1 Pantalla de cintas vs pantalla de alambres

Tipo de pantalla	Ventajas	Desventajas
1. A base de cintas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Proporciona una pantalla electrostática adecuada.</li> <li>— Reduce el ingreso de humedad en el aislamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Propiedades eléctricas inconsistentes, debido a que en el manejo se afecta el traslape.</li> <li>— Requiere de radios de curvatura mayores que para cables con pantalla de alambres.</li> <li>— Construcción vulnerable durante la instalación.</li> <li>— En empalmes y terminales se requiere de mayor tiempo y habilidad para ejecutar adecuadamente los cortes.</li> </ul>
2. A base de alambres	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Proporciona una pantalla electrostática adecuada.</li> <li>— Las características eléctricas de la pantalla son consistentes y controlables.</li> <li>— Fácilmente se incrementa la capacidad modificando el número de alambres.</li> <li>— No requiere de gran destreza para realizar cortes en empalmes y terminales.</li> <li>— Son menos vulnerables durante la instalación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Permite el paso de la humedad libremente.</li> <li>— Requiere precauciones para evitar desplazamiento de los alambres durante la instalación.</li> </ul>

### 3.4 Aplicaciones de las pantallas

Como se mencionó es necesaria la pantalla sobre el conductor en cables de 2 kV y mayores. Para tensiones menores no se requiere; también se mencionó que 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 inclusive, 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 costoso 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 de acuerdo con las normas ICEA.

Las pantallas sobre aislamiento deben ser consideradas para cables de energía arriba de 5000 Volts, cuando existan cualquiera de las siguientes condiciones:

- a) Conexiones 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

- f) En donde se utilizan compuestos para facilitar el jalado de los cables
- g) Donde fácilmente se depositen en la superficie del cable materiales conductores tales como hollín, sales, etc.
- h) Donde pudieran presentarse problemas de radiointerferencia
- i) Donde se involucre la seguridad del personal

Existen situaciones donde se debe considerar el uso de cables sin pantalla, ya que el caso contrario crea graves situaciones de peligro. Ejemplo:

- a) Cuando las pantallas no se pueden aterrizar adecuadamente
- b) Cuando el espacio es inadecuado para terminar correctamente la pantalla.
- c) En cables monopolares:
  1. Cuando se tienen cables sin empalmes en conduit metálico aéreo, en interiores y en lugares secos
  2. Instalados sobre aisladores en ambientes no contaminados
  3. Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado
- d) En cables triplex:
  1. Instalados en conduit aéreo o charolas, en interiores y lugares secos
  2. Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado

#### Conexión a tierra y terminación de las pantallas

En todas las terminaciones de los cables se deben remover completamente las pantallas y sustituir por un cono de alivio de esfuerzos adecuado. Si las pantallas no se retiran, se presentarán arqueos superficiales del conductor a los puntos de menor potencial, carbonización a lo largo de la pantalla y deterioro del aislamiento.

El cono de alivio es importante ya que siempre se forma al final de la pantalla aterrizada (ver sección de accesorios) un área de esfuerzos concentrados.

La pantalla metálica debe operar todo el tiempo, cerca de, o al potencial de tierra. La pantalla que no tiene la conexión adecuada a tierra es más peligrosa, desde el punto de vista seguridad, que el cable sin pantalla. Además del peligro para el personal, una pantalla "flotante" puede ocasionar daños al cable. Si el potencial de dicha pantalla es tal que perfore la cubierta, la descarga resultante producirá calor y quemaduras al cable.

Las pantallas deben conectarse preferentemente en dos o más puntos. En caso de que se conecten en un solo punto, se deberán tomar precauciones especiales.

Se recomienda aterrizar la pantalla en ambas terminales y en todos los empalmes. La mayor frecuencia de conexiones a tierra reduce la posibilidad de secciones de pantalla "flotantes" y aumenta la probabilidad de una adecuada conexión a tierra de todo el cable instalado.

Todas las conexiones de la pantalla se deberán realizar de tal manera que se provea al cable de una conexión segura, durable y de baja resistencia eléctrica.

## Capítulo 4

# PROPIEDADES DE LAS CUBIERTAS

La función básica de los cables de potencia puede resumirse en dos palabras "transmitir energía". Para cubrir esta función en forma efectiva las características del cable deben preservarse durante el tiempo de operación.

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 en la instalación.

### 4.1 Selección de las cubiertas

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:

- I. Metálicas
- II. Termoplásticas
- III. Elastoméricas
- IV. Textiles

I. 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.

II. Cubiertas termoplásticas Las más usuales son fabricadas con PVC (cloruro de polivinilo) y polietileno de alta y baja densidad.

III. Cubiertas elastoméricas Básicamente se utiliza el neopreno (policloropreno) y el Hypalon (polietileno clorosulfonado).

TABLA 4.1 Propiedades de las cubiertas

Características	PVC	Poliétileno baja densidad	Poliétileno alta densidad	Neopreno	Poliétileno clorosulfonado HYPALON	Plomo
Resistencia a la humedad	B	E	E	B	MB	E
Resistencia a la abrasión	B	B	E	MB	MB	M
Resistencia a golpes	B	B	MB	E	E	M
Flexibilidad	B	B	R	E	E	R
Doble en frío	R	E	MB	B	R	—
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	B	—
Resistencia a la intemperie	MB	E <sup>+</sup>	E <sup>+</sup>	B	E <sup>+</sup>	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 álcalis 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	M	E
— Aceites	E	B	B	B	B	E
— Gasolina	B	B	B	B	B	E
— Creosota	R	B	B	M	M	—
Límites de temperatura MIN. de operación (°C)	— 55	— 60	— 60	— 30	— 30	
MAX.	+ 75	+ 75	+ 75	+ 90	+ 105	
Densidad relativa	1.4	0.9	1.0	1.3	1.2	11.3
Principales aplicaciones:	Uso general, cables para interiores y exteriores cubiertos.	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 refinerías de petróleo y plantas petroquímicas.
E = Excelente	MB = Muy buena	B = Buena	R = Regular	M = Mala	+ Sólo en color negro, conteniendo negro de humo.	



IV. 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 de las cubiertas o sus combinaciones, es necesario conocer las exigencias a que pueden 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 cables 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.

#### 4.2 Propiedades

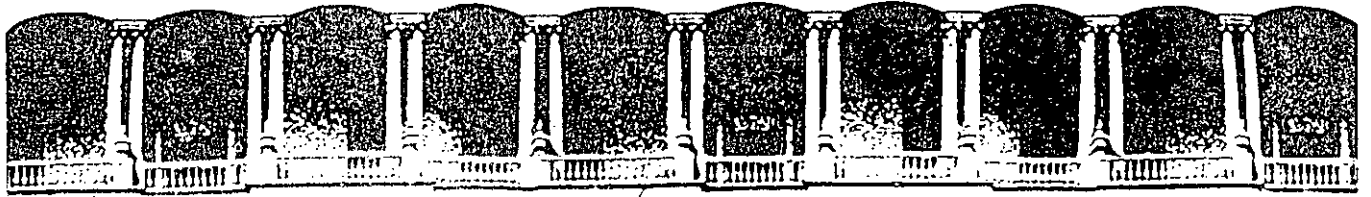
En la tabla 4.1 se presentan las propiedades de las cubiertas en cuanto a los requisitos antes mencionados.

ZONA	DIRECCION Y CODIGO POSTAL	TELEFONOS	ZONA	DIRECCION Y CODIGO POSTAL	TELEFONOS				
OCCIDENTE	New York No. 13 Guadalajara, Jal. 44440	19-17-70 19-30-21	NORTE	San Jerónimo No. 853 Monterrey, N.L. 64660	46-21-42 46-88-86 al 88				
	Guadalajara	New York No. 13 Guadalajara, Jal. 44440		19-17-55 19-12-71	Monterrey	San Jerónimo 853 Monterrey, N.L. 64660	48-11-50 46-88-88 46-21-42		
	Irapuato	Bld. Díaz Ordaz No. 831-A Irapuato, Gto. 36670		6-22-04 6-38-04	Chihuahua	Av. Pacheco No. 802 Chihuahua, Chih. 31350	2-25-20 2-70-99		
	Aguascalientes	Av. Madero No. 535 Aguascalientes, Ags. 20000		5-35-58 5-91-37	Monclova	Bld. Benito Juárez No. 515 Pte. Monclova, Coah. 25720	5-29-07		
	León	Atenas No. 201, Col. Moderna León, Gto. 37320		7-00-43 7-08-83	Torreón	García Carrillo No. 360 Sur Torreón, Coah. 27000	2-18-18 2-25-03 6-35-23		
	Morelia	Av. Lázaro Cárdenas No. 243 Morelia, Mich. 58000		2-34-85 3-55-11	Tampico	Ejército Mexicano No. 501 Tampico, Tamps. 89120	3-32-16 3-22-01		
	San Luis Potosí	Ave. José de Galvez No. 635 San Luis Potosí, S.L.P. 07890		2-71-90 4-45-25	Cd. Juárez	Insurgentes No. 731 Cd. Juárez, Chih. 32330	4-57-95		
	PACIFICO	Ignacio Romero No. 63 Hermosillo, Son. 83190		4-09-28 4-08-73	LIBRE	Ebanistas Sur No. 523 Col. Industrial Mexicali, B.C.N. 21010	7-17-05 7-17-06 7-17-07		
		Hermosillo		Ignacio Romero No. 63 Hermosillo, Son. 83190		4-09-28 4-08-73	Mexicali	Ebanistas Sur No. 523 Col. Industrial Mexicali, B.C.N. 21010	7-17-05 7-17-06 7-17-07
		Cd. Obregón		Coahuila No. 1198 Sur Col. Campesire Cd. Obregón, Son. 85160		3-50-58 4-76-99 4-45-25	Tijuana	Rampa Agua Caliente No. 600 Sección Los Pinos Tijuana, B.C.N. 22440	86-20-28 86-45-56
Culiacán		Colón No. 888 Oriente Culiacán, Sin. 82040	5-27-02	CENTRO		Fulton No. 4 Fraccionamiento Industrial Tlalnepantla Tlalnepantla, Edo. de Méx. 54030	565-28-19 565-29-59 390-58-23 390-58-24		
La Paz		Reforma y M. Albañez No. 1355-B La Paz, B.C.S. 23020	2-45-65 2-88-87			Tlalnepantla	Fulton No. 4 Fraccionamiento Industrial Tlalnepantla Tlalnepantla, Edo. de Méx. 54030	565-28-19 565-29-59 390-58-23 390-58-24	
Mazatlán		Caiz. Gabriel Leyva No. 2130 Mazatlán, Sin. 82040	1-37-99 2-76-19			Distrito	Ave. Morelos No. 45-A México 1, D.F. 06040	747-17-32 747-13-57 747-16-07 747-14-82	
SUR SURESTE		Villa Juárez No. 6 Col. La Paz Puebla, Pue. 72160	48-16-25 48-47-08			Iztapalapa	Ave. Iztaapalapa No. 3151-F Col. La Era México 13, D.F. 09720	691-61-88 691-02-22 692-00-56	
		Puebla	Villa Juárez No. 6 Col. La Paz Puebla, Pue. 72160			48-16-25 48-17-13 48-12-56	Querétaro	Héroe de Nacozari No. 38 Querétaro, Qro. 17650	2-70-91 4-41-99
		Veracruz	Díaz Mirón No. 2589 Veracruz, Ver. 91700			37-04-26 37-06-82	Acapulco	Av. Cuauhtémoc No. 112 Acapulco, Gro. 39300	3-88-12
		Mérida	Ave. Aviación No. 631-B Mérida, Yuc. 97178			4-76-12 4-77-10	METROPOLITANA	Sor Juana Inés de la Cruz 344 2o. Piso Tlalnepantla, Edo. de Méx. 54030	390-07-79 390-09-11
	Tuxtla Gutiérrez	5a. Pte. Sur No. 1050 Tuxtla, Gtz., Chis. 02900	2-05-77 2-63-01						
	Villahermosa	Bld. Adolfo Ruiz Cortínez No. 1436 Villahermosa, Tab. 85050	2-78-80						
	Coatzacoalcos	Zaragoza No. 911-B Coatzacoalcos, Ver. 96400	2-18-01 2-35-49						



**CONDUMEX**

Planta Potencia  
Pte. 140 No. 720  
Col. Ind. Vallejo 02300 México, D.F.  
Tel. 587-70-11 • Telex 017-72-73



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

**A N E X O**

**MAYO - 1992**

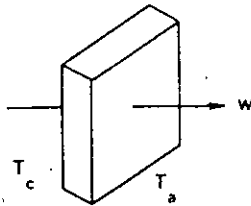


Fig. 10.1 Ley de Ohm térmica.

Ley de Ohm térmica generalizada

Las fuentes de generación de calor en un cable de energía son:

- A) el conductor B) el dieléctrico C) las pantallas (sólo si están aterrizadas en más de un punto)

Por otra parte, la suma de resistencias térmicas que se oponen al paso del calor generado difiere en cada una de las fuentes, así por ejemplo, en el caso del conductor y de la pantalla del cable (Fig. 10.2), mientras que el calor generado en el conductor debe pasar por las resistencias térmicas que se inician con el aislamiento, en la pantalla las resistencias térmicas se inician en la cubierta. De igual manera sucede con el calor generado en el aislamiento (Fig. 10.3).

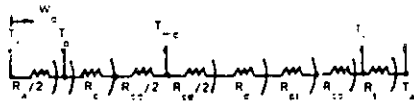


Fig. 10.2 Diagrama de circuito térmico sin incluir pérdidas en el conductor y pantallas.

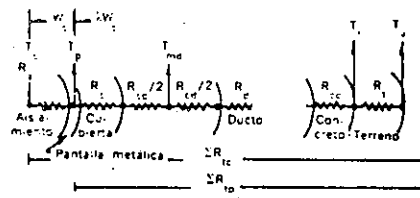


Fig. 10.3 Diagrama de circuito térmico sin incluir pérdidas dieléctricas.

- $T_c$  = temperatura del conductor
- $R_a$  = resistencia térmica del aislamiento
- $T_p$  = temperatura de la pantalla metálica
- $R_c$  = resistencia térmica de la cubierta
- $R_{cd}$  = resistencia térmica del aire ó aceite dentro del ducto
- $T_{md}$  = temperatura media del ducto
- $R_d$  = resistencia térmica del ducto
- $R_{pt}$  = resistencia térmica protección tubería
- $R_{co}$  = resistencia térmica del concreto
- $T_f$  = temperatura interfase
- $R_t$  = resistencia térmica del terreno
- $T_a$  = temperatura ambiente

- $W$  = Calor generado en el conductor
- $\lambda W_c$  = Calor generado en la pantalla metálica
- $T_c$  = Temperatura del conductor
- $T_p$  = Temperatura de la pantalla metálica
- $T_{md}$  = Temperatura media del ducto
- $T_f$  = Temperatura de la interfase
- $R_a$  = Resistencia térmica del aislamiento
- $R_c$  = Resistencia térmica de la cubierta
- $R_{cd}$  = Resistencia térmica del aire
- $T_a$  = Ambiente
- $R_d$  = Resistencia térmica del ducto
- $R_{co}$  = Resistencia térmica del concreto
- $R_t$  = Resistencia térmica del terreno

Separando las fuentes con las respectivas resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor, la ecuación 10.1 se puede escribir como:

donde:

$I^2 R_c =$  pérdidas en el conductor

$\Sigma R_{tc} =$  suma de las resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor del conductor

$\Sigma R_{td} =$  suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo del calor generado en el dieléctrico

$\lambda I^2 R_p =$  pérdidas en las pantallas, siendo  $K$  el factor de inducción e  $I$  la corriente en el conductor

$\Sigma R_{tp} =$  suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor de la pantalla

De la ecuación 10.3 podemos calcular la corriente permisible en el conductor, despejando  $I$ :

O bien, conociendo la corriente permisible, podemos mediante la ecuación 10.3 encontrar la temperatura en el conductor.

La expresión 10.4 permite el cálculo de la corriente permisible, conociendo la corriente de la pantalla, de acuerdo con el capítulo 9. Para este cálculo se pueden obtener expresiones más sencillas, puesto que las pérdidas en el conductor están relacionadas con las pérdidas en la pantalla. Esta relación se conoce como factor de pérdidas y se representa con la letra griega  $\lambda$ , en publicaciones como la norma IEC 287 "Calculation of the continuous current rating of cables", y con base en esta relación podemos calcular la corriente  $I$ :

Entonces, para encontrar la corriente permisible en el conductor es necesario definir:

1. El gradiente de temperatura:

Se encuentra conociendo la temperatura máxima de operación permisible, sin degradar el aislamiento (tabla 10.1)

2. Las resistencias térmicas:

Encuéntrese la magnitud de las resistencias térmicas que se oponen al flujo del calor (sección 10.2)

3. El factor de pérdidas:  
 Calcúlese el factor de pérdidas de la pantalla (sección 10.3)

**TABLA 10.1** Temperaturas máximas permisibles en cables de energía

Aislamiento	Temperatura °C
VULCANEL EP	90
VULCANEL XLP	90
SINTENAX	75
Papel impregnado en aceite	85

En la Fig. 10.4A se ilustra la analogía entre la resistencia eléctrica y la donde se puede observar que el valor de ésta depende de la resistivi material, del espesor y del área por la que el calor debe pasar. En la Fi se tiene la ecuación que permite el cálculo de resistencias térmicas par ficias cilíndricas.

Cables monopolares:

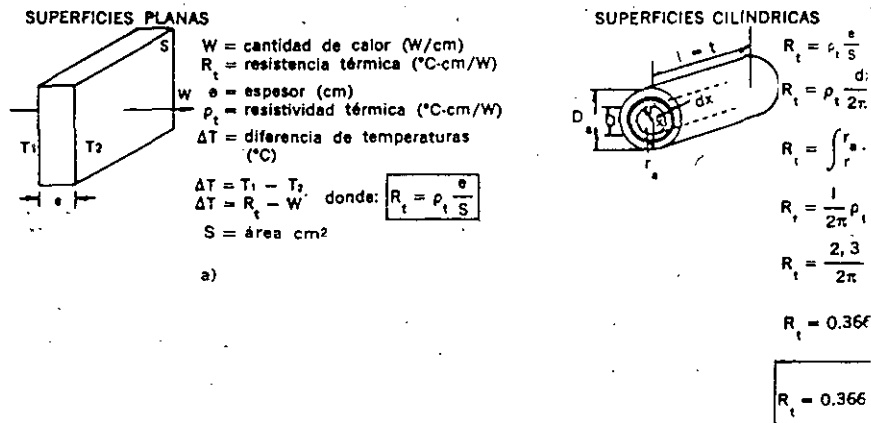


Fig. 10.4 Analogía entre la resistencia térmica y la eléctrica.

donde:

- $R_a$  = resistencia térmica del aislamiento
- $\rho_a$  = resistividad térmica del aislamiento
- $d_a$  = diámetro sobre el aislamiento
- $d$  = diámetro sobre el conductor, incluyendo pantalla

Para cables tripolares con cintura:

donde:

$G$  = factor geométrico (Fig. 10.5).

En la tabla 10.2 se mencionan valores de la resistividad para algunos aislamientos:

**TABLA 10.2 Resistividad de aislamientos**

Aislamiento	$\rho_a$ ( $^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$ )
Papel	600
Poliétileno	350
XLP	350
EPR	500
PVC*	600

\* Valor promedio, ya que la resistividad térmica del PVC varía de acuerdo al compuesto.

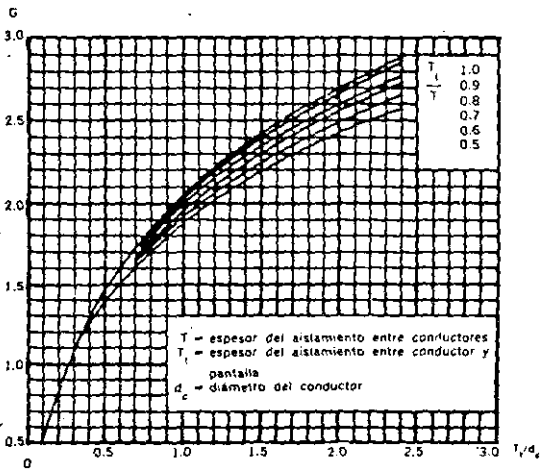


Fig. 10.5 Factor geométrico.

donde:

$R_c$  = resistencia térmica de la cubierta  
 $\rho_c$  = resistividad térmica de la cubierta  
 $d_c$  = diámetro sobre la cubierta  
 $d_o$  = diámetro bajo la cubierta

En la tabla 10.3 se incluyen valores de  $\rho_c$  para algunas cubiertas:

TABLA 10.3 Resistividad de cubiertas

Cubierta	$\rho_c$ ( $^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$ )
Policloropreno	550
PVC	700

donde:

A, B, C = constantes que dependen del tipo de instalación (tabla 10.4)  
 $d_e$  = diámetro exterior del cable (cm)  
 $\theta_m$  = temperatura del medio dentro del ducto

TABLA 10.4 Valores de A, B, C

Instalación	A	B	C
Conduit metálico	5.2	1.4	0.011
Ducto de asbesto-cemento en el aire	5.2	1.2	0.006
Ducto de asbesto-cemento en concreto	5.2	1.1	0.011



donde:

- $R_d$  = resistencia térmica del ducto
- $\rho_d$  = resistividad térmica del ducto (tabla 10.5)
- $d_e$  = diámetro exterior del ducto
- $d_i$  = diámetro interior del ducto

En la tabla 10.5 se incluyen valores de  $\rho_d$  para algunos materiales.

**TABLA 10.5 Resistividad de materiales  
empleados en ductos**

Material	$\rho_d$ (°C-cm/W)
Asbesto-cemento	200
Concreto	100
PVC	700

– Efecto de la resistividad térmica del terreno sobre la capacidad del conductor

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, y debe ser limitada a valores aceptables. El elemento que más influye para limitar las elevaciones de temperatura originadas por la carga es el circuito externo que rodea al conductor, ya que todo el calor generado debe ser disipado a través de él y es, a la vez, el que 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°C-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 del calor.

Es importante hacer notar que la fórmula 10.5 nos permite calcular la corriente admisible, cuando se prevé que el cable operará con una corriente constante, es decir, cuando el factor de carga es igual al 100%.

En la práctica, la corriente transmitida por un cable rara vez es constante y varía de acuerdo con un ciclo de carga diario. Las pérdidas en el cable van a variar de acuerdo con el correspondiente ciclo de pérdidas diario, teniendo un factor,  $F_p$ .

El factor de carga se define como la corriente de carga promedio dividida entre la corriente máxima de carga, para un periodo dado. Similarmente, el factor  $F_p$  se define como la corriente de carga promedio elevada al cuadrado, dividida entre la corriente máxima de carga elevada al cuadrado.

$$F_c = \frac{I_{\text{prom}}}{I_{\text{máx}}} \text{ Factor de carga}$$

$$F_p = \frac{I_{\text{prom}}^2}{I_{\text{máx}}^2} \text{ Factor de pérdidas}$$

Del análisis de un gran número de ciclos de carga y sus correspondientes factores de carga y pérdidas, se ha desarrollado la siguiente fórmula que relaciona el factor de carga con el factor de pérdidas.

Para tener en cuenta los efectos de variación de la corriente, se acostumbra introducir, en los elementos que están ligados a esta variación (conductor y pantallas, cubierta y tuberías metálicas), el factor de pérdidas  $F_p$ , afectando a las pérdidas  $I^2 R$ . Sin embargo, dado que es un producto, matemáticamente podemos considerar que multiplica a la resistencia térmica del terreno.

— Resistencia térmica del terreno para cables directamente enterrados ( $R_t'$ )

donde:

$\rho_t$  = resistividad térmica del terreno en °C-cm/W

$n$  = número de cables enterrados

$d_e$  = diámetro exterior del cable (cm)

$F_p = 0.3 (F_c) + 0.7 (F_c)^2$

$L$  = profundidad a la que queda enterrado el centro del cable (cm)

$F$  = factor de calentamiento

NOTA: El factor de calentamiento  $F$  toma en cuenta los efectos de calentamiento mutuo entre cables colocados en una misma trinchera o banco de ductos, y se calcula con el método de imágenes ilustrado en la figura 10.6, con la siguiente ecuación:

$$F = \frac{d_{12'}}{d_{12}} \times \frac{d_{13'}}{d_{13}} \times \dots \times \frac{d_{in'}}{d_{in}} \quad (n-1 \text{ términos})$$

– Resistencia térmica del terreno para cables enterrados en ductos ( $R'_e$ )

donde:

$d_e$  = diámetro exterior del ducto (cm)

$\rho_c$  = resistividad térmica del concreto en  $^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$

$N$  = número de cables o grupo de cables en el banco de ductos

$G_b$  = factor geométrico (Fig. 10.7)

$\rho_t$  = resistividad térmica del terreno

Debido a que la variación de la corriente no influye en el cálculo del calor generado en el dieléctrico ( $w_d$ ), las ecuaciones se calculan para un factor de carga de 100% (10.12 y 10.13).

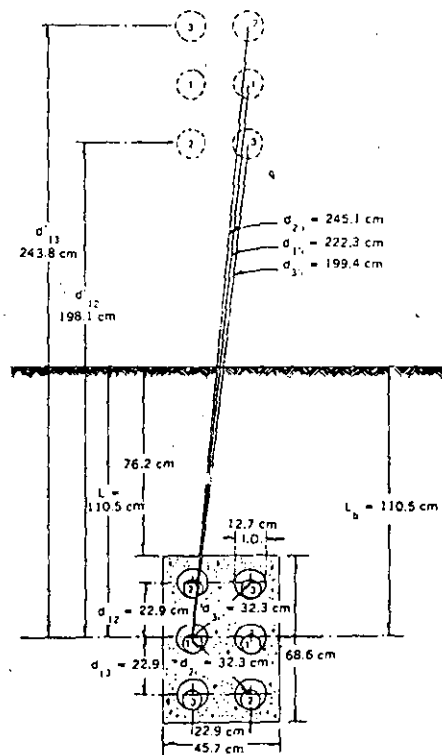


Fig. 10.6 Método de imágenes para obtener el factor de calentamiento.

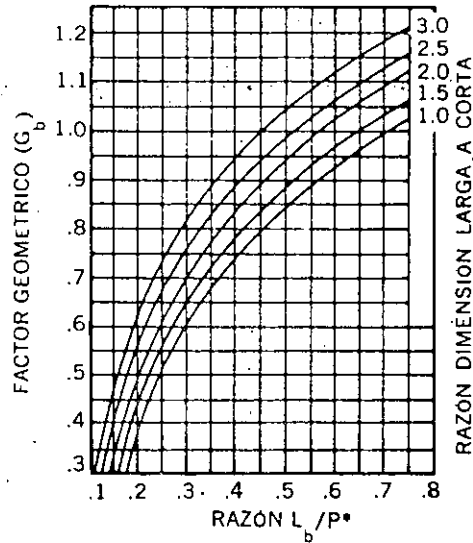


Fig. 10.7 Factor geométrico  $G_b$ .

Las fórmulas en esta sección expresan las pérdidas de la pantalla, en términos de las pérdidas totales en el conductor o conductores, y para cada caso indica qué tipo de pérdidas se consideran.

El factor de pérdidas en las pantallas  $\lambda$  consiste en la suma de las pérdidas causadas por corrientes que circulan en las pantallas ( $\lambda'$ ) y corrientes parásitas ( $\lambda''$ ):

$$\lambda = \lambda' + \lambda''$$

El valor  $\lambda$  depende de la construcción del cable, disposición y separación de los cables del sistema y conexión a tierra de la pantalla o cubierta metálica.

Las fórmulas que se presentan en esta sección son las correspondientes a los casos que cubre este manual, otras situaciones se pueden consultar en norma IEC - 287.

En el caso de  $\lambda''$ , sólo se calcula para conductores segmentales de grandes secciones. Dado que este caso no se encuentra en México se le da el valor de cero.

— Cables monopolares en formación trébol, pantallas aterrizadas en ambos extremos

Para este caso, el factor de pérdidas está dado por:

$$\lambda' = \frac{R_p}{R} \frac{1}{1 + \left(\frac{R_p}{X}\right)^2}$$

\*  $L_b$  = profundidad enterrado al centro del banco de ductos (cm)  
 P = perímetro del banco de ductos (cm)

donde:

$R_p$  = resistencia por unidad de longitud de la pantalla, ohm/cm

$X$  = reactancia por unidad de longitud de la pantalla, ohm/cm

$$= 4.6 \omega \frac{(2S)}{d} 10^{-9} \text{ ohm/cm}$$

$S$  = distancia entre los centros de los conductores

$d$  = diámetro medio de la pantalla metálica

$$\omega = 2 \pi f$$

– Cables monopolares en formación plana, pantallas aterrizadas en los extremos

Para cables monopolares en formación plana, con el cable central equidistante de los cables exteriores y con las pantallas aterrizadas en ambos extremos, el factor de pérdidas para el cable que tiene las mayores pérdidas (esto quiere decir, el cable exterior que lleva la fase atrasada) está dado por:

$$\lambda' = \frac{R_p}{R} \left[ \frac{\frac{3}{4} P^2}{R_p^2 + P^2} + \frac{\frac{1}{4} Q^2}{R_p^2 + Q^2} + \frac{2R_p P Q X_m}{\sqrt{3} (R_p^2 + P^2) (R_p^2 + Q^2)} \right]$$

Para el cable del otro extremo:

$$\lambda' = \frac{R_p}{R} \left[ \frac{\frac{3}{4} P^2}{R_p^2 + P^2} + \frac{\frac{1}{4} Q^2}{R_p^2 + Q^2} - \frac{2R_p P Q X_m}{\sqrt{3} (R_p^2 + P^2) (R_p^2 + Q^2)} \right]$$

Para el cable central, las pérdidas están dadas por:

$$\lambda' = \frac{R_p}{R} \frac{Q^2}{R_p^2 + Q^2}$$

En estas fórmulas:

$$P = X + X_m \quad Q = X - \frac{X_m}{3}$$

donde:

$X$  = reactancia por unidad de longitud de la pantalla para cables monopolares en formación trébol, ohm/cm

$$= 4.6 \omega \log \frac{(2S)}{d} 10^{-9} \text{ ohm/cm}$$

$X_m$  = reactancia mutua por unidad de longitud entre la pantalla de un cable exterior y los conductores de los otros dos, cuando los cables están en formación plana  
 $= 4.6 \omega \log (2) 10^{-9}$  ohm/cm

#### - Cables tripolares con pantalla común

Para un cable tripolar, donde los conductores están contenidos en una sola pantalla metálica común,  $\lambda'$  es despreciable y el factor de pérdidas está dado, según el caso, por:

Para conductores redondos y donde la resistencia de la pantalla  $R_p$  es menor que o igual a,  $1 \mu\Omega/\text{cm}$ :

$$\lambda'' = \frac{3R_p}{R} \left[ \left( \frac{2c}{d} \right)^2 \frac{1}{1 + \left( \frac{159R_p 10^6}{f} \right)^2} + \left( \frac{2c}{d} \right)^4 \frac{1}{1 + 4 \left( \frac{159R_p 10^6}{f} \right)^2} \right]$$

donde:

$c$  = distancia entre el centro de un conductor y el centro del cable, cm

$d$  = diámetro medio de la pantalla, cm

$f$  = frecuencia, Hz

$R$  = resistencia del conductor, ohm/cm

Para conductores redondos y donde la resistencia de la pantalla  $R_p$  es mayor que  $1 \mu\Omega/\text{cm}$ :

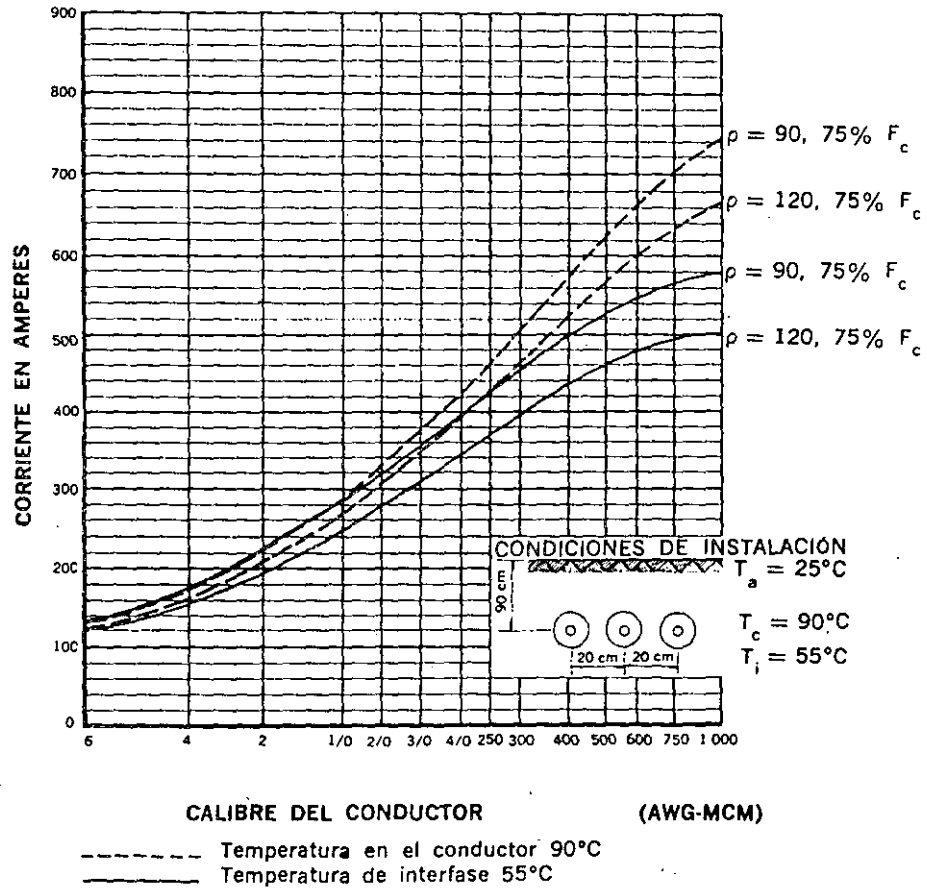
$$\lambda'' = \frac{3.2 \omega^2}{R R_p} \left( \frac{2c}{d} \right)^2 \times 10^{-18}$$

#### Uso de las gráficas

- Seleccione la gráfica adecuada en función del tipo de cable y forma en que será instalado
- Compruebe que los datos que aparecen al pie de la gráfica coinciden con los datos reales de la instalación
- En caso de que sus datos sean diferentes, haga uso de los factores de corrección que aparecen en las tablas, después de las gráficas
- En caso de dudas, estudie los ejemplos que aparecen al final de este capítulo.

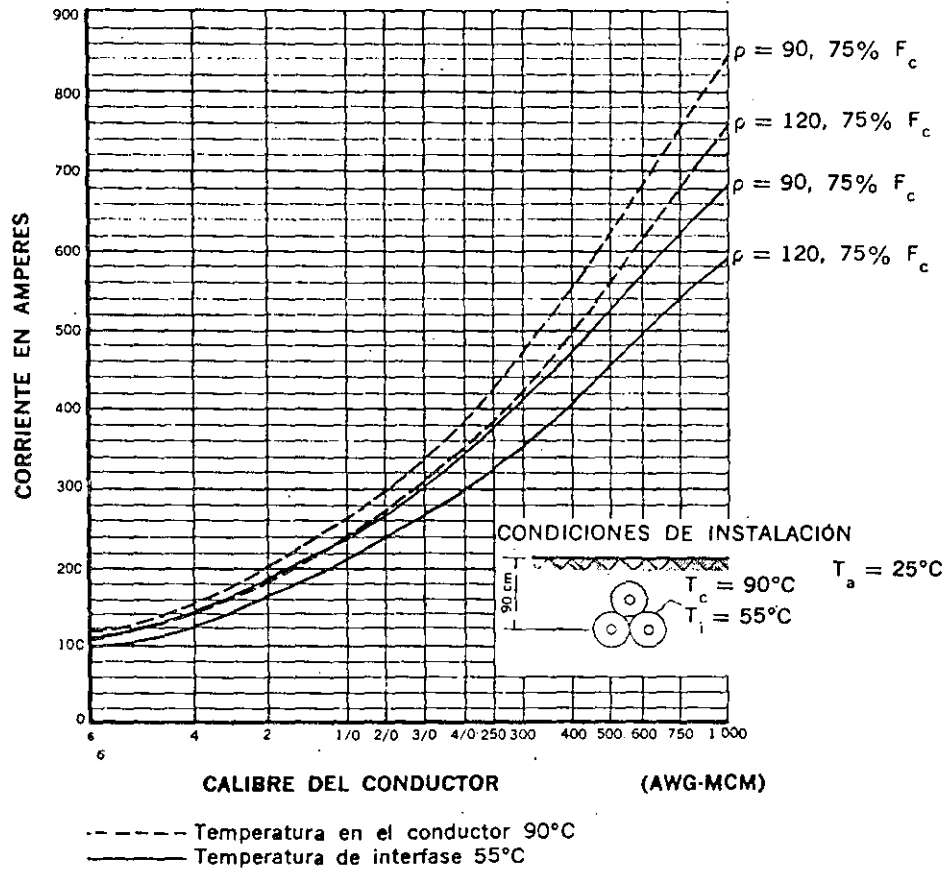
GRÁFICA 10.1

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25, 35 kV  
DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA



GRÁFICA 10.2

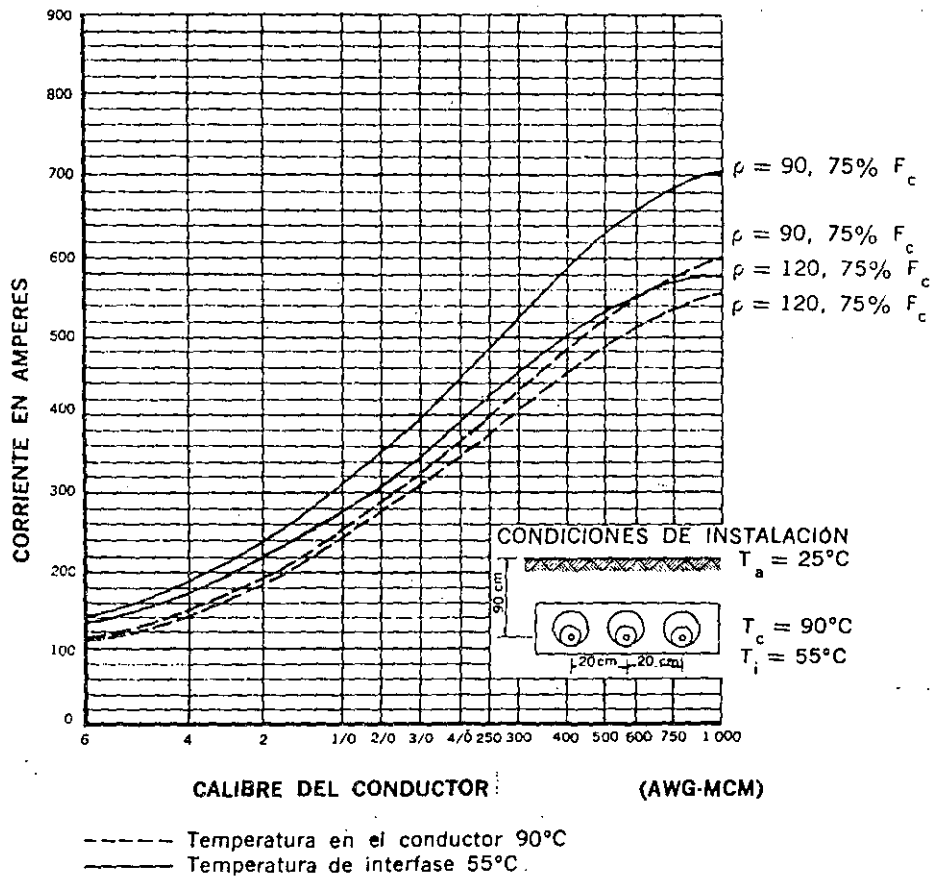
CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25, 35 kV  
DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA





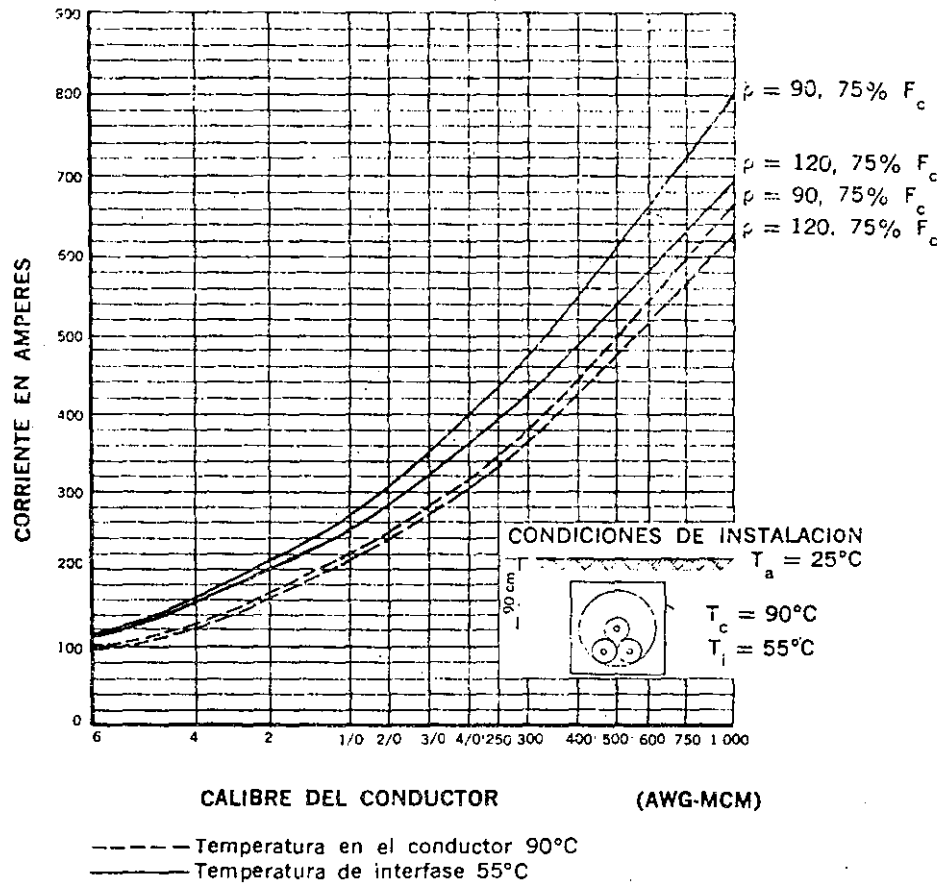
GRAFICA 10.3

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25, 35 kV  
EN DUCTOS SUBTERRANEOS Y PANTALLAS A TIERRA



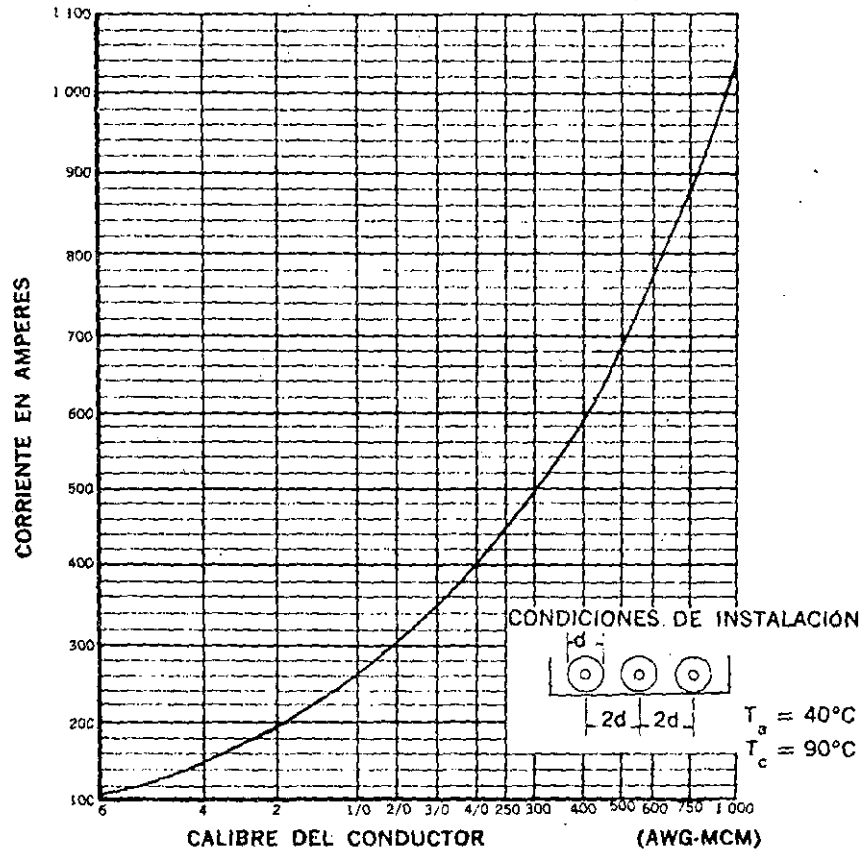
GRAFICA 10.4

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25, 35 KV EN DUCTOS SUBTERRÁNEOS Y PANTALLAS A TIERRA



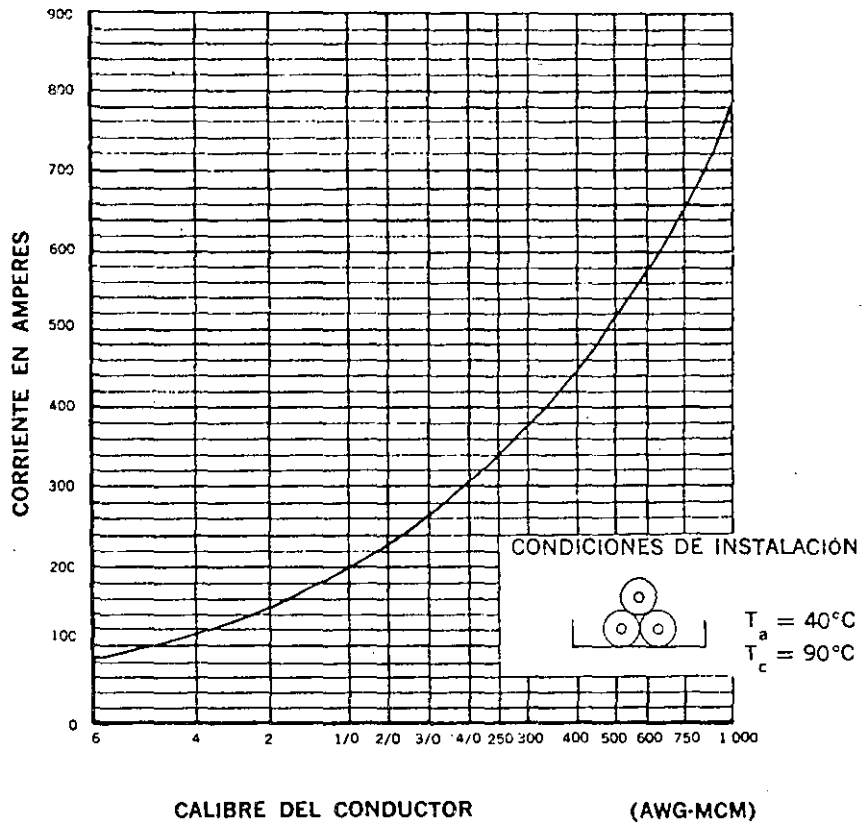
GRÁFICA 10.5

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25, 35 KV  
 INSTALADO EN CHAROLAS



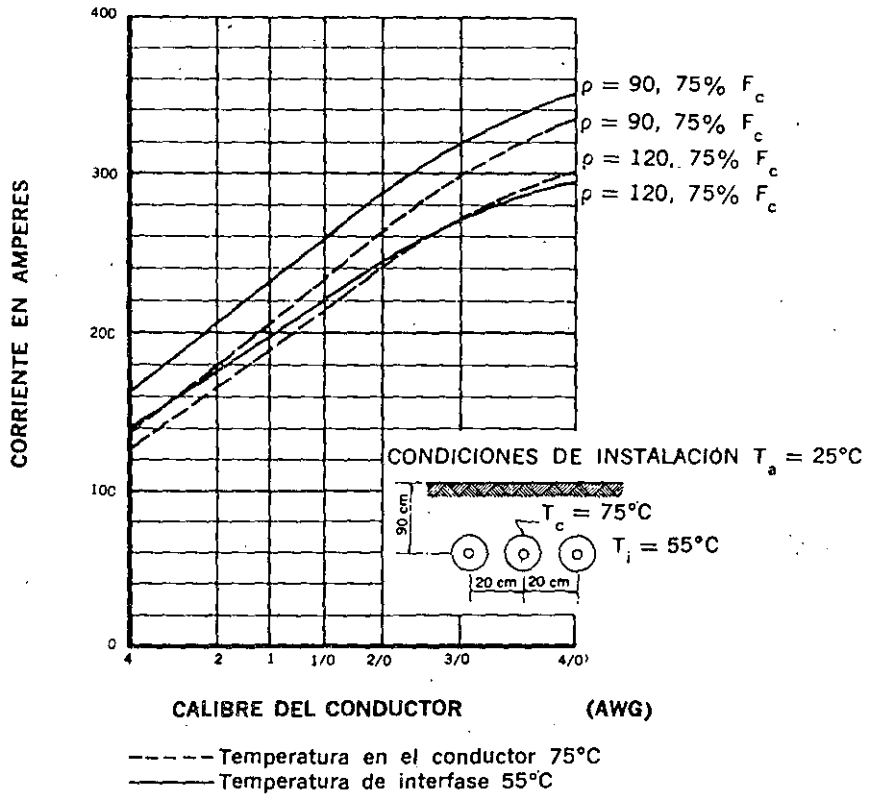
GRÁFICA 10.6

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25, 35 kV  
 INSTALADO EN CHAROLAS



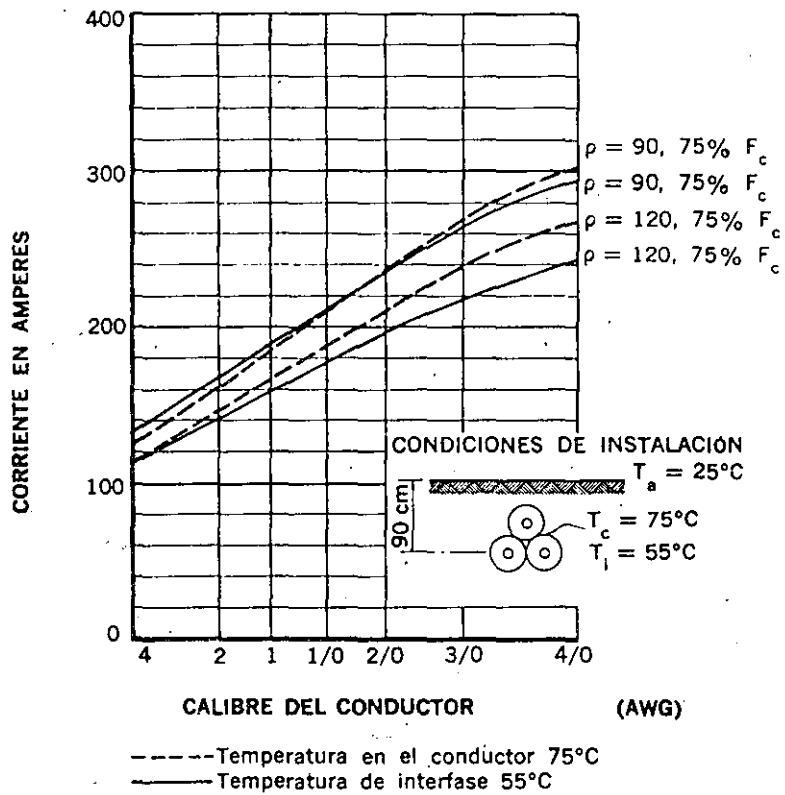
GRÁFICA 10.7

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA SINTENAX 15 Y 25 kV  
DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA



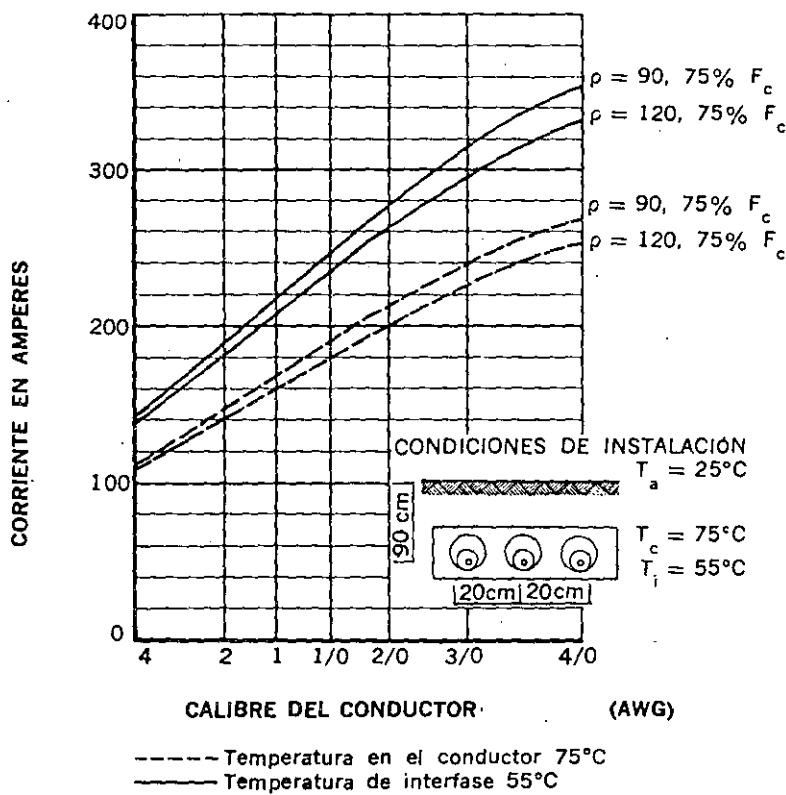
GRÁFICA 10.8

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA SINTENAX 15 Y 25 KV DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA



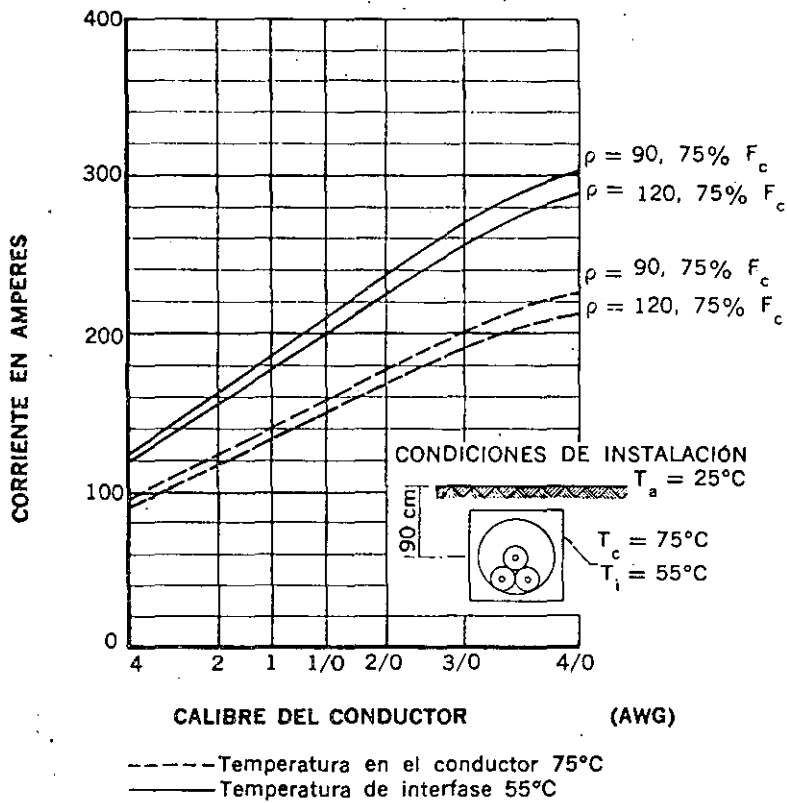
GRAFICA 10.9

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA SINTENAX 15 Y 25 kV EN DUCTOS SUBTERRÁNEOS Y PANTALLAS A TIERRA



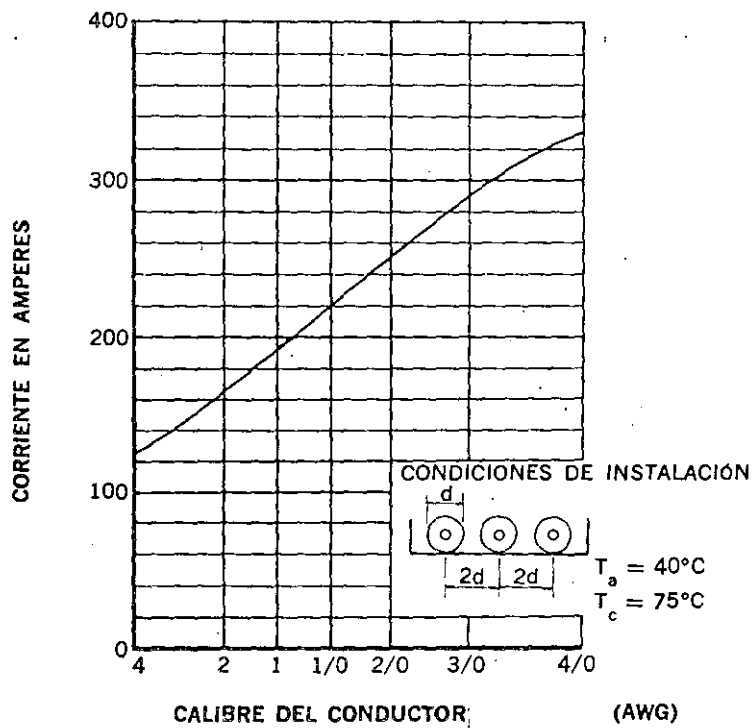
GRAFICA 10.10

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA SINTENAX 15 Y 25 KV EN DUCTOS SUBTERRÁNEOS Y PANTALLAS A TIERRA



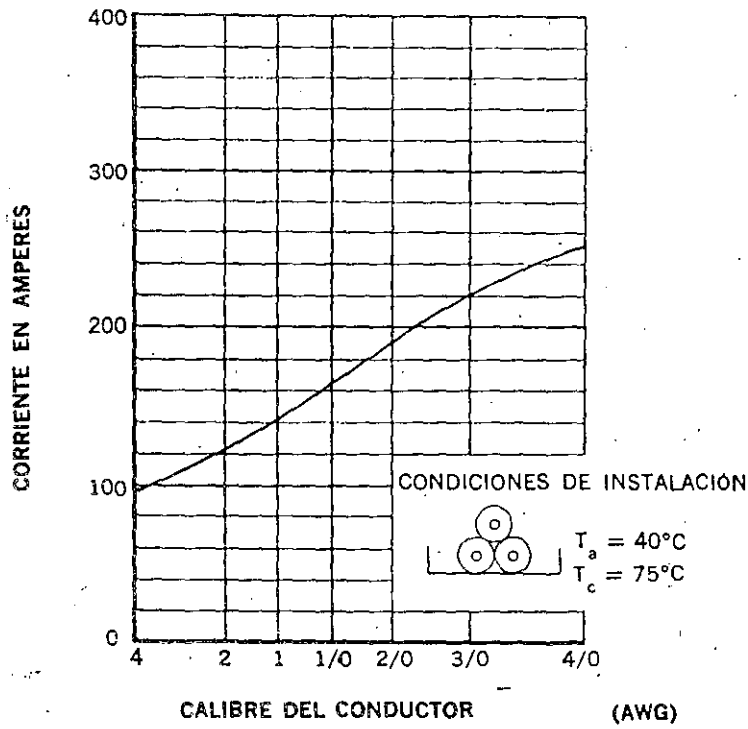


**GRAFICA 10.11**  
**CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA SINTENAX 15 Y 25 KV**  
**INSTALADO EN CHAROLAS**



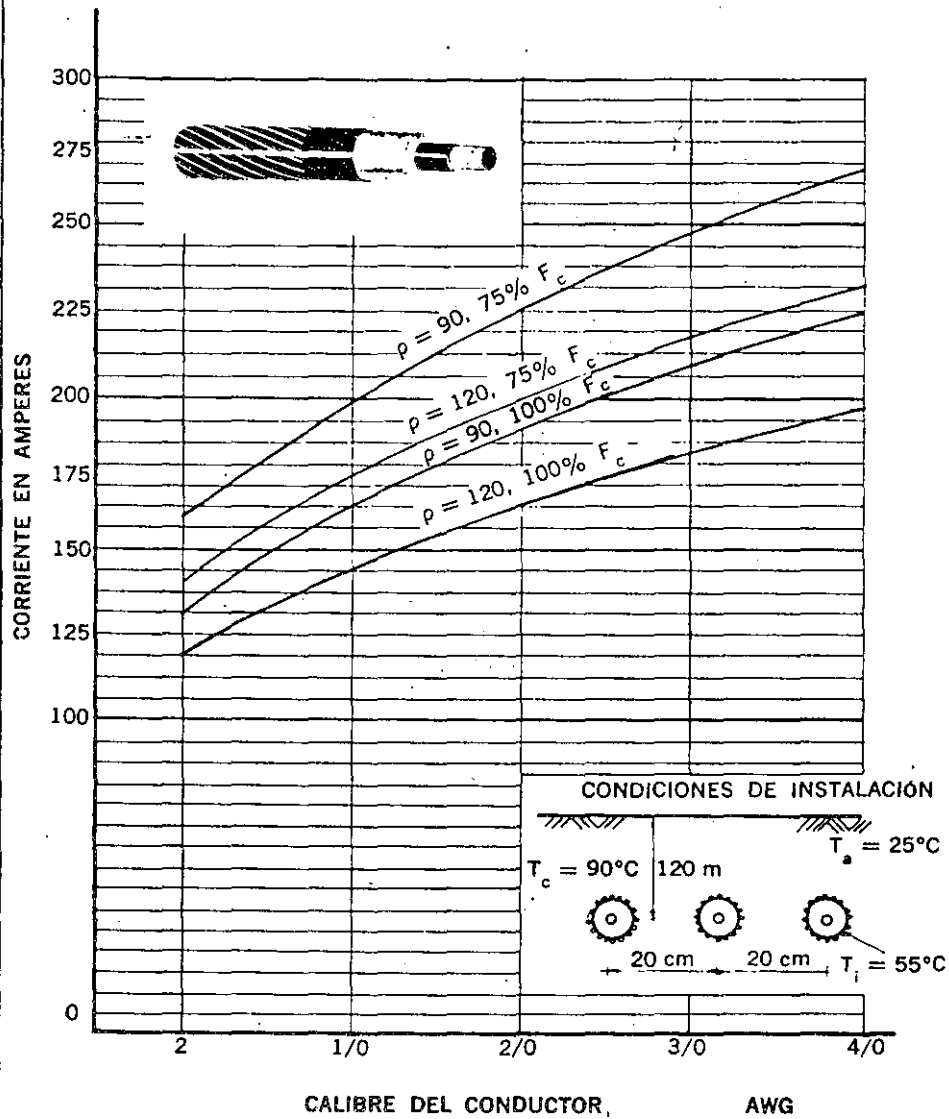
GRAFICA 10.12

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA SINTENAX 15 Y 25 KV  
 INSTALADO EN CHAROLAS



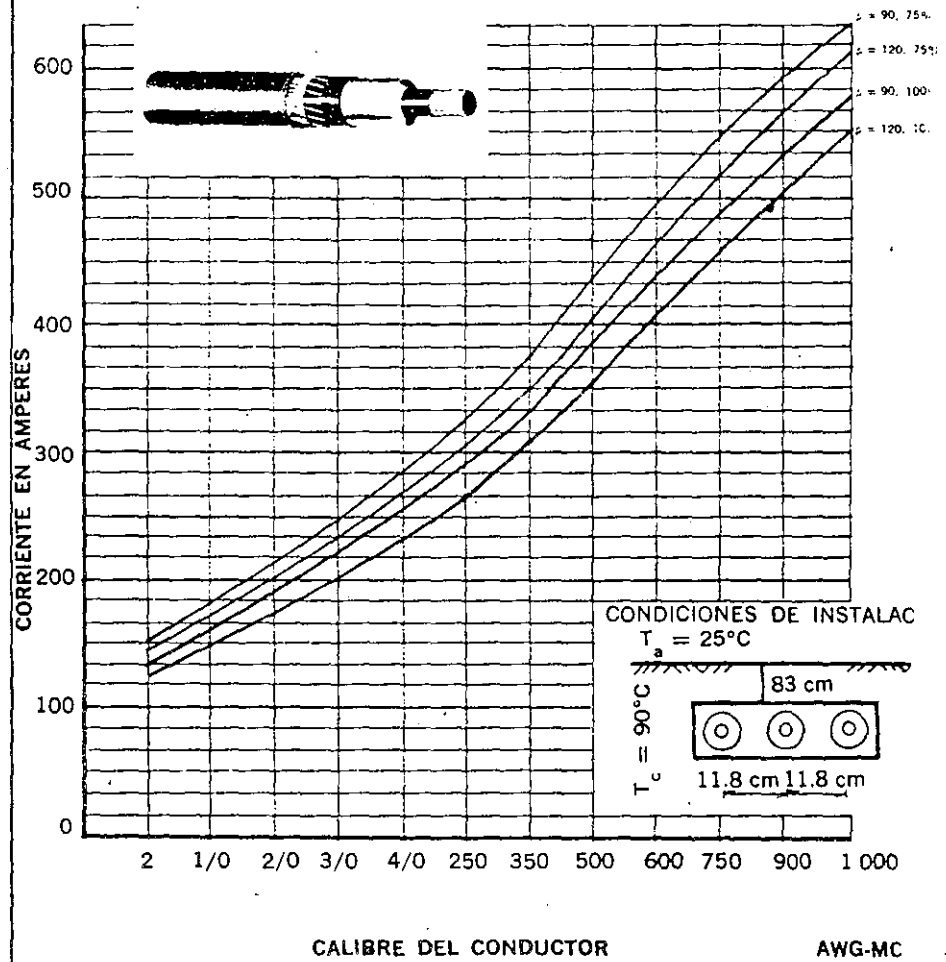
GRAFICA 10.13

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP—DRS INSTALADOS  
DIRECTAMENTE ENTERRADOS



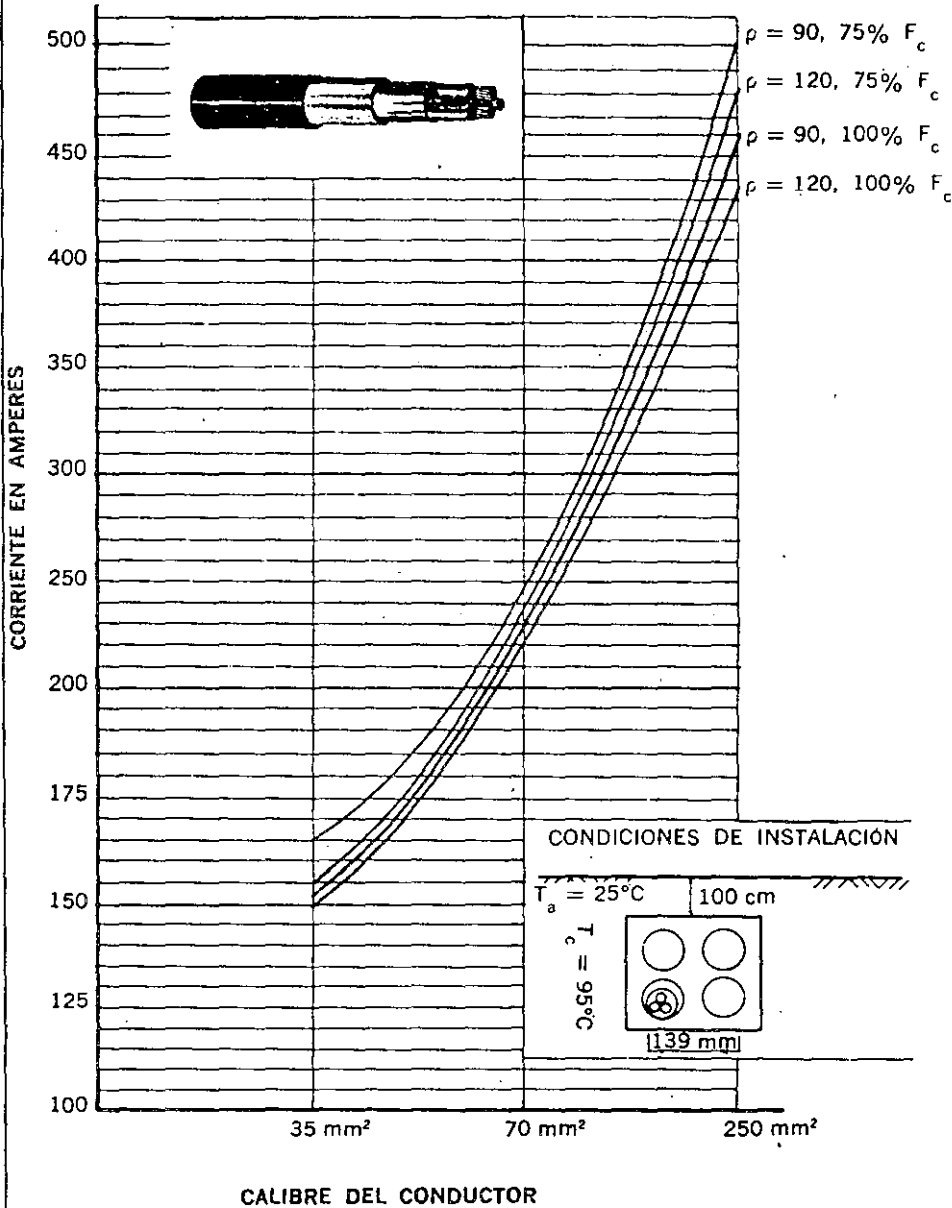
GRAFICA 10.14

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP TIPO DS PARA 15 Y 25 KV  
 INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS Y PANTALLAS A TIERRA



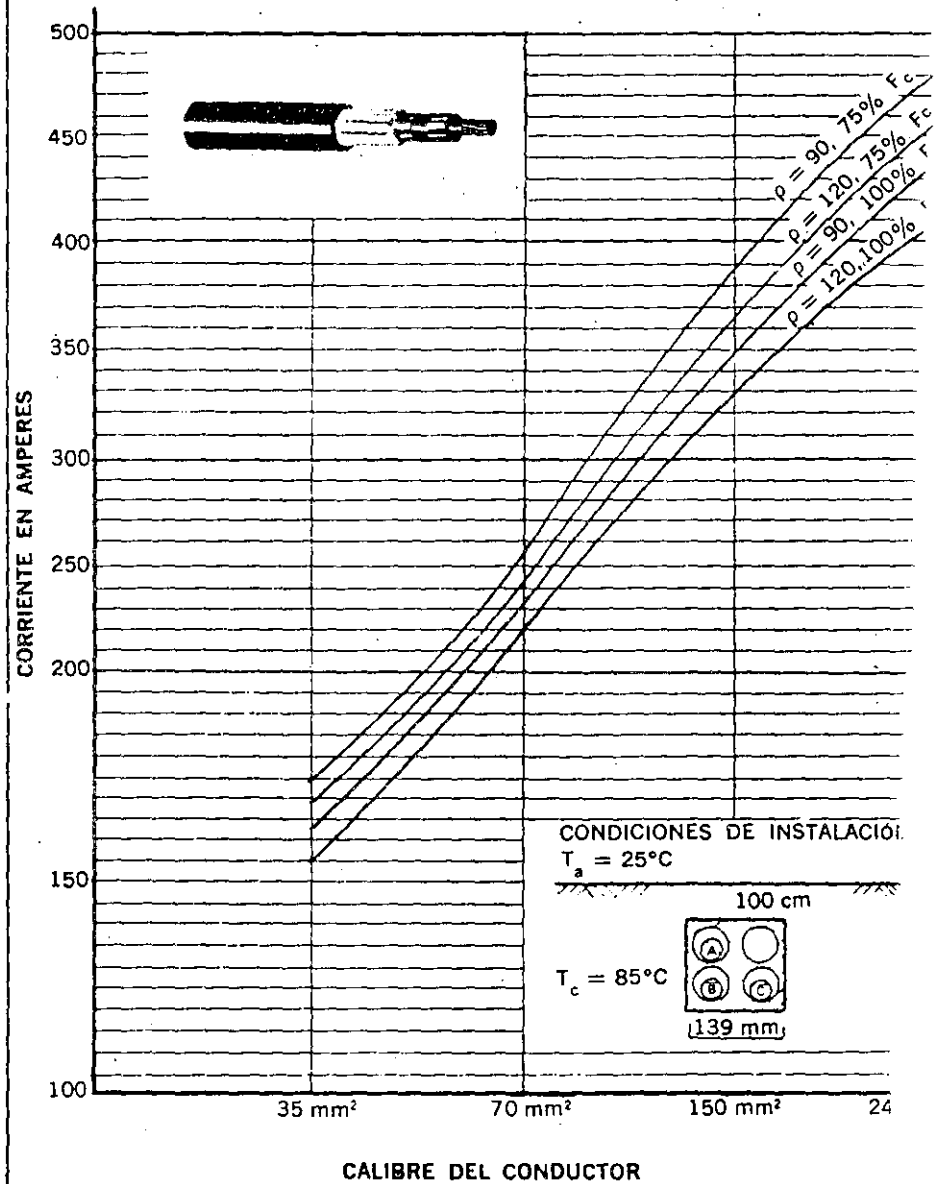
GRÁFICA 10.15

CORRIENTE EN CABLES TRIPOLARES TIPO 6PT, AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y CON FORRO DE PLOMO PARA 6 KV, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS Y CON PLOMOS A TIERRA



GRÁFICA 10.16

CORRIENTE EN CABLES MONOPOLARES TIPO 23PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE PLOMO PARA 23 KV INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS Y CON PLOMOS A TIERRA



GRAFICA 10.17

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA VULCANEL 23TC INSTALADOS DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA

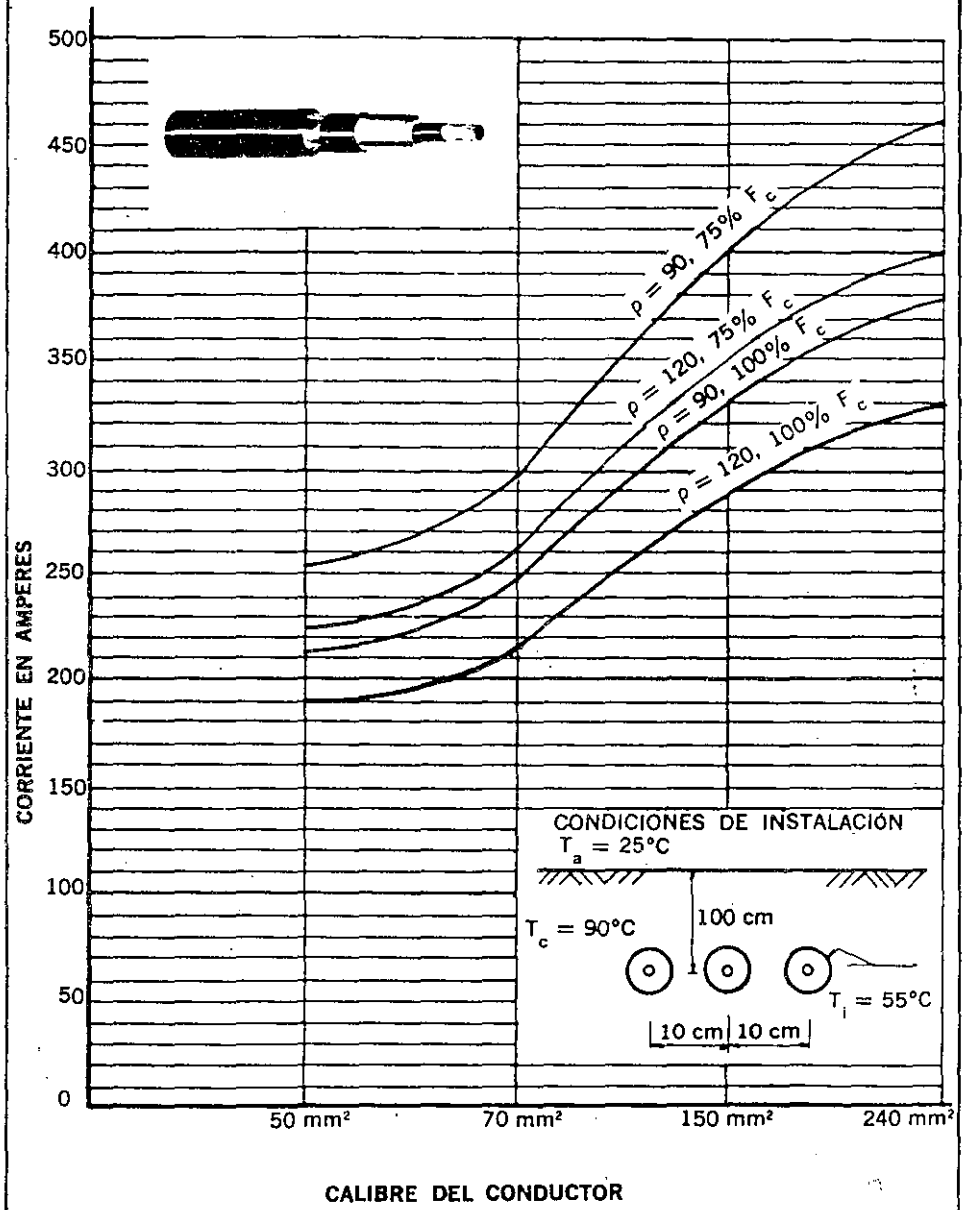


TABLA 10.6 Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente

a) Cables directamente enterrados o en ductos subterráneos

Máxima temperatura del conductor (°C)	Temperatura del terreno (°C)				
	15	20	25	30	35
60	1.13	1.07	1.00	0.93	0.85
75	1.10	1.05	1.00	0.95	0.88
80	1.09	1.04	1.00	0.96	0.90
90	1.07	1.03	1.00	0.97	0.92

b) Cables instalados al aire

Máxima temperatura del conductor (°C)	Temperatura ambiente (°C)							
	15	20	25	30	35	40	45	50
60	1.50	1.41	1.32	1.22	1.12	1.00	0.87	0.71
75	1.31	1.25	1.20	1.13	1.07	1.00	0.93	0.85
80	1.27	1.22	1.17	1.12	1.06	1.00	0.94	0.87
90	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1.00	0.95	0.89

TABLA 10.7 Cables expuestos al sol

Cuando un cable está expuesto al sol, la temperatura de su superficie exterior aumenta con respecto a la del aire ambiente a la sombra. Aunque la situación no es tan desfavorable cuando hay viento, conviene considerar las condiciones más críticas para efectos de cálculo. La siguiente tabla proporciona datos empíricos sobre los incrementos que se deben dar a la temperatura ambiente a la sombra (tomada generalmente como 40°C) para calcular la corriente de los cables usando los factores de corrección de la tabla 10.6.

Diámetro cable (mm)	20	30	40	50	60	70	80
Cable con plomo ext. °C	12	15	17	18	20	21	22
Cable con cubierta opaca (yute, PVC, etc.) °C	14	17	19	21	24	26	28

TABLA 10.8 Factores de corrección por incremento en la profundidad de instalación

Profundidad de instalación en metros	Cables directamente enterrados		Cables en ductos subterráneos	
	5 kV a 23 kV	35 kV	5 kV a 23 kV	35 kV
0.90	1.00		1.00	
1.00	0.99		0.99	
1.20	0.98	1.00	0.98	1.00
1.50	0.97	0.99	0.97	0.99
1.80	0.96	0.98	0.95	0.97
2.50	0.95	0.96	0.91	0.92

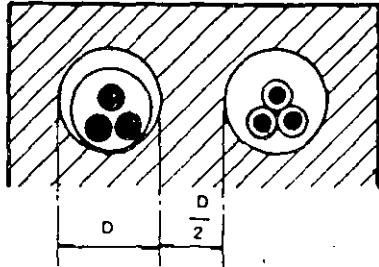


TABLA 10.9 Factores de corrección por variación de la resistividad térmica del terreno,  $\rho$  en °C-cm/W

Construcción del cable	Área del conductor		Cables enterrados directamente						Cables en ductos					
	mm <sup>2</sup>	AWG MCM	Resistividad térmica del terreno											
			60	90	120	150	180	240	60	90	120	150	180	240
Unipolares	16	6	1.27	1.11	1.00	0.91	0.85	0.75	1.14	1.06	1.00	0.95	0.90	0.83
	70	2/0	1.31	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.17	1.07	1.00	0.94	0.89	0.81
	150	300	1.32	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.19	1.08	1.00	0.94	0.86	0.80
	240	500	1.33	1.13	1.00	0.91	0.84	0.73	1.20	1.08	1.00	0.93	0.88	0.79
	300	600	1.34	1.14	1.00	0.91	0.83	0.73	1.21	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78
	500	1000	1.35	1.14	1.00	0.90	0.83	0.72	1.23	1.10	1.00	0.92	0.86	0.77
Tripolares	16	6	1.17	1.07	1.00	0.94	0.88	0.80	1.08	1.04	1.00	0.97	0.93	0.88
	70	2/0	1.22	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78	1.11	1.05	1.00	0.96	0.92	0.86
	150	300	1.24	1.10	1.00	0.92	0.87	0.77	1.12	1.05	1.00	0.95	0.91	0.84
	240	500	1.26	1.11	1.00	0.92	0.86	0.76	1.13	1.06	1.00	0.95	0.91	0.83
	300	600	1.27	1.11	1.00	0.92	0.85	0.75	1.15	1.07	1.00	0.95	0.90	0.83
	500	1000	1.29	1.12	1.00	0.91	0.85	0.75	1.16	1.07	1.00	0.94	0.89	0.81

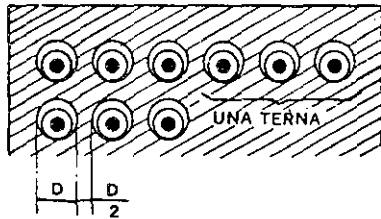
**TABLA 10.10** Factores de corrección por agrupamiento en instalación subterránea de cables

a) Un cable triplex o tres cables monofásicos en el mismo ducto, o un cable tripolar por ducto



Número de tubos verticalmente	Número de tubos horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.87	0.77	0.72	0.68	0.65
2	0.87	0.71	0.62	0.57	0.53	0.50
3	0.77	0.62	0.53	0.48	0.45	0.42
4	0.72	0.57	0.48	0.44	0.40	0.38
5	0.68	0.53	0.45	0.40	0.37	0.35
6	0.65	0.50	0.42	0.38	0.35	0.32

b) Un cable monofásico por ducto (no magnético)



Número de ternas verticalmente	Número de ternas horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.88	0.79	0.74	0.71	0.69
2	0.88	0.73	0.65	0.61	0.57	0.56
3	0.79	0.65	0.56	0.52	0.49	0.47
4	0.74	0.60	0.52	0.49	0.46	0.45
5	0.71	0.57	0.50	0.47	0.44	0.42
6	0.68	0.55	0.48	0.45	0.42	0.40

Los factores de corrección de un cable monofásico por ducto se aplican también a cables directamente enterrados.

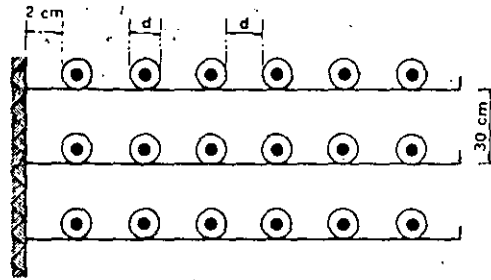
**TABLA 10.11** Factores por agrupamiento de tubos conduit aéreos

Número de filas de tubos verticalmente	Números de filas de tubos horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.94	0.91	0.88	0.87	0.86
2	0.92	0.87	0.84	0.81	0.80	0.79
3	0.85	0.81	0.78	0.76	0.75	0.74
4	0.82	0.78	0.74	0.73	0.72	0.72
5	0.80	0.76	0.72	0.71	0.70	0.70
6	0.79	0.75	0.71	0.70	0.69	0.68

NOTA. Separación entre tubos  $\frac{1}{4}$  a 1 diámetro de uno de ellos.

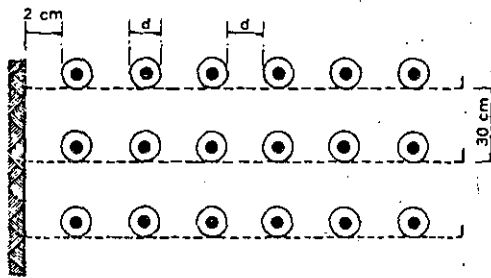
TABLA 10.12 Factores de corrección por agrupamiento en charolas  
(al aire libre y sin incidencia de rayos solares)\*

a) Cables monofásicos con espaciamiento (circulación de aire restringida)



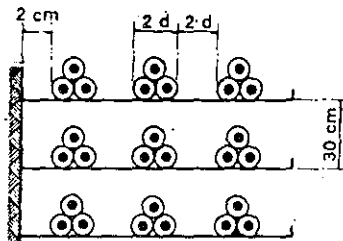
Número de charolas	Número de circuitos		
	1	2	3
1	0.95	0.90	0.88
2	0.90	0.85	0.83
3	0.88	0.83	0.81
6	0.86	0.81	0.79

b) Cables monofásicos con espaciamiento



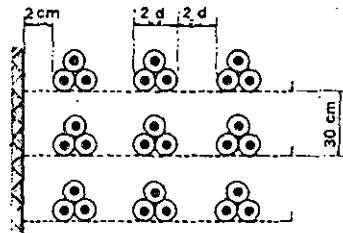
Número de charolas	Número de circuitos		
	1	2	3
1	1.00	0.97	0.96
2	0.97	0.94	0.93
3	0.96	0.93	0.92
6	0.94	0.91	0.90

c) Cables triplex o monopolares en configuración trébol (circulación de aire restringida)



Número de charolas	Número de circuitos		
	1	2	3
1	0.95	0.90	0.88
2	0.90	0.85	0.83
3	0.88	0.83	0.81
6	0.86	0.81	0.79

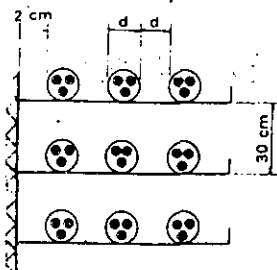
d) Cables triplex o monopolares en configuración trébol



Número de charolas	Número de circuitos		
	1	2	3
1	1.00	0.98	0.96
2	1.00	0.95	0.93
3	1.00	0.94	0.92
6	1.00	0.93	0.90

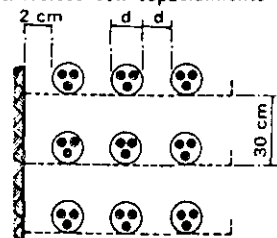
\* En el caso de que los cables estén instalados al aire libre y expuestos a los rayos solares, los factores anteriores deberán multiplicarse por 0.9.

e) Cables trifásicos con espaciamento (circulación de aire restringida)



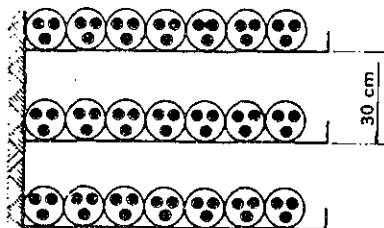
Número de charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	0.95	0.90	0.88	0.85	0.84
2	0.90	0.85	0.83	0.81	0.80
3	0.88	0.83	0.81	0.79	0.78
6	0.86	0.81	0.79	0.77	0.76

f) Cables trifásicos con espaciamento



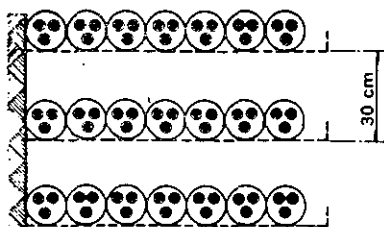
Número de charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	1.00	0.98	0.96	0.93	0.92
2	1.00	0.95	0.93	0.90	0.89
3	1.00	0.94	0.92	0.89	0.88
6	1.00	0.93	0.90	0.87	0.86

g) Cables trifásicos juntos (circulación de aire restringida)



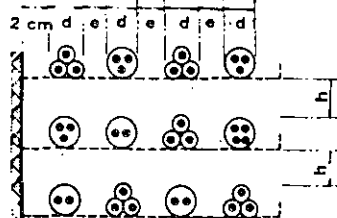
Número de charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	0.95	0.84	0.80	0.75	0.73
2	0.95	0.80	0.76	0.71	0.69
3	0.95	0.78	0.74	0.70	0.68
6	0.95	0.76	0.72	0.68	0.66

h) Cables trifásicos juntos



Número de charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	0.95	0.84	0.80	0.75	0.73
2	0.95	0.80	0.76	0.71	0.69
3	0.95	0.78	0.74	0.70	0.68
6	0.95	0.76	0.72	0.68	0.66

i) Cuando  $\frac{1}{4} d < e$  y  $h < d$



Número de charolas	Número de cables o tréboles				
	1	2	3	4	5
1	1.00	0.93	0.87	0.84	0.83
2	0.89	0.83	0.79	0.76	0.75
3	0.80	0.76	0.72	0.70	0.69
6	0.74	0.69	0.64	0.63	0.62

\* En el caso de que los cables estén instalados al aire libre y expuestos a los rayos solares, los factores anteriores deberán multiplicarse por 0.9.

TABLA 10.13 Factor de corrección por agrupamiento para cables instalados en canaletas

$$f_c = \sqrt{\frac{T_c - T_a - \Delta T}{T_c - T_a}}$$

$$\Delta T = \frac{W_{total}}{3p}$$

$$W_{total} = \sum I^2 \times R_{cdt} \times 10^{-3}$$

$$R_{cdt} = R_{cd} (1 + \alpha (T_c - 20))$$

donde:

$f_c$  = factor de corrección por agrupamiento de la capacidad de corriente para cables en canaletas

$T_c$  = temperatura de operación del conductor (°C)

$T_a$  = temperatura ambiente de la canaleta antes de energizar los cables (°C)

$\Delta T$  = incremento en la temperatura en el interior de la canaleta provocado por la disipación de calor de los cables (°C)

$p$  = perímetro enterrado de la canaleta (m)

$W_{total}$  = pérdidas por efecto Joule (W/m)

$I$  = corriente nominal del(los) circuito(s) (A)

$R_{cd}$  = resistencia a la corriente directa del conductor a 20°C (Ω/km)

$R_{cdt}$  = resistencia a la corriente directa del conductor a la temperatura de operación (Ω/km)

### 1. Cables en charolas

En el interior de una fábrica se quieren instalar cables unipolares sobre charolas para transmitir 1500 A, a 15 kV, en un sistema trifásico. La temperatura ambiente máxima es de 30°C y existe circulación libre del aire a través de la charola.

#### Solución

Se usará un cable VULCANEL EP para 90°C. Para el cálculo del calibre adecuado en charolas, en configuración plana, recurrimos a la gráfica 10.5. Observamos que no se pueden transmitir los 1500 A con un solo cable por fase. Por lo tanto, emplearemos dos cables por fase, cada uno con 750 A. Existirán entonces seis cables en la charola. Las condiciones reales ahora son diferentes a las de la gráfica, por lo que recurrimos a factores de corrección:

a) Factor de corrección por agrupamiento: de la tabla 10.12 inciso  
b) = 0.97

b) Factor de corrección por temperatura ambiente: de la tabla 10.6 inciso  
b) = 1.10

Por lo que la corriente corregida con la que se entrará a la gráfica 10.5 es:

$$I = \frac{750}{0.97 \times 1.10} = 703 \text{ A}$$

Para esta corriente vemos que corresponde un calibre 500 MCM.

## 2. Cables en ductos subterráneos

Para alimentar una fábrica con una carga de 5 MVA se quiere instalar un cable desde el límite de la propiedad hasta la subestación. La tensión de operación es de 23 kV y la temperatura del terreno es de 20°C. La resistividad térmica del terreno es de 120°C-cm/W y se tiene 75% como factor de carga.

### Solución

El tipo de cable a utilizar será un SINTENAX para 75°C. La gráfica que se consultará es la número 10.10.

La corriente por transmitir es:

$$I = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 23} = 126 \text{ A}$$

Las condiciones reales ahora son diferentes a las de la gráfica, por lo que recurriremos a factores de corrección.

- a) Factor de corrección por agrupamiento: de la tabla 10.10 inciso a) = 1.0
- b) Factor de corrección por temperatura ambiente: de la tabla 10.6 inciso a) = 1.05

Por lo que la corriente corregida con la que se entrará a la gráfica 10.10 es:

$$I = \frac{126}{1 \times 1.05} = 120 \text{ A}$$

Para esta corriente vemos que corresponde un calibre 2 AWG.

## 3. Cables directamente enterrados

En una planta se quieren llevar cables a través de un jardín para alimentar una carga trifásica de 15 MVA a 23 kV. La temperatura del terreno es de 20°C. La resistividad térmica del terreno es de 150°C-cm/W y se tiene 75% como factor de carga.

### Solución

El jardín se presta para abrir una zanja y enterrar directamente el cable. Se seleccionan cables VULCANEL EP y se instalarán en configuración plana. La gráfica que se consultará es la número 10.1.

La corriente a transmitir es:

$$I = \frac{15000}{\sqrt{3} \times 23} = 377 \text{ A}$$

Las condiciones reales ahora son diferentes a las de la gráfica, por lo que recurriremos a factores de corrección.

- a) Factor de corrección por temperatura ambiente: de la tabla 10.6 inciso a) = 1.03
- b) Factor de corrección por resistividad térmica del terreno: de la tabla 10.9 = 0.91

Por lo que la corriente corregida con la que se entrará a la gráfica 10.1 es:

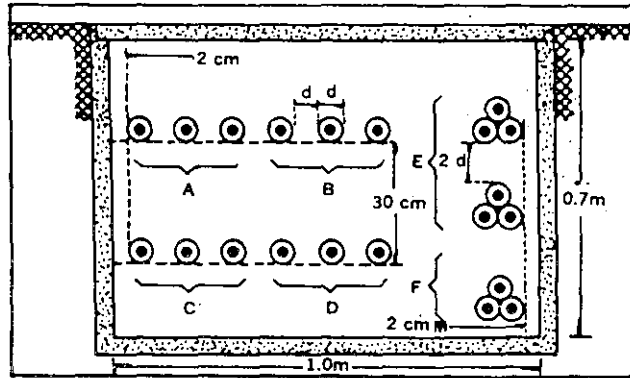
$$I = \frac{377}{1.03 \times 0.91} = 402 \text{ A}$$

Para esta corriente vemos que corresponde un calibre 250 MCM.

#### 4. Cables en canaletas

##### Ejemplo de dimensionamiento

Supónganse 6 circuitos trifásicos de cable VULCANEL instalados en una canaleta de 1.0 × 0.7 m, dispuestos según se ve en la figura 10.8



Circuito	Carga que transporta (Amperes)
A	200
B	360
C y D	150
E	130
F	170

Temperatura de la canaleta = 40°C

Fig. 10.8. Ejemplo 4.

## Secuencia de cálculo

- a) Se seleccionan los calibres de los cables para cada circuito y se calculan las corrientes máximas como si estuvieran instalados fuera de la canaleta. Se corrigen estos valores para 40°C de temperatura ambiente y por agrupamiento en charolas. Así se tiene:

Circuito	Calibre (AWG-MCM)	Corriente a 40°C corregida por agrupamiento al aire libre (Amperes)
A	1 × 3/0	350 × 0.92 = 322 A
B	1 × 400	590 × 0.92 = 543 A
C y D	1 × 1/0	260 × 0.92 = 239 A
E	3 × 2/0	230 × 0.92 = 212 A
F	3 × 3/0	265 × 0.92 = 244 A

- b) Cálculo de la resistencia a la corriente directa a 90°C:

$$R_{cdt} = R_{cd} [1 + \alpha (T_c - 20)]$$

$$R_{cdt} = R_{cd} [1 + 0.00393 (90 - 20)]$$

$$R_{cdt} = 1.275 R_{cd}$$

Calibre (AWG-MCM)	$R_{cdt}$ ( $\Omega/\text{km}$ )
1/0	0.419
2/0	0.333
3/0	0.264
400	0.111

- c) Cálculo de las pérdidas:

$$W_{total} = \Sigma R_{cdt} \times I^2 \times 10^{-3}$$

$$W_{total} = [3 \times 0.264 \times 200^2 + 3 \times 0.111 \times 360^2 + 2 \times (3 \times 0.419 \times 150^2) + 2 \times (3 \times 0.333 \times 130^2) + 3 \times 0.264 \times 170^2] \times 10^{-3}$$

$$W_{total} = 188.1 \frac{W}{m}$$

- d) Cálculo del aumento de temperatura en el interior de la canaleta:

$$\Delta T = \frac{W_{total}}{3p}$$

$$\Delta T = \frac{188.1}{3 \times 2.4} = 26.1^\circ\text{C}$$



Cálculo del factor de corrección:

$$f_c = \sqrt{\frac{T_c - T_a - \Delta T}{T_c - T_a}}$$

$$f_c = \sqrt{\frac{90 - 40 - 26.1}{90 - 40}} = 0.691$$

Capacidad de corriente de los cables en la canaleta.

Circuito	Calibre AWG-MCM	Corriente máxima A
A	3/0	223
B	400	375
C y D	1/0	165
E	4/0	146
F	250	169

Conclusiones:

Los calibres que se supusieron están sobredimensionados en algunos circuitos, pudiéndose en este caso suponer calibres menores para algunos de ellos. La selección exacta del calibre se hará a través de aproximaciones sucesivas.

El problema de la determinación de la capacidad de conducción de corriente (Ampacidad), en cables de energía, es un problema de transferencia de calor.

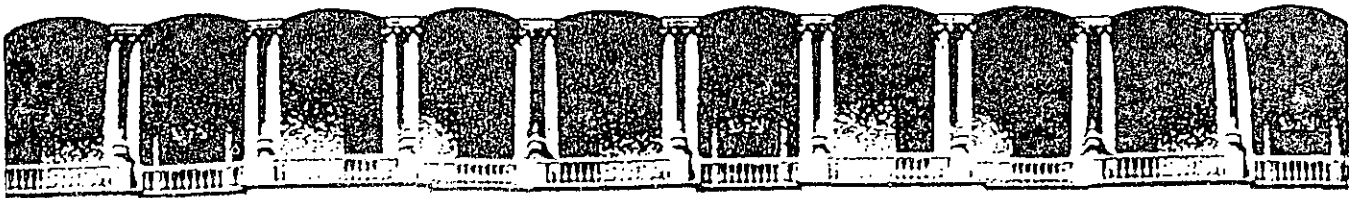
Las pérdidas analizadas en el capítulo 9 constituyen energía que se transforma a calor en el cable, el cual necesita cuantificarse para definir qué cantidad de él se puede disipar al medio ambiente, a través de las resistencias térmicas que se oponen al flujo del mismo, cuando se exceda la temperatura permisible de operación en el conductor.

La ecuación que nos relaciona la transferencia de calor a través de elementos que se oponen al flujo del mismo, con un gradiente de temperatura, se denomina ley de Ohm térmica (Fig. 10.1), por su analogía con la ley de Ohm eléctrica y se expresa como:

$$\begin{aligned} \Delta T &= \text{gradiente de temperatura originado por la diferencia de temperatura entre el conductor y el medio ambiente, el cual es análogo al voltaje en la ley de Ohm eléctrica} \\ &= T_c - T_a \end{aligned}$$

$w$  = calor generado en el cable, análogo a la corriente eléctrica.

$\Sigma R_t$  = suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo del calor, análogo a la resistencia eléctrica.



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

**A N E X O**

**ING. HECTOR E. VAZQUEZ G.**

**MAYO - 1992.**

# New capacitor-control system tested at utility

Object of utility/manufacture test is to automatically control power factor on system

By Larry Stephenson, Substation Supervisor, City of Leesburg, FL, Electric Department

For several years, the City of Leesburg, FL, has been using switched capacitor banks to improve its system's power factor at its wholesale delivery points and to reduce system distribution losses. At present, voltage-control relays switch the banks that are located at strategic points on distribution feeders. Al-

though the relays provide regulation of the voltage profile, they do not provide adequate power-factor control.

In August of 1986, the municipal decided to participate in a joint test program with Beckwith Electric Co., Inc., to test a new capacitor control that responds to measured power factor with a voltage-override feature.

The field-oriented program would serve several purposes, including evaluation of communication techniques over telephone circuits from central dispatch to the capacitor control mounted on a pole one mi away. Part of the field test program included the automatic acquisition of data from the control through a modem to an on-line

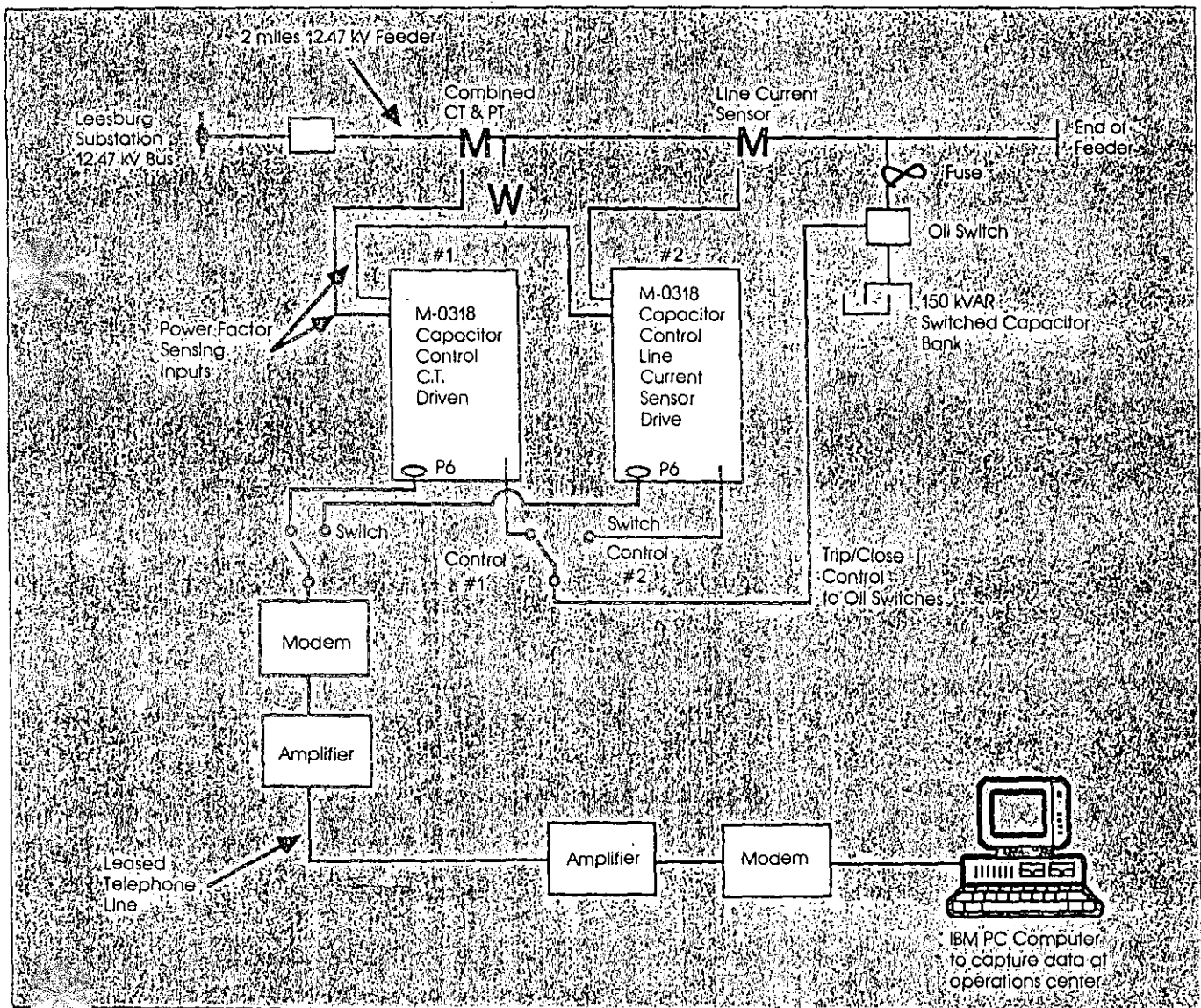


Fig. 1. One-line diagram of advanced capacitor control field test and telephone communications line to operations control center.

personal computer. Throughout the program, the microprocessor-based design could be evaluated under actual operating conditions for the purpose of improved control of system losses and age profiles. Since the City of Leesburg purchased its power supply from other off-system agencies, the possibility of a future power-factor penalty clause exists. The capability of the advanced capacitor control to report the actual power factor at each capacitor location and control the switched bank accordingly could be extremely useful.

A combination of switched and fixed capacitors on each radial circuit provides capacitive VARs to compensate for inductive load VARs. Fixed capacitor banks supply VARs during light-load periods, but switched banks are used to increase the VAR supply as the system demand increases during a typical daily load swing. The circuit's power factor, measured at the substation bus connection, should be controlled within acceptable limits by the switched capacitor banks. Voltage-sensing controls usually work well enough on banks located near the end of the distribution circuit, since they will have a significant effect on the voltage profile when switched on or off. However, large banks that are near a substation may not have a significant effect on the voltage when switched on and off. This situation presents a coordination problem with automatic voltage-control apparatus, such as voltage regulators and load-tap changing transformers. According to the manufacturer, the new capacitor control would work well in both locations since it accurately responds to the actual system power factor sensed at the capacitor bank. The control also has voltage-override capability and current-following control, which can modify the capacitor-control behavior under light-load conditions. When proven in the field trials, this system would take the guesswork out of capacitor switching and provide flexibility when settings need to be altered for changing circuit conditions.

The reason the new control looked so promising was that the control settings could be set to operate at any level desired, depending on the conditions of each bank location. The innovative design allows a combination of power factor, voltage, time and current response in one unit, with no in-

### Function Numbers

- 1 Close Power Factor
- 2 Trip Power Factor
- 3 Close Power Factor Hysteresis
- 4 Trip Power Factor Hysteresis
- 5 Close Voltage Fast Time Out
- 6 Trip Voltage Fast Time Out
- 7 Bias Voltage
- 9 Close Voltage
- 10 Trip Voltage
- 11 Close Voltage Hysteresis
- 12 Trip Voltage Hysteresis
- 15 Year
- 16 Time Delay
- 17 Version Number
- 18 Time Bias In (1)
- 19 Time Bias Out (1)
- 20 Time Bias In (2)
- 21 Time Bias Out (2)
- 22 Sunday Enable
- 23 Monday Enable
- 24 Tuesday Enable
- 25 Wednesday Enable
- 26 Thursday Enable
- 27 Friday Enable
- 28 Saturday Enable
- 29 Daylight Savings Enable
- 30 Month
- 31 Day of Month
- 32 Time of Day
- 33 Not Used
- 34 Line Voltage Status
- 35 Next Alarm
- 36 Bias Voltage Status
- 37 Power Factor Status
- 38 Current Status
- 40 Capacitor Status
- 41 Local/Remote Switch Status
- 42 Auto/Manual Switch Status
- 43 Remote Switch Status
- 44 Not Used
- 45 V - I Time Difference Count
- 46 Time Day Status
- 47 Reclose Blocking Timer Status
- 48 Switch Timer Status
- 49 Period Count - 5000
- 50 Not Used

Fig. 2. Advanced capacitor control functions available for data capture using a personal computer.

teraction between these control elements. The capacitor-control measures the actual load current and voltage at the capacitor bank, then computes the phase angle between them. A timer starts whenever a voltage, current or phase-angle measurement moves out-

side a setting. If the measurement returns within the settings before the trip or close contact has closed, the timer will reset to zero. When voltage conditions change rapidly, the time delay is reduced to 10% of the setting, so that the control responds quickly to sudden, large changes on the system. The trip and close contacts remain closed until the circuit parameters are within the power-factor and voltage settings, so that the control can be used with multiple capacitor banks and time-delay switching circuits to allow for multiple-stepped capacitor bank control.

### Combination transformer

Leesburg initially installed a combination potential transformer and current transformer at the test installation site in August 1986. This installation required cutting the primary conductor—an expensive operation. Later, in August of 1987, Beckwith Electric introduced its M-0348 Line Current Sensor, which is designed in an insulator configuration and uses a reversible conductor keeper clamp that is installed around the conductor. The Sensor uses a precision linear coupler to give an accurate linear analog output voltage proportional to the current flowing in the source conductor. Therefore, the current information required for the capacitor control can be installed less expensively than a current transformer. Both types of controls are presently in service. At the test site an external control switch selects between the current driven or the voltage proportional to current driven capacitor control unit.

Leesburg initially installed the control on a 300-kVAR bank in an area that had some load diversity—a school, a ball field, a residential area, and some light commercial loads (Fig. 1). Since the control is microprocessor-based, 32 of the 50 parameters available from the control (shown in Fig. 2) can be displayed on a hand-held unit plugged into a communications port on the front cover. Leesburg found that there was an 85% power factor on the feeder at the test location when the control was first installed with the 300-kVAR bank off line. At first, the control was set to switch strictly on voltage only, since it replaced a voltage control; the new control worked well when used in this way. Next, we set the control to switch on power factor with a voltage override and found out that the power-

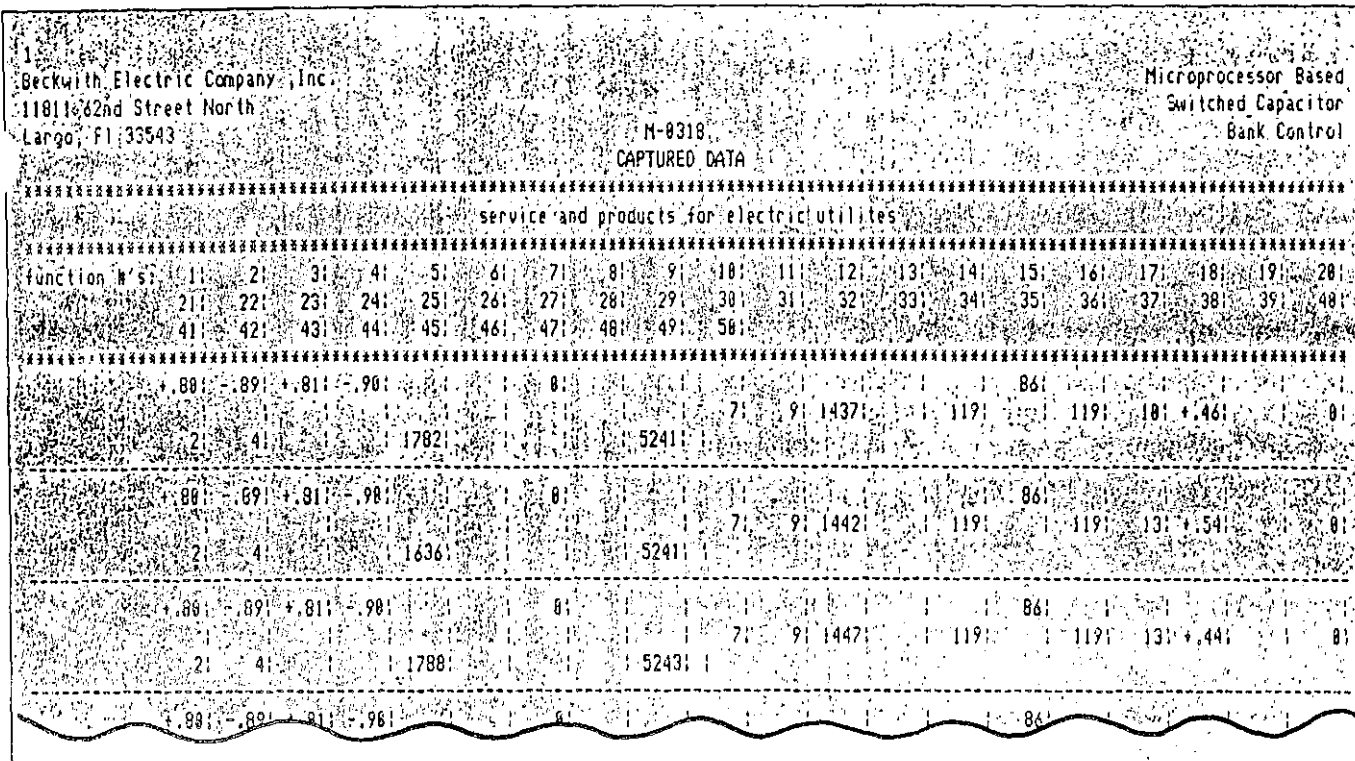


Fig. 3. Typical printout of captured data for advanced capacitor control.

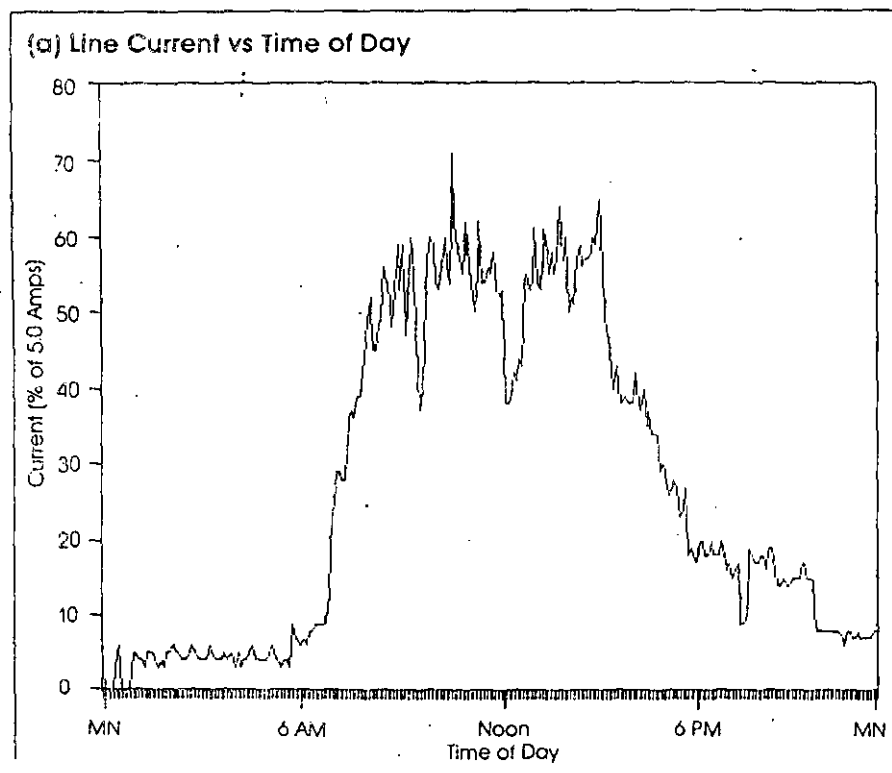
factor swings were so great that they eventually had to reduce the size of the capacitor bank from 300 to 150 kVAR. The capacitor control also operated in this configuration. Leesburg

realized that to operate most effectively, they needed to gather more real-time data on the voltage, current and power factor at the location, starting with a 5-min interval.

### Telephone circuit

The next phase of the program involved setting up a telephone circuit to monitor the controls. A communications adapter cable was supplied for each capacitor control. One end of the cable plugged into the 15-pin communications port on the front panel of the control, and the other end is an RS232 port that was connected to the modems, amplifiers and a telephone circuit. Communications from the capacitor controls to an IBM PC computer located in the central dispatch office was through the IBM RS232 asynchronous communications port "COM1" set to 4800 baud, no parity, 8 bits, with one stop bit.

A data-capture program displays all 50 parameters on the computer screen as a "read only" function or it can be manually stored to a data disk at any time. If only certain parameters need to be stored, these can be selected through the program. Alternatively, selected functions can be stored automatically to the data disk every 5 min. Information is also stored on the conditions immediately before, during and immediately after a close or trip relay operation. A control selector switch located at the test site allows us to select either capacitor control No. 1 or No. 2 to switch the capacitor bank. Capacitor control No. 1 is driven by a



(a). Graphic presentation of captured data for advanced capacitor control based on line current.

conventional current transformer with a 0- to 5-A secondary output. Control No. 2 is connected to the M-0348 line-current sensor, which produces a secondary voltage proportional to its primary current. This arrangement will allow for a comparison of the accuracy of current-sensing techniques for advanced capacitor controls.

Communication with the capacitor controls would allow us to build up a complete data profile of the conditions at the test installation for future reference and analysis. A typical printout of the raw data from the program is shown in Fig. 3. The stored data is compatible with several computer data-management programs, such as Lotus 1-2-3 or Symphony; therefore data can be displayed as a graph, as shown in Fig. 4 (a), (b) and (c). Since the program continuously displays the actual situation at the controlled capacitor bank, the information can be used by a dispatcher, who would need to know the circuit parameters at each important capacitor bank away from the substation. This capability would be desirable for future distribution-automation systems.

The City of Leesburg already has an established fiber-optic link at each station for communications with its SCADA system. Since the capacitor control, after a proper interface has been completed, can reportedly work with two-way radio, power-line carrier, and fiber optics, as well as telephone circuits; the next phase of the program will be to locate the control at a bank that is close enough to reach the existing fiber-optic circuit.

This data acquisition and communication field-test program with advanced capacitor controls demonstrates the feasibility of using real-time data to evaluate the existing switched capacitor bank controls and their settings. Changing conditions on the distribution circuits usually causes concern about whether existing switched banks are the right size and have the right settings on them for current field conditions. This real-time data will help improve the efficiency of distribution systems. A11

#### The Author

Stephenson, Substation Supervisor at City of Leesburg, FL Electric Department, has more than 20 yr of experience in the utility industry. In his current position, he is responsible for all substations, fiber-optic

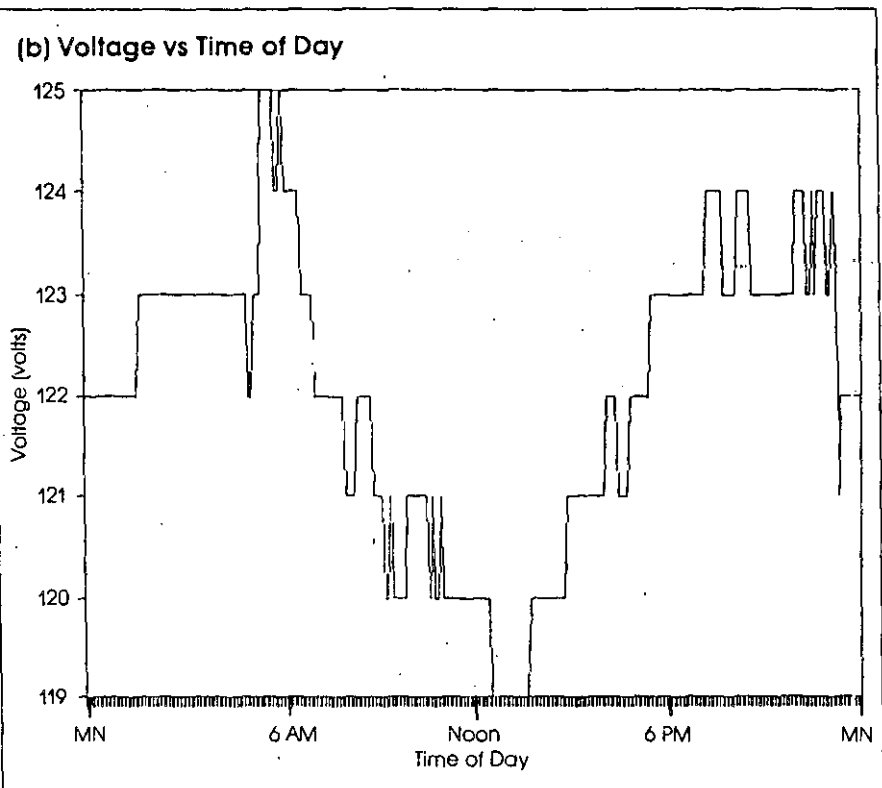


Fig. 4 (b). Representation of data for advanced capacitor control based on voltage.

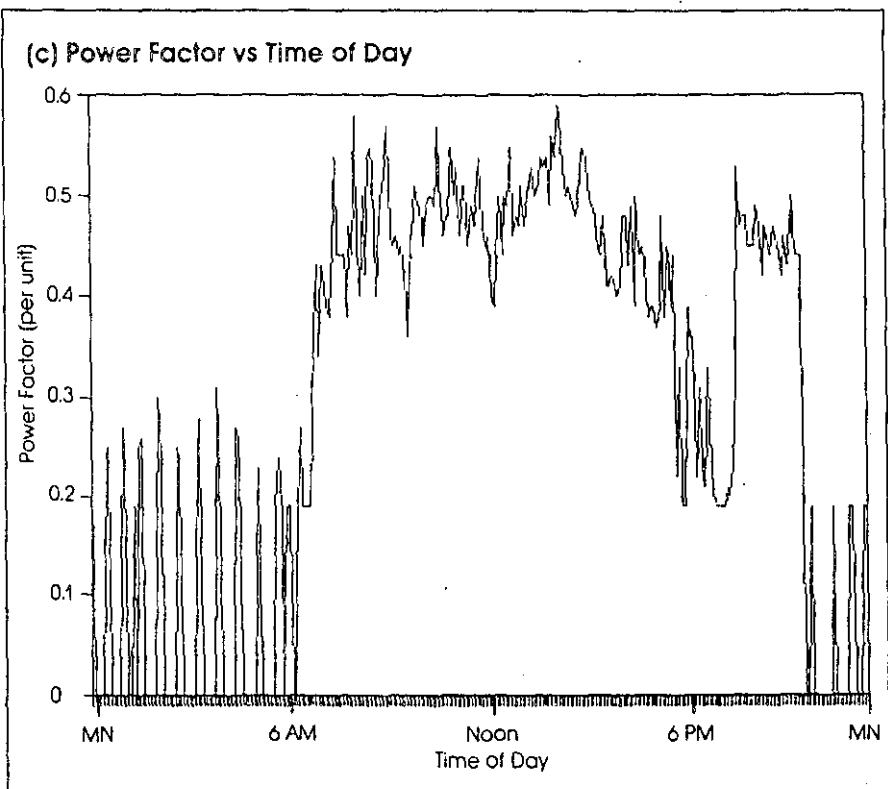


Fig. 4 (c). Advanced capacitor control data based on power factor.

communication, system studies, system protection and setting up and maintenance of the SCADA system. Before joining the City of Leesburg in 1983, Mr. Stephenson was vice president of engineering for Clark Substa-

tions; manager of substation engineering for Oglethorpe Power Corp. and group supervising engineer for Georgia Power Co. He received the BEE degree from the Georgia Institute of Technology.

# Voltage Regulating Apparatus



COOPER POWER SYSTEMS

Electrical Apparatus

225-50

## Single-Phase Step Voltage Regulator Specification Guide

### 1. GENERAL

- 1.1 This specification covers electrical, mechanical, and safety features and characteristics of outdoor, single-phase, oil-immersed, step-type voltage regulators. The voltage regulators must be completely self-contained and provide 10% regulation in thirty-two (32) steps of approximately 1/2% each. Forced air ratings are not acceptable.
- 1.2 The regulators furnished under this specification shall be designed, manufactured, and tested in accordance with ⇒ ANSI Standard C57.15, latest revision thereof. This Standard shall be a part of this specification.
- 1.3 Regulator rating and operating voltage shall be as specified on the attached inquiry. All 7620-volt regulators shall be provided with taps for operation at 7970-V, 7620-V, 7200-V, 4800-V, 4160-V, and 2400-V. Provide a price adder to furnish a supplemental 55°C/65°C rating to provide additional load capabilities. This rating must be shown on the regulator nameplate, if purchased.

### 2. CONSTRUCTION:

- 2.1 The regulators shall be designed such that they can be partially or completely un tanked for inspection and maintenance without disconnecting any internal electrical or mechanical connections. After the unit is un tanked, it shall be possible to operate the regulator mechanism and to test the control panel from an external 120-volt source without any reconnections between the control and the regulator.
- 2.2 The tap-changing mechanism shall be of the motor-driven, quick-break type, and shall be completely oil immersed.
- 2.3 The regulator shall be of a sealed-type construction to permit operation at 65°C without increasing the oxidation rate of the oil. A pressure-relief device shall be supplied which vents at approximately 4 PSIG.
- 2.4 The external parts of the tank and control enclosure shall be painted ANSI #70 over a primer of contrasting color. The inside of the tank and bottom of the cover shall also be painted and/or primed to minimize rusting during storage, maintenance, and/or repair.
- The regulator coil shall include thermally-upgraded insulation to permit operation of the regulator up to 65°C rise without loss of life to the insulation system. A suitably patterned, epoxy-coated insulation paper shall be used in the winding. Prior to assembly of the core-and-coil assembly, the winding shall be baked with sufficient mechanical

pressure exerted on the winding to assure a complete bonding of the insulation to improve its short-circuit current withstand capabilities.

### 3. STANDARD EXTERNAL FEATURES

- 3.1 The BIL rating of the bushings shall be compatible with the BIL of the regulator and all bushings 15 kV and above shall have a minimum creep distance of 17 inches. The bushing designations (S, L, and SL) shall be permanently marked on the regulator cover adjacent to the bushings. The S, L, and SL bushings must be interchangeable with each other.
- 3.2 Each bushing shall include a threaded 1.125" - 12 UNF-2A stud and shall be provided with the following terminals:
- None
  - Clamp-type Terminals as follows:
    - 150-Amp and below: #6 to 250 MCM cable
    - Above 150 Amp to 300 Amp: #5 to 500 MCM cable
    - Above 300 Amp to 668 Amp: #6 to 800 MCM cable
  - NEMA H Spades

Bushings with integral connectors are not acceptable due to the inability to easily change connectors at a future date.

- 3.3 All regulators shall be provided with an external metal oxide varistor (MOV) bypass arrester connected across the series winding.
- 3.4 An external oil sight-gauge shall be provided which indicates oil level and oil color.
- 3.5 An external position indicator which is mounted above the oil level of the regulator shall be included to provide information as to the regulator step position. The position indicator shall be slanted downward at a 45-degree angle for easy reading from below, when the regulator is pole mounted.
- 3.6 Where applicable, single-phase regulators shall include the ADD-AMP feature\* which will permit additional current-carrying capabilities at reduced regulation per the following:

Regulation (Percent)	Current (Percent of 55°C rating)
+ 10.0	100
+ 8.75	110
+ 7.5	120
+ 6.25	135
+ 5.0	160

The ADD-AMP adjustment shall be located inside the position indicator faceplate to prevent inadvertent adjustment.

- 3.7 Provisions shall be provided for the addition of lightning arresters adjacent to the source and load bushings.
- 3.8 All regulators shall be furnished with an oil drain valve and sampling device. An upper filter pressure connection shall be provided to allow filtering of the oil without un tanking the regulator.
- 3.9 A handhole with suitable cover shall be provided on top of the regulator to allow inspection without necessitating un tanking of the regulator. The handhole shall also provide access to terminals used for reconnection of regulators for lower-voltage operation.
- 3.10 All regulators rated below 250 kVA through 14.4 kV, and below 200 kVA, 19.9 kV, shall be pole-mounted and provided with welded-on hanger brackets. Substation regulators rated 250 kVA and above through 14.4 kV, and 200 kVA and above, 19.9 kV, shall be provided with a base suitable for securing them to a pad or elevating structure. All units must be capable of being secured to elevating structures.
- 3.11 Regulators provided with pole-mounting hanger brackets shall be provided with two 1/2" - 13 UNC weld bosses located diagonally opposite from each other. Regulators provided with substation bases shall be provided with two stainless steel ground pads (1/2" - 13 UNC) located diagonally opposite from each other. These grounding provisions are to be located near or on the base of the regulator.
- 3.12 Each regulator shall be provided with two nameplates, one mounted on the control enclosure and the other mounted on the regulator tank.

### 4. REGULATOR CONTROL:

- 4.1 The regulator control panel shall be mounted in a weather-resistant enclosure which is capable of being pad-locked. The control enclosure shall have an external ground stud for grounding of the control.
- 4.2 The control panel shall be hinge-mounted and designed for easy inspection and replacement. The front panel assembly shall be constructed to provide direct control interchangeability without requiring removal of the control enclosure. Visible means shall be provided to de-energize the control and short the current transformer prior to control testing or removal.
- 4.3 All leads in the control shall be either color coded or labeled for easy identification.



## Phase Step Voltage Regulator

4. All printed circuit boards shall be conformal coated for fungi and moisture protection.
5. A ratio correction transformer shall be provided inside the control enclosure to provide easy access to line voltage adjustment. Ratio correction taps and the corresponding system voltage shall be clearly identified on the regulator nameplates.
3. The regulator control panel shall include the following items:
  - a. A three-position voltage source switch, clearly labeled INTERNAL-OFF-EXTERNAL, which allows the regulator to be operated from an internal potential, operated from an external source, or de-energized.
  - b. A three-position MANUAL-OFF-AUTOMATIC control switch which allows automatic or manual operation of the regulator, or allows the control to be turned off.
  - c. A spring-loaded three-position manual RAISE-LOWER toggle switch shall be provided to manually raise or lower the regulator. This switch shall only be active when the MANUAL-OFF-AUTOMATIC switch is in the manual position.
  - d. Voltage setting shall be supplied which is adjustable from 105 to 135 volts in increments no larger than 1 volt.
  - e. Line drop compensator settings consisting of resistance and reactance shall be individually adjustable from 0 to 24 volts. A means shall be provided to properly set the polarity of these settings as needed for proper regulator operation.
  - f. The control voltage bandwidth shall be adjustable from 1 to 6 volts in increments no larger than 0.5 volts.
  - g. Time delay shall be adjustable from 10 seconds to 180 seconds.
  - h. A position indicator drag hand reset switch shall be located on the front panel.
  - i. A neutral lamp test switch shall be provided to verify neutral lamp integrity.
  - j. A neutral indicating light shall be provided which is actuated via the tap changer to provide neutral indication, in addition to that provided by the position indicator.
  - k. A six-digit operations counter shall be supplied which counts every tap change.
  - l. Independent motor and panel fuses shall be provided which are removable from the front panel. Fuses shall be clearly marked on each fuse.
  - m. A means shall be provided to indicate whether the voltage is within or outside the control panel settings. When outside the control panel settings, an indication shall be provided to indicate whether the voltage is higher or lower than desired.
  - n. Voltage test terminals shall be supplied which connect to the load side (L bushing) of the regulator.
  - o. External voltage source terminals shall be supplied to allow tap changer operation from an external 120-V A.C. source. A means shall be provided to prevent energizing the high-voltage bushings from the external source.
  - p. All control adjustment knobs shall have locking devices to prevent inadvertent adjustment of settings. The locking device shall be operable with a flat-head screw driver.

### 5. THE FOLLOWING ACCESSORIES SHALL BE PROVIDED WHEN CHECKED:

- None
- Remote mounting cable to allow location of the regulator control at the bottom of the pole when regulators are pole-mounted. The cable length shall be \_\_\_ feet. All remote cables shall be preconnected at the factory prior to shipment.
- Elevating structure to raise the regulator to a minimum of nine feet, five parts to ground.
- Digital metering package (McGraw-Edison type Meter Pac or approved equal) which provides instantaneous and maximum, minimum, and present demand values of load volts, load center volts, load current, kVA load, kW load, and kVAR load. If regulator is equipped with Differential P.T., this device shall also store all metering data under reverse power flow conditions as separate values from forward values. The metering package shall also include instantaneous voltage and current harmonics (3rd, 5th, 7th, 9th, and 11th harmonics), power factor at maximum kVA demand, and power factor at minimum kVA demand.
  - With differential P.T. or source side P.T. to provide reverse metering values plus maximum raise and maximum lower percent regulation.
  - Without differential P.T. or source side P.T.
- Voltage Limit Control which prevents the regulator from making additional raise tap changes once the regulator output voltage meets or exceeds the programmed upper-limit setting and prevents the regulator from making additional lower tap changes once the regulator output voltage meets or exceeds the programmed lower-limit setting.
- Voltage Reduction Control which allows manual reduction of regulator output voltage by 2.5, 5.0, or 7.5%. Voltage reduction shall be activated locally (at the front panel) or remotely via user-supplied SCADA equipment.

- Reverse Power Flow Detector which senses a power reversal and automatically changes the necessary regulator circuitry for proper operation in either a forward or reverse power flow condition. A differential or source-side voltage P.T. shall be provided by.
  - Purchaser
  - Regulator supplier and shall be mounted within the regulator.
- A single Microprocessor control (McGraw-Edison type CL-4 or approved equal) that includes all the following accessory items:
  - Digital Metering Package
  - Voltage Limit Control
  - Voltage Reduction Control
  - Reverse Power Flow Detector
  - Without differential or source side P.T. for forward power flow only.
  - With differential or source side P.T. for both forward and reverse power flow operation, with separate control panel settings for power flow in either direction.
- A hand-held, battery-operated device (McGraw-Edison Data Reader or approved equal), which reads and stores all digital metering and/or Microprocessor control stored values. Shall store up to 100 readings. Readings are to be downloaded into an IBM<sup>®</sup>-PC, -XT, -AT, or compatible computer for further analysis. Includes control-to-DR cable.
  - With PC software and PC cable.
  - Without PC software and PC cable.
  - Export crating.

### 6. TESTING

All regulators shall be tested in accordance with the latest ANSI Standards. In addition, every voltage regulator shall receive the following tests:

- a. Impulse test at 100% rated BIL on L and SL bushings to assure full integrity of the insulation system.
- b. Operated for 1,000 operations, stepping through multiple steps in both the raise and lower directions to verify correct control and tap changer operation and to assure all infant failures are detected at the factory.

### 7. DEVIATION FROM SPECIFICATION

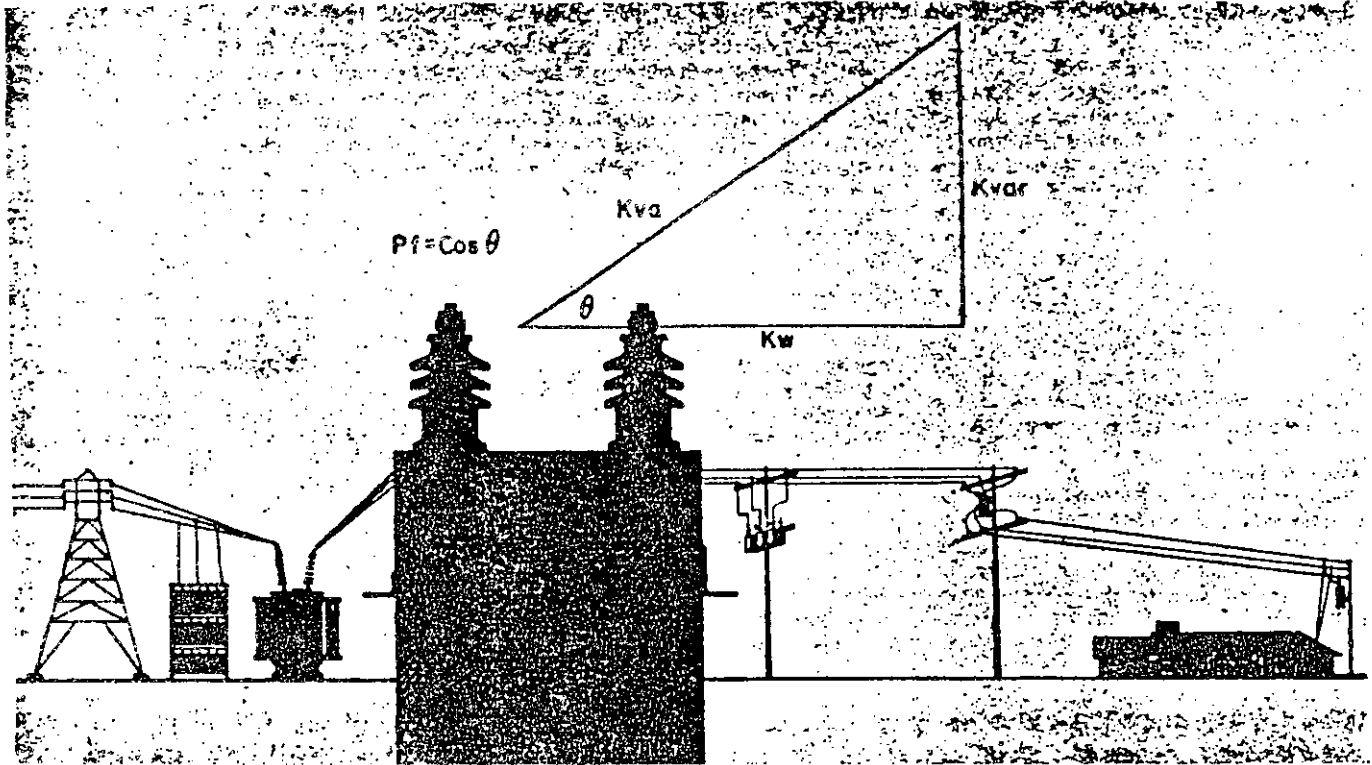
It is expected that any regulators supplied by the vendor will be in strict accordance with this specification unless appropriately noted with the original bid. The purchaser reserves the right to evaluate any exceptions that must be taken by a vendor. Any deviation from this specification without prior approval will be sufficient cause for rejection of the regulators furnished and/or rejection of that manufacturer from furnishing the equipment in the future.

Westinghouse



# Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems



## In This Application Data

Description	Page
General application information	1
Shunt capacitor vs synchronous condenser	2
System location	2
Fundamental effects of shunt capacitors	4
Reduction of line current	4
Increased voltage level at load	4
Reduced system losses	5
Increased power factor of source circuits	5
Reduced loading on source generators and circuits	6
Reduced demand on interchanges	6
Reduced system investment	6
Calculation and evaluation of shunt capacitor benefits	7
Released system and equipment capacity	7
Reduced system and equipment losses	8
Increased revenue from higher system voltage	9
Summary of evaluation of shunt capacitor benefits	10
Determination of system shunt capacitor requirements	10
Estimate of total system needs	10
Location of capacitors - system wide	10
Location of capacitors within sections of system	14
Electrical connection of shunt capacitors	15
Protection of capacitor banks	17
Contingent effects of shunt capacitors	18
Telephone interference	18
Effect on system stability	18
Resonance problems encountered	19
Operation of capacitors under abnormal system conditions	19
Bibliography	20

## General Application Information

The capacitor, when connected in shunt on the electric utility system, is a static source of reactive current. It is used to supplement the system generators, which cannot practically or economically supply the overall reactive load.

Theoretically, all load, both real and reactive could be carried by the system generation. However, the high voltage required to maintain adequate VAR flow, increased losses, and increased capacity required, would create an intolerable situation both from an operating and economic standpoint. Therefore, the shunt capacitor has proven itself to be an invaluable item of equipment to the electric utility - providing a source of reactive current which can be installed close to the load. This allows full appreciation of the reduced current in the system up to the point of application, resulting in increased voltage level at the load, and decreased line losses because transportation of a large percentage of the system's reactive load is eliminated.

The effect of a shunt capacitor on a simple radial system is shown in fig. 1.

Westinghouse



General Application Information, Continued

Shunt Capacitor

Va Synchronous Condenser

The same general effect could be obtained from a synchronous condenser at the load bus. However, the economic size of synchronous machines prohibits their use close to reactive loads unless the load is large and highly concentrated. A comparison between the shunt capacitor and the synchronous condenser is shown in table 1. The use of synchronous condensers has decreased markedly in recent years largely because of costs/kvar obtained from rotating sources has been increasing and the cost/kvar using capacitors has been decreasing. Other important advantages of the shunt capacitor are shown in table 1.

System Location

The optimum location of a capacitor bank on the power system can only be determined from a complete, thorough analysis of the power system, both from an operating and economic viewpoint. The majority of utility planners do not, however, seek the optimum in power capacitor application. Initially, a utility in need of reactive com-

ensation will install fixed or switched capacitor banks on distribution feeders. The capacitor banks range in size from 150 to 1800 KVAR and are pole mounted in pre-wired frames. A typical installation is shown in fig. 2. Where capacitor banks of this type are required, but it is undesirable to locate them on top of a pole, similar equipments can be pad mounted in metal enclosures as shown in figure 3.

Where load from a distribution substation is sufficiently concentrated, such as a business area or where industrial loads emanate directly from the substation, a switched bank can be installed on the substation bus. These are either open racks or enclosed banks as shown in fig. 4 and usually range in size from 600 to 10800 KVAR.

Three-fourths of the typical power system's reactive load comes from customer's magnetizing requirements. Maximum benefit from capacitor application will be obtained when the reactive source is located as close as possible to the reactive load. This does not mean categorically that all capacitors should be located on the distribution feed-

ers. The power system itself, in its generation, transformation, transmission, and distribution equipment, creates a large reactive load. In particular, the transmission system, operating fully loaded and at power factors well below unity, can in many cases use reactive compensation directly at transmission voltage to: (1) correct for its own VAR load, and (2) compensate for accumulated VAR load on distribution circuits.

The installation of distribution system capacitors, both feeder and bus type, is usually the first step in raising the power factor of a power system to unity. Once saturation is reached at this level, determined by light load voltage level and economics, the installation of capacitors to supply reactive current is carried back to the subtransmission and transmission voltage level. The installation of large high voltage banks of capacitors such as shown in fig. 5 have become quite common, although the engineering time and precautions which accompany an application of this type are more involved than that required on lower voltage banks.

Due to the higher cost/kvar of capacitors in the secondary voltage class, power factor correction by utilities at the load itself has been a relatively small part of the total installed capacitors. Economic studies have indicated, however, that there are some

Table 1 - Comparison of Shunt Capacitor with Synchronous Condenser

Application Factors	Synchronous Condenser	Shunt Capacitor
Voltage ratings	Requires transformer above 10 KV	Directly applicable to any voltage class
KVA ratings	Minimum economic size, 15000 KVAR	Available in units, 50 KVAR and up
Control	Stepless control inherent - fully adjustable	Usually switched in large discrete steps
Output VARS	Varies inversely with terminal voltage	Varies directly as square of terminal volts
Effect on voltage regulation	Instantaneous voltage regulation	Switched units provide delayed regulation in steps
Supply of lagging VARS	Inherent supply up to 50% of rating	No supply
Installation	Complicated and expensive installation - location sometimes prohibits use	Very simple and versatile - no location problem
Maintenance	Expensive procedure as with any rotating machinery	No maintenance
Protection against internal fault	Standard relaying dependent on size of machine	Individual fuses and unbalance protection dependent on size
Protection against external fault	Breakers and relays normally associated with synchronous equipment	None required
Function during system emergency - need for additional KVAR	Additional KVAR obtained for short time by raising excitation	KVAR output varies as square of system voltage - usually of no value under emergency
Correction of light flicker	Cost usually too high to justify small unit, but can be used for correction of large loads	Cannot be switched fast enough to be effective
Correction of power factor	Installation too costly to justify for this use alone	Low cost installation makes this practical
Aid to system stability	Automatically aids system during swings by supplying VARS	Output varies as square of terminal voltage

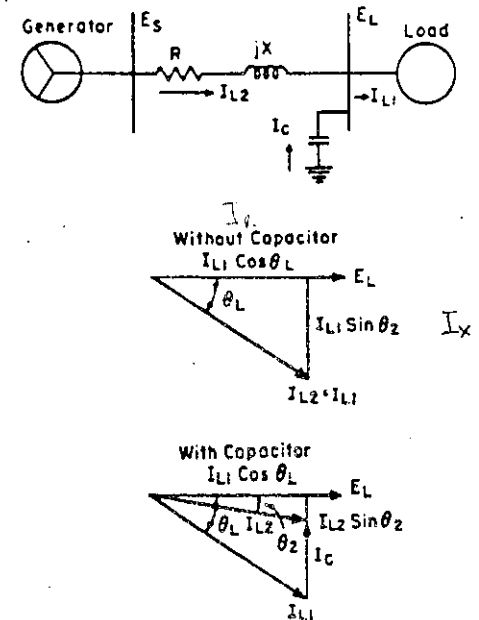


Figure 1. Fundamental vector diagrams showing effect of shunt capacitors.

## Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

locations where load characteristics and released transformer capacity will justify the use of secondary units. These are usually single phase capacitors pole mounted at the service drop.

A different secondary capacitor has been used for some time in low voltage network systems, where the special requirements of underground sealed entrances, and submersion preclude the use of standard units.

In addition, the high load densities encountered in secondary networks usually dictate the use of banks directly at the network transformer vault for maximum economic benefit.

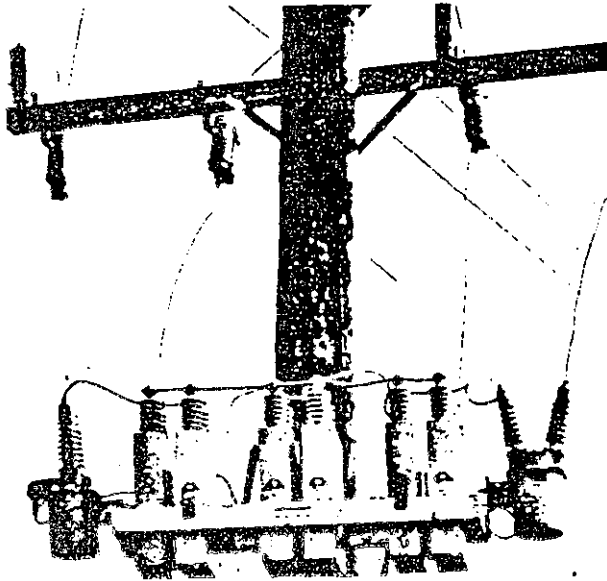


Figure 2. Pole-mounted Capacitors

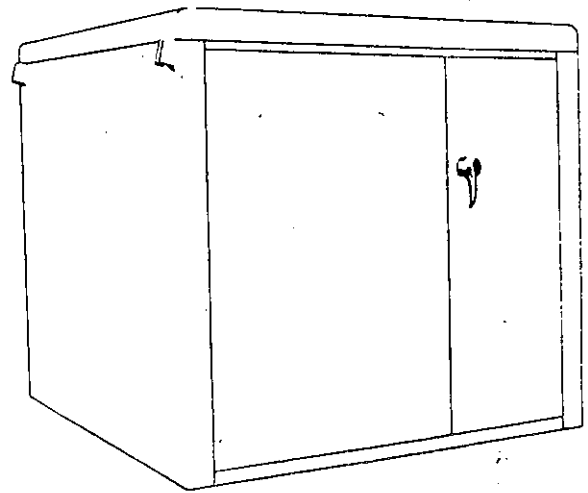


Figure 3. Metal Enclosed Capacitor Equipment

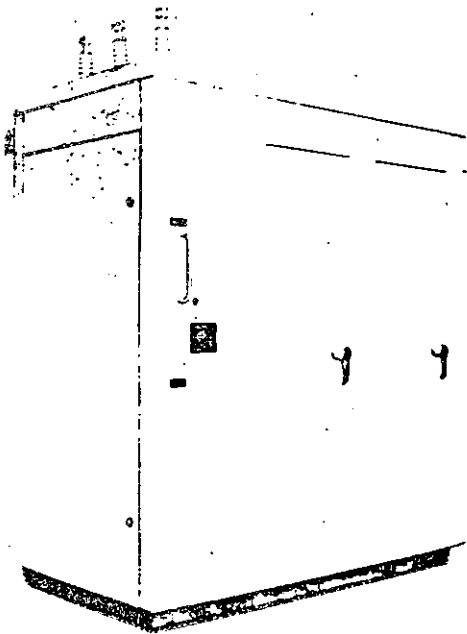


Figure 4. MOD-UL-VAR Metal Enclosed Capacitor Equipment

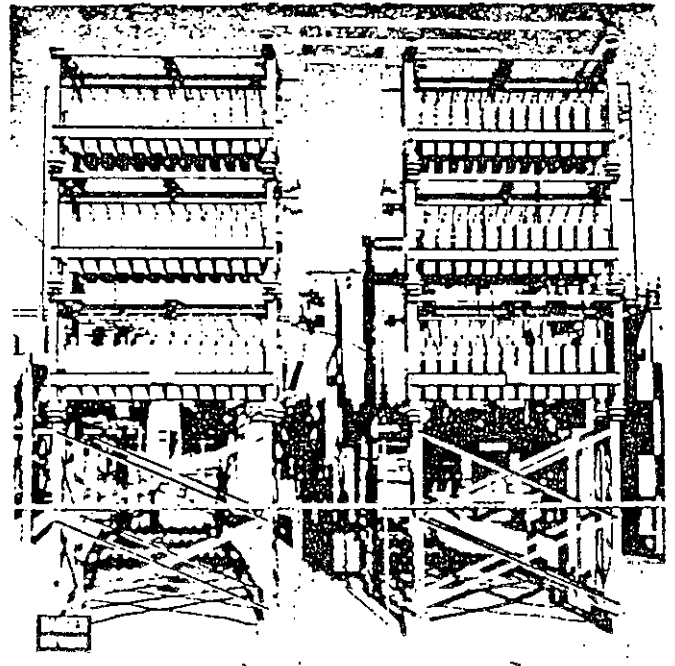


Figure 5. Substation Stacked Capacitors

Westinghouse



**Fundamental Effects of Shunt Capacitors**

As pointed out in previous paragraphs, the shunt capacitor is a static source of reactive current. Fig. 1 shows how it reduces the reactive current required from the generating source, by supplying a reactive current proportional to the capacitor size to the power system load. All the benefits obtained from shunt capacitor installation are derived from this basic fact. Because the power system planner must evaluate all the effects of shunt capacitors in order to determine whether capacitors are economically feasible, and where on the system they should be located, complete understanding of this basic principle is necessary.

**Reduction of Line Current**

The reactive current from the source circuits is reduced in direct proportion to the capacitor current, however, the total line current is reduced a considerably smaller amount since it has two components, one of which remains fixed. Inspection of fig. 1 verifies this on the assumption that the load remains the same after capacitor installation.

The expression for current  $I_{L2}$  in fig. 1 is:

$$I_{L2} = I_{L1} \cos \theta_L - j I_{L1} \sin \theta_L + j I_C(1)$$

where  $I_{L1}$  = line current without capacitors

$I_{L2}$  = line current with capacitors  
 $\cos \theta_L$  = initial power factor

**Example A:**

What is the reduction in total current and reactive current respectively on a 4160 V circuit with 1000 KVA of load at 80% power factor when 500 KVAR of capacitors is added?

$$I_{L1} = \frac{1000}{\sqrt{3} (4.16)} / 36.8^\circ = 139 / 36.8^\circ = 111 - j84 \text{ amps}$$

$$I_C = \frac{500}{\sqrt{3} (4.16)} / 90^\circ = +j70 \text{ amps}$$

$$I_{L2} = 111 - j84 + j70 = 112 \text{ amps}$$

Thus, the reduction in reactive current from the source is  $70/84 \times 100$  or 83% while the total current is reduced  $27/139 \times 100$  or 19.3%.

While the reduction in total current is important when considering released capacity, it is also true that in many cases the greatest part of the system voltage drop is caused by reactive current. The components of voltage drop in any circuit can be expressed as follows:

$$\% E_R = \frac{KVA \times R \cos \theta_L}{10 \times (KV)^2} \quad (2)$$

$$\text{and } \% E_X = \frac{KVA \times X \sin \theta_L}{10 \times (KV)^2} \quad (3)$$

where R = resistance of source circuits  
 X = reactance of source circuits

From inspection of equations 2 and 3, it can be seen that the reactive portion of the voltage drop is greater than the resistive drop whenever

$$X \sin \theta_L > R \cos \theta_L$$

Since for typical power systems, X ranges from 2 to 15 times R, it is evident that at most operating power factors below 90%, with normal conductor sizes, the reactive drop will exceed the resistive drop.

Practically, this means that the reduction in the lagging component of current, as accomplished by shunt capacitors, will compensate for a large percentage of the voltage drop, thereby improving system voltage levels, and extending voltage regulator range.

A per unit expression for the line current after adding capacitors can be obtained from equation 1 by dividing by  $I_{L1}$ .

$$\text{then } \frac{I_{L2}}{I_{L1}} = \cos \theta_L - j (\sin \theta_L - ckva) \quad (4)$$

$$\text{where } ckva = \frac{I_C}{I_{L1}} = \frac{KVAR}{KVA}$$

If no additional load is added after the capacitors are installed, the per unit reduction in total line current can be obtained by subtracting equation 4 from unity.

$$\text{then p.u. } |I_{L2}| = 1 - \sqrt{\cos^2 \theta_L + (\sin \theta_L - ckva)^2} \quad (5)$$

This relationship is plotted in fig. 6 as a function of capacitor bank size and original load power factor.

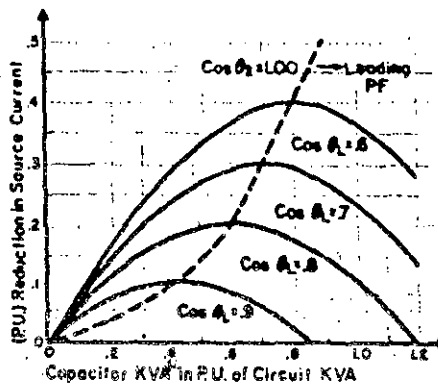


Figure 4. Reduction of line current as an effect of shunt capacitors.

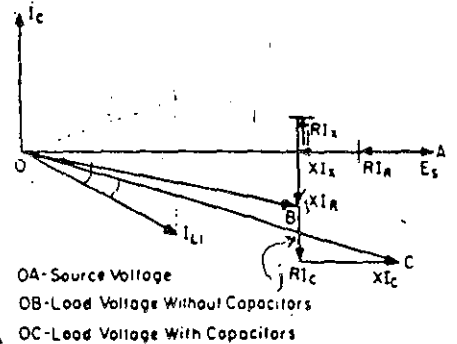


Figure 7. Components of system voltage drop.

All benefits from shunt capacitor installation are a direct function of the reduction in lagging current, however, the effects on power system operation may vary, depending on how they are considered. The following paragraphs discuss briefly each of these contingent benefits and how they affect operation and economics.

**Increased Voltage Level at the Load**

For the simple radial system shown in fig. 1, the complete expression for voltage drop at the load would be

$$E_L = E_S - I_{L1} Z \quad (6)$$

$$E_L = E_S - I_{L1} (R \cos \theta_L + X \sin \theta_L) - j I_{L1} (X \cos \theta_L - R \sin \theta_L)$$

where

- $E_L$  = voltage at load
- $E_S$  = source voltage
- R = line and source resistance
- X = line and source reactance

other symbols as previously defined. In equation 6 let

$$I_R = I_{L1} \cos \theta_L$$

$$I_X = I_{L1} \sin \theta_L$$

then

$$E_L = E_S - I_R R - I_X X - j I_X R + j I_R X \quad (7)$$

This relationship is shown in the vector diagram of fig. 7 and  $E_L$  is the vector OB.

If capacitors are added to the circuit, the equation for voltage at the load becomes

$$E_L = E_S - I_R R - I_X X - j I_X R + j I_R X + X I_C \quad (8)$$

In fig. 7 the voltage at the load bus with shunt capacitors added to the circuit is vector OC. The voltage at the load is increased because the voltage drop to that point in the circuit is less, due to the decreased magnitude of line current.

A simplified expression for the load voltage on any circuit is:

$$E_L = E_S - I_R R - I_X X + X I_C \quad (9)$$

## Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

Equation 9 is obtained from equation 8 by neglecting the quadrature voltage drop. This results in a much simpler and sufficiently accurate solution for practically all cases.

From equation 9 it can be seen that if  $I_c$  is sufficiently large, the effect of both the resistive and reactive drop can be cancelled.

Also, since the components of load current  $I_R$  and  $I_X$  are dependent on the load itself, during light load periods  $X I_c$  could be larger than both the  $R I_R$  and  $X I_X$  voltage drops. The line would then be overcompensated, and the resulting power factor would be leading. Leading power factor as an isolated condition on a distribution feeder is unimportant, however, as a general system condition it would be undesirable. Operating at leading power factor lessens the static stability margin and increases losses above that obtained at unity power factor. Figs. 6 and 9 illustrate that the reduction in current and losses is maximum at a resultant power factor of unity.

A fixed capacitor, therefore, does not change the basic regulation of a radial feeder since the capacitor affects an increase in voltage at both light and full load. It is necessary to investigate the rise in voltage and the system VAR requirements during light load periods to determine if the condition is tolerable to the associated electrical equipment. Switching of the capacitor bank may be necessary in some installations to alleviate an undesirable condition.

Since the rise in voltage at the load is approximately proportional to  $X I_c$ , the percent voltage rise for a given capacitor installation is approximately

$$\% \text{ rise} = \frac{\text{KVAR} \times X \times d}{10 \times (KV_{L-L})^2} \quad (10)$$

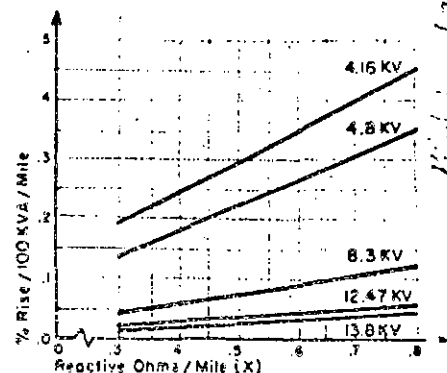


Figure 8. Typical voltage rise curves for various distribution system voltages.

where  $X$  = reactance of source up to installation of capacitors in ohms/mile

KVAR = capacitor bank size

$d$  = miles from regulated bus to installation of capacitor bank

$KV_{L-L}$  = line-to-line voltage

Generally, this formula is used to find the voltage rise caused by a capacitor at a specific location, which in turn is superimposed on the feeder voltage profile to obtain net voltage characteristics.

### Example B:

What voltage rise is expected if a 500 KVAR bank is installed 2 miles from a substation on a 4160 volt circuit using 5/0 ACSR?

KVAR = 500

$X = 0.681 \Omega/\text{mi}$

$d = 2 \text{ mi}$

KV = 4.16

$$\% \text{ rise} = \frac{500 \times 0.681 \times 2}{10 \times (4.16)^2} = 3.92$$

Voltage rise curves for typical distribution voltages are illustrated in fig. 8.

### Reduced System Losses

Losses on any portion of a power system are a function of the square of the current and the system inductance and resistance. The losses are usually considered as two components, the  $I^2R$  power loss and the  $I^2X$  var loss. Since the shunt capacitor installation reduces the reactive component of line current, the loss reduction due to capacitors is a function of reactive current only. The real component of current need not be used in the calculation.

The reduction in  $I^2R$  power loss due to adding shunt capacitors is:

$$LR_R = (I_X)^2 R - (I_X - I_C)^2 R = 2 I_C I_X R - (I_C)^2 R \quad (11)$$

Likewise, the reduction in  $I^2X$  var loss is:

$$LR_X = 2 I_C I_X X - (I_C)^2 X \quad (12)$$

In equations 11 and 12,  $I_C$  is the capacitor current,  $I_X$  is the reactive current in the circuit before capacitors are added,  $R$  is the circuit resistance and  $X$  is the circuit reactance.

The effect of shunt capacitors on system losses is plotted in fig. 9 as a percent of original circuit losses and as a function of the percent capacitor installation. Note that losses are a minimum when  $\cos \theta_L = \sin \theta_C$ .

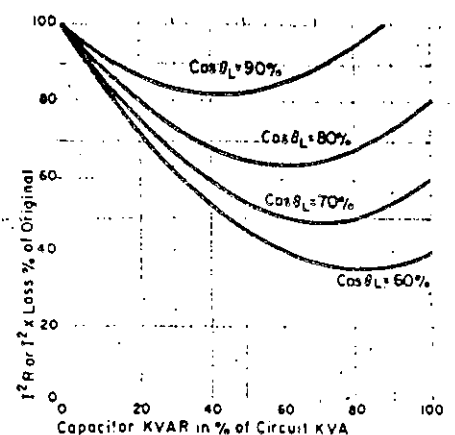


Figure 9. Reduction in circuit losses from adding capacitors.

### Example C:

What is the loss reduction in a 4160 V circuit with a load of 1000 KVA when 500 KVAR of capacitors are added Circuit parameters are as follows:

source imp  $Z = 0.6 + j0.8$  ohms  
load power factor = 80%

$$I_L = \frac{1000}{\sqrt{3}(4.16)} = 140 \text{ amps}$$

$$I_X = 140 \times \sin \theta_L = 140 \times 0.6 = 84 \text{ amps}$$

$$I_C = \frac{500}{\sqrt{3}(4.16)} = 70 \text{ amps}$$

from equation 11

$$LR_R = 2 \times 70 \times 84 \times 0.6 - (70)^2 \times 0.6$$

$$LR_R = 4120 \text{ watts}$$

from equation 12

$$LR_X = 2 \times 70 \times 84 \times 0.8 - (70)^2 \times 0.8$$

$$LR_X = 5480 \text{ vars}$$

The original system losses calculated are 11760 watts and 15080 vars. If the loss reductions calculated in the above example are subtracted from the original system losses, the final losses are about 65% of the original. This agrees with the result obtained from fig. 9 for this example.

### Increased Power Factor of Source Circuits

Since the capacitor can be considered a generator of vars, any shunt capacitor installation reduces the var burden on the system generation. This reduced var demand from the source generators allows the excitation level to be changed so the machines may be operated nearer unity power factor if desired.

For an indication of how the source power factor increases, refer to fig. 10. The result-

Westinghouse



**Fundamental Effects of Shunt Capacitors, Continued**

ant source power factor is plotted as a function of initial power factor and shunt capacitor installation in percent of circuit loading. These curves are derived on the basis that the load on the source is held constant after the capacitors are added. The resultant power factor would be higher if the circuit loading was reduced by the amount of KVAR added. For instance, if 500 KVAR is added to a 1000 KVAR circuit operating at 60% power factor, the resultant power factor, if no new load is added, would be 89%. If the source loading is held constant by adding more load at the same original power factor, the resultant power factor according to fig. 10 would be 81%.

**Reduced Loading on Source Generators and Circuits**

The increase in the source power factor, due to reduced lagging component of current, decreases the kva loading of each source generator and circuit. This may relieve an existing overload, delay purchase of new equipment, or release capacity needed for additional load growth on some circuits. The reduction in loading is proportional to the reduced line current discussed previously, and illustrated in fig. 6.

If the capacitor benefits are considered because of released capacity for increasing load, the amount of capacitors necessary for a required load increase is a valuable yardstick. The allowable load increase is calculated on the basis of adding load at the original power factor until the source circuits are loaded to the same point as before adding capacitors. The capacitor KVAR per KVA of load increase is plotted in fig. 11 as a function of percent capacitor

KVAR and original power factor. If this quantity is multiplied by the cost per KVAR of installed capacitors, the product is the average cost of supplying each additional KVA of load. This cost, neglecting other advantages of the capacitor, can be compared with other methods of adding circuit capacity - such as reconductoring, higher rated transformers, or increased generation.

**Example D:**

If the original load power factor is 80%, and 50% capacitor KVAR is added, the capacitor KVAR required per KVA increase in load is 2.2 from fig. 11. If the installed cost of capacitors is \$10 per KVAR, the increase in ability to supply load is obtained at a cost of \$22 per KVA.

The cost per KVA of adding transformer to accommodate increased load may be much greater than by adding capacitors. Note from fig. 11 that the number of capacitor KVAR required per KVA of increased load carrying ability increases rather sharply with the higher original power factor.

**Reduced Demand on Interchange and Purchase Power Locations**

The benefit derived from capacitor installation on tie lines, and purchase power locations is essentially as described in previous paragraphs except that it is completely economic in nature. The cost of purchased power is usually based on a KVA demand charge plus incremental charges for real power. Since a capacitor installation will reduce the KVA demand through the tie line, a corresponding reduction will occur in the cost of purchased power. In some cases, it can be proven that correction to 100% power factor is economical.

Relatively few interchange contracts have actual power factor clauses - except in the case of a large industrial plant with generation, connected to an electric utility. However, the economic benefit to be gained from keeping VAR interchange to a minimum is usually quite apparent.

**Reduced System Investment per Kilowatt of Load**

The typical electric utility arrives at a cost per kilowatt of delivered load by considering its total investment in system facilities and property plus the cost of production. If there were an accepted method of obtaining a cost per KVAR delivered, the reduced system investment from a capacitor installation could be directly equated. Unfortunately, many utilities allot no cost to KVAR supply, others derive a cost related

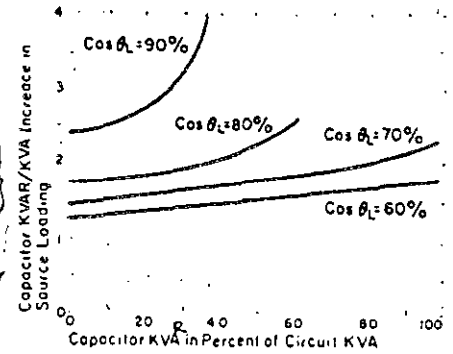


Figure 11. Allowable load increase due to adding shunt capacitors.

to system losses and still others use a cost obtained from exciter losses.

If capacitors are installed to release system capacity or improve voltage conditions, it is generally accepted that the reduction in overall system investment is a direct function of the ratio of cost per KVA for different methods of obtaining the same results.

As discussed previously, the increase in source power factor may allow increased loading of the source generators. One practical method of determining the effect on system investment is to consider this benefit as a deferred investment for system facilities.

**Example E:**

If a capacitor installation of 50% KVAR rating allowed a 15% increase in load carrying ability, the capacitor KVAR required per KW of load increase is 3.32. Therefore, at \$10 installed cost per KVAR, the cost per KW of load increase is \$33.20. If an average cost of \$500 per KW of delivered power is assumed, and the annual charge is 15%, the deferred investment savings would be  $(.15 \times 500) - \$33.20 = \$41.80$  per KW per year.

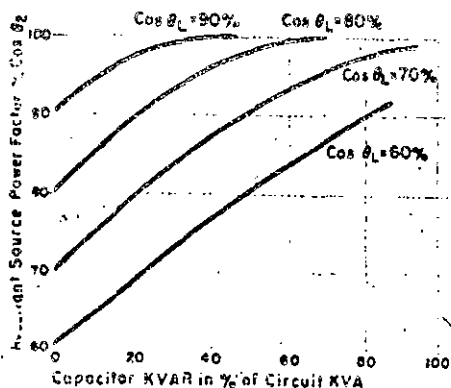


Figure 10. Increase in source power factor as an effect of shunt capacitors.

## Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

### Calculation and Evaluation of Shunt Capacitor Economic Benefits

In the installation of shunt capacitors on utility systems the utility planning engineer must, as in the case of any other equipment addition, justify the purchase of the equipment. Initially, justification of capacitors was considered primarily on the basis of released capacity in feeder equipment plus some compensation for reduced feeder losses. It was generally felt that correction above 90% was not practical.

Recent system studies indicate that in addition to considering the same factors, that of released capacity and reduced feeder copper losses, the utility engineer should consider the reduced I<sup>2</sup>X kilovar losses, reduced losses in generating and transmission equipment, and the reduced system investment carrying charges.

These studies also emphasize another factor which has become important in the economic comparison, that is, the location of the capacitor bank with respect to the overall system rather than to its position on the individual feeder. Substantially different results can be realized depending upon whether the capacitor is installed on the secondary of the distribution transformer, or on the distribution substation bus. It is these factors which are now considered in addition to the others in making the economic comparison.

Due to the lower cost per KVA of capacitors compared to the higher cost per KVA of generation, transmission, and distribution equipment, the generally recognized theory that correction above 90% power factor was uneconomical, has been disproven. Correction to near unity power factor is commonplace, and it can be shown that it is economical.

The study of any particular utility must be based on the system as a whole rather than a particular section. The overall efficiency of operation is dependent on each portion of the system operating as near unity power factor as possible. The determination of location of the units is an economical derivation, and one must consider that the efficiency of the system must be weighed along with the effectiveness of the capacitor when determining its relative location.

There are four criteria on which economic comparisons involving shunt capacitors are based. They are as follows:

1. Released system and equipment capacity
2. Reduced system and equipment losses
3. Increased revenue from higher secondary voltage
4. Capital gains from reduced system investment

Each of the above criteria can be applied several times in any single economic study. The exact formula used and the extent to which the study is carried out is dictated by the proposed location of the capacitors on the utility system.

#### 1. Released System and Equipment Capacity

The load carrying ability of transmission and distribution equipment is limited in some cases by voltage drop, and in other cases by thermal capacity. Generally speaking, voltage drop is the limiting factor on distribution feeder loading, and occasionally transmission line capacity is determined by maximum voltage drop. Equipment such as generators and transformers are limited by their thermal capacity, and any benefit to be gained therein from the installation of shunt capacitors should be considered on this basis.

#### Voltage Drop Limitation

When the reactive load current is supplied by capacitors instead of a source which possesses inductive reactance, we have shown, as a fundamental effect, that the voltage at the load side is higher than it is without the capacitors. It is higher by an amount which is equal to the inductive reactance of the source times the load current supplied by the capacitor. It is obvious, then, that if the connected load is limited by the voltage drop, a larger load can be tolerated if shunt capacitors are applied which reduce the line voltage drop. To determine the released capacity obtained by the addition of shunt capacitors, consider the allowable increase in KW loading as the released capacity. The calculation is based on the assumption that the voltage drop after capacitor installation must be the same as before adding the capacitors.

The vector diagram for this condition is shown in fig. 12.

If the voltage is constant, kilowatts and kva are directly proportional to current, and therefore, in per unit notation, they are considered equal to current. From fig. 12,

$$I_c = (\text{capacitor KVAR}) = KW_2(\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \quad (13)$$

where  $I_c$  = shunt capacitor current

$I_{L1}$  = initial load current

$I_{L2}$  = final load current

$I_2$  = final source current

other symbols as previously described

The increase in capacity is:

$$\frac{KW_2 - KW_1}{KW_2} = \frac{I_2 \cos \theta_2 - I_{L1} \cos \theta_1}{I_2 \cos \theta_2} = 1 - \frac{I_{L1} \cos \theta_1}{I_2 \cos \theta_2} \quad (14)$$

Since the voltage drop after adding capacitors must be equal to the original drop, the respective voltage drops can be equated as in equation 15, omitting reactive drop.

$$I_{L1} (R \cos \theta_1 + X \sin \theta_1) = I_2 (R \cos \theta_2 + X \sin \theta_2) \quad (15)$$

therefore

$$\frac{I_2}{I_{L1}} = \frac{R \cos \theta_1 + X \sin \theta_1}{R \cos \theta_2 + X \sin \theta_2} \quad (16)$$

substituting in equation 14

$$\frac{KW_2 - KW_1}{KW_2} = \frac{\tan \theta_1 - \tan \theta_2}{R/X + \tan \theta_1} \quad (17)$$

if equation 13 is divided by  $KW_2 - KW_1$ , capacitor KVAR =

$$\frac{KW_2}{KW_2 - KW_1} (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \quad (18)$$

By substituting equation 17 in equation 18, an expression for capacitor KVAR per increase in KW is obtained.

$$\frac{\text{capacitor KVAR}}{\Delta KW} = R/X + \tan \theta_1 \quad (19)$$

This analysis indicates that the kilowatts gained, where the circuits are voltage limited, depends only on the load power factor and the ratio of the system resistance to reactance.

The relationship is best plotted in terms of capacitor KVAR per gain in KW versus R/X ratio for several typical power factors. This family of curves is shown in fig. 13.

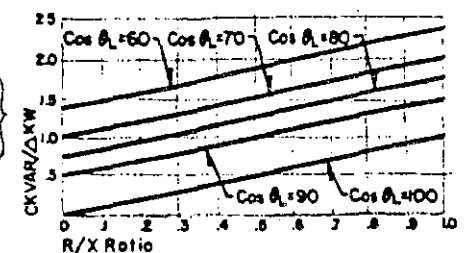


Figure 13. Released capacity on voltage limited circuits based on system R/X ratio.

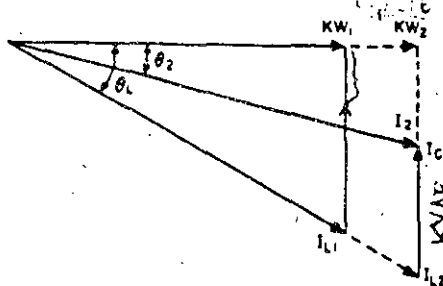


Figure 12. Vector diagram for voltage limited circuits.



inghouse



Calculation and Evaluation of Shunt Capacitor Economic Benefits, Continued

Voltage Drop Limitation, Continued

Example F:

If 500 KVAR in shunt capacitors is added to a circuit of 1000 KVA load at 60% initial power factor, what is the released capacity? The system X/R ratio at the point of installation is 1.0.

from equation 19

$$\frac{KVAR}{\Delta KW} = 1.0 + \tan \theta_L = 1 + 1.32 = 2.32$$

$$\Delta KW = \frac{500}{2.32} = 215 \text{ KW}$$

There is somewhat of a paradox to be noted here since it is apparent from equation 19 that the gain in kilowatts is greater for a given capacitor bank, the higher the initial load power factor. Of course, the thermal capacity of the source equipment involved varies to the extent to which the gain in kilowatts can be carried. Practically speaking, transmission lines, feeders, and secondary circuits seldom exceed their thermal ability and therefore voltage drop limits the load carrying ability. In these cases, the preceding formula and curves should be used to determine the KW gained from capacitor installations.

Thermal Ability Limitation

To determine the released capacity where thermal ability is the limiting factor, a different approach must be taken. In this case, the line current or KVA is increased, after adding capacitors, to the value assumed before capacitor installation.

The additional KVA needed to load the source circuits back to the original loading, is the amount of capacity gained due to the effect of shunt capacitors.

In deriving an expression for the increase in KVA or released capacity, the additional load is assumed to be at the original power

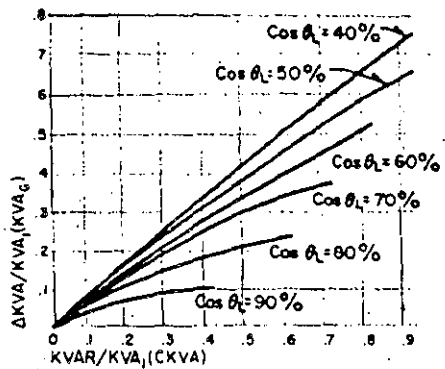


Figure 15. Released capacity on current limited circuits due to capacitor installation.

factor angle  $\theta_L$ . This may be pessimistic, but it is more accurate than adding load at the resultant power factor angle  $\theta_2$ .

The vector diagram for this condition is illustrated in fig. 14. Where

- $\Delta KVA$  = load added at original power factor after capacitor installation
  - KVAR = capacitor bank size
  - $KVA_1$  = original source loading
  - $KVA_2$  = final source loading
- other symbols as defined previously

If  $KVA_1$  is designated as the radius of a circle with center at O, and X and Y are coordinates of a point on the circle, the equation for that circle is:

$$X^2 + Y^2 = KVA_1^2 \quad (20)$$

from fig. 14

$$X = KVAR \sin \alpha \quad (21)$$

$$= KVAR \cos \theta_L$$

substitute equation 21 in equation 20

$$(KVAR \cos \theta_L)^2 + Y^2 = KVA_1^2 \quad (22)$$

$$Y = \sqrt{(KVA_1^2) - (KVAR \cos \theta_L)^2}$$

from fig. 14

$$\Delta KVA = KVAR \sin \theta_L - (KVA_1 - Y) \quad (23)$$

substitute equation 22 in equation 23

$$\Delta KVA = KVAR \sin \theta_L - KVA_1 + \sqrt{(KVA_1^2) - (KVAR \cos \theta_L)^2} \quad (24)$$

The rather cumbersome expression of equation 24 can be simplified by converting to per unit quantities for both the gain in source KVA and capacitor bank size. This is accomplished by dividing equation 24 by  $KVA_1$ . Then  $KVA_1$  and  $ckva$  are per unit values for the released capacity and installed capacitor respectively.

$$KVA_C = ckva \sin \theta_L - 1 + \sqrt{1 - (ckva \cos \theta_L)^2} \quad (25)$$

This relationship is plotted in fig. 15, and only requires the per unit value of capacitors

$$\Delta KW = \Delta KVA \cdot \cos \theta_2$$

added, and the original source power factor to obtain the released capacity directly.

The resultant power factor of the source circuit is:

$$\cos \theta_2 = \frac{KW_1 + \Delta KW}{KVA_1} \quad (26)$$

$$\cos \theta_2 = \cos \theta_L (1 + KVA_C) \quad (27)$$

Example G:

How much load can be added to a circuit already at its thermal limit with a load of 4000 KVA at 60% power factor by adding 2000 KVAR in shunt capacitors?

from equation 25

$$KVA_C = 5 \times .8 - 1 + \sqrt{1 - (.5 \times .6)^2}$$

$$KVA_C = 4 - 1 + .95 = .35$$

$$\Delta KVA = .35 \times 4000 = 1400 \text{ KVA}$$

The resultant power factor of the source circuits from equation 27 is:

$$\cos \theta_2 = .6 (1 + .35) = .81$$

The relationships illustrated by equations 19 and 25 are useful in determining the released circuit capacity for economic evaluation. Inspection of these two expressions reveal the following:

On voltage limited circuits the released capacity is:

1. Dependent on original source power factor
2. Dependent on source X/R ratio
3. Independent of circuit loading

On current limited circuits the released capacity is:

1. Dependent on original source power factor
2. Independent of source X/R ratio
3. Dependent on circuit loading

2. Reduced System and Equipment Losses

Calculation of the reduction in system losses due to shunt capacitor installation can be made directly from equations 11 and 12, where the results are expressed in single phase watts, and vars.

A per unit expression for loss reduction is obtained from these same equations by substitution of equivalents as follows:

$$I_C = KVAR = \text{capacitor bank size}$$

$$I = KVA_1 = \text{initial load}$$

$$ckva = \text{capacitor bank in per unit of initial load}$$

$$\theta_L = \text{initial load power factor angle from equation 11 or 12,}$$

$$\Delta PL = \text{p.u. peak loss reduction} = \frac{1}{2} ckva \sin \theta_L - (ckva)^2 \quad (28)$$

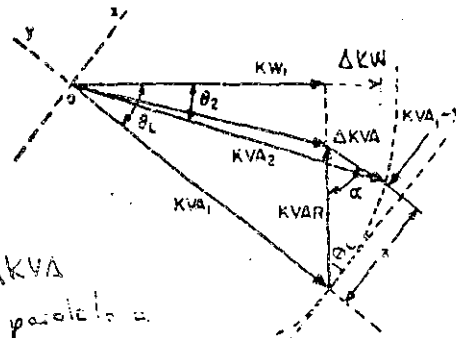


Figure 14. Vector diagram for current limited circuits.

## Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

This expression is valid for either I<sup>2</sup>R real or I<sup>2</sup>X reactive loss reduction. If reduction in peak losses is desired, the per unit capacitor bank size should be on the peak load base. If evaluation is to be determined using kilowatt hours, the load current or KVA should include the reactive load factor. This would result in a modification of equation 28 as follows:

$$\Delta EL = \text{p.u. energy loss reduction} = (2 ckva \sin \theta_L) LF - (ckva)^2 \quad (29)$$

Use of these equations is valid only if there are no loads which vary the reactive component of current in the section being considered. Therefore, the calculation of loss reduction is only as accurate as the extent to which the system is sectionalized for the purposes of calculation.

### Example H:

Using the same circuit parameters as in example c, the peak loss reduction is:

$$\Delta PL = 2 \times .5 \times .6 - (.5)^2$$

$$\Delta PL = \text{p.u. peak loss reduction} = .35$$

Therefore the final losses would be 65% of the original as found from the curves of fig. 9.

If the load factor of this circuit is 70%:

$$\Delta EL = 2 \times .5 \times .6 \times .7 - (.5)^2$$

$$\Delta EL = \text{p.u. energy loss reduction} = .17$$

After calculation of the loss reduction, there are three economic benefits to evaluate. These are:

1. Peak KW load reduction (demand)
2. Peak KVAR load reduction
3. Energy savings due to KW hr loss reduction

The reduction in peak load kilowatts (demand) is an important economic benefit to utilities.

The value assigned to it varies from utility to utility depending on specific situations. The most common evaluation is to assign the average cost per kilowatt of system generation although many use the average cost per kilowatt of the last plant or last unit.

Conversely, most utilities do not give any economic credit for the reductions in the I<sup>2</sup>X loss or KVAR load reduction. Where evaluation has been made, in the past, the maximum credit is the cost of the capacitors necessary to supply an equivalent amount KVAR. There have been attempts by some utilities and manufacturers to arrive at a cost per KVAR generated, however, this has not been universally accepted. If such a cost figure is available, it should be used.

The third benefit derived from loss reduction is easily evaluated once the initial calculation is made. For this cost analysis, most utilities use the delivered cost per kilowatt of energy. This value will deviate among utilities and, in truth, will vary within a utility from plant to plant. The savings, regardless of cost used, is the calculated per unit reduction times original peak loss times the hours for the period considered, multiplied by the cost accounted.

### Example I:

What are the savings affected due to loss reduction using the same circuit parameters as examples c and h with cost figures as follows?

e = 16% (annual charge)

s = 500 \$/KW of system generation

v = 5 \$/KVAR of system generation

c = .0035 \$/kwhr of system losses

from example c:

L<sub>r</sub> = 11.76 KW - initial real loss

L<sub>x</sub> = 15.38 KVAR - initial reactive loss

1. Peak KW load reduction

.35 × L<sub>r</sub> = .35 × 11.76 = 4.11 KW

savings = 4.11 × 500 × .16 = \$330 annually

2. Peak KVAR load reduction

.35 × L<sub>x</sub> = .35 × 15.38 = 5.39 KW

savings = 5.39 × 5 × .16 = \$4.30 annually

3. Energy savings due to loss reduction

savings = .17 × 11.76 × .0035 = \$70 annually

### 3. Increased Revenue from Higher System Voltage

Evaluation of the higher voltages resulting from shunt capacitor installation, concerns two effects. They are:

1. The immediate rise in system voltage at the metering point caused a proportional increase in registration of kilowatt hours.
2. The reduced slope of the feeder voltage profile. This is illustrated in fig. 16.

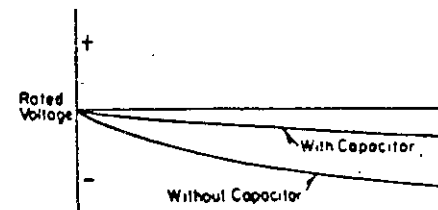


Figure 16. Voltage profile on feeder with distributed load.

The relationship of equation 10 can be used to calculate the voltage rise at a given point. Since this benefit generally is related to resistential voltage levels, it can be assumed

that the load characteristic will be primarily resistive. Therefore, the increase in kilowatts used will be proportional to the increase in voltage. To keep the evaluation conservative, the following relationship is generally used:

$$\Delta KW = .5 \Delta E \quad (30)$$

where both quantities are expressed in percent

This expression can be converted to KW hours by using the total hours in the period to be considered. The gain in kilowatt hours is usually considered on an annual basis, therefore:

$$\Delta KWHR = 8760 \times .5 \Delta E \times KW \times LF \quad (31)$$

### Example J:

What is the economic value of the increase in metered energy if a 100 KVAR capacitor bank is installed on a 4.16 KV feeder with an average load of 200 KW? The feeder is 4 miles long with a reactance of .7 ohm/mile and the average cost of energy is 2 cents/KWHR.

from equation 10

$$\Delta E = \% \text{ voltage rise} = \frac{100 \times .7 \times 4}{10 \times (4.16)^2} = 1.618$$

from equation 31

$$\Delta KWHR = 8760 \times .5 \times 1.618 \times 200 = 14000$$

$$\text{increased revenue} = .02 \times 14000 = 280 \text{ \$/year}$$

The second condition of economic gain results because the fixed shunt capacitor bank reduces the voltage gradient along a feeder with distributed load, as shown in fig. 16. Effectively - since the reactive voltage drop is reduced - the ratio of receiving end voltage to sending end voltage is nearer unity. This may allow omission of a feeder voltage regulator, and any resultant reduction in system equipment investment should be credited to the shunt capacitor installation.

Westinghouse



**Calculation and Evaluation of Shunt Capacitor Economic Benefits, Continued**

**Summary of Evaluation of Shunt Capacitor Benefits**

The main economic benefits of shunt capacitors to electric utilities have been briefly discussed. More detailed analysis and comments can be found in articles listed in the bibliography.

The system planner has the option of evaluating all of the economic benefits listed, or he may use only those which apply to his specific case.

**Suggested Procedure**

**Step 1:** Obtain system cost data listed below where available.

- s = cost of system generation/KW or KVA
- v = cost of system generation/KVAR
- c = cost of system losses/KWHR
- e = cost of money in percent (annual charge)
- r = metered energy rate/KWHR

**Step 2:** Evaluate the gain in system capacity using equation 19 or 25 whichever is applicable.

$$\text{gain } (\$) = (\Delta \text{KW or } \Delta \text{KVA}) (s)$$

**Step 3:** Evaluate the effect of loss reduction from equations 28 and 29.

Convert to economic gain as follows:

1. Peak KW load reduction gain (\$) =  $(\Delta \text{PL}) (L_A) (s)$
2. Peak KVAR load reduction gain (\$) =  $(\Delta \text{PL}) (L_x) (v)$
3. Energy loss reduction gain (\$/yr) =  $(\Delta E_L) (L_A) (8760) (c)$

**Step 4:** Evaluate the effect of higher system voltage using equation 31. gain (\$/yr) =  $(\Delta E) (8760) (r) (\text{average load KW})$

**Step 5:** Since shunt capacitor installation can often defer or eliminate investments in equipment or circuits, the capacitor installation should be credited with saving the cost of the reduced system investment.

$$\text{gain } (\$) = (\text{reduced capital invest}) (e)$$

**Determination of System Shunt Capacitor Requirements**

The original concept of shunt capacitor installation on utilities' systems was somewhat of a hit or miss proposition, governed by "rule-of-thumb" methods. Strangely enough, while system-wide engineering analysis, economic comparisons and computer programs have become recommended procedures in capacitor application, these same new methods have verified the basic accuracy of some of the original guides and precepts.

All the preceding information in this application guide has concerned itself with investigation of the fundamental effects of shunt capacitors and calculation of the economic gain or credit established by installation of this type of reactive correction. The system planner must determine, using this fundamental data and his system characteristics, how much reactive correction should be purchased, and where on the system it should be installed.

**Estimate of Magnitude of System Reactive Needs**

Accurate estimates of the system-wide reactive requirements are necessary to assure that improper distribution of shunt capacitors does not occur. The reactive load in each major section must be considered, the ultimate aim being to operate each part of the system as near unity power factor as is economically and practically possible.

The data which must be collected for this analysis is identical to that necessary for a load flow study on the a-c network calculator. This will include such things as:

1. Transmission and subtransmission line characteristics.
2. Transformer sizes, impedance range and available taps
3. Generator characteristics and reactive capability
4. Magnitude and location of present reactive sources such as synchronous motors and generators, and shunt capacitors
5. Typical distribution feeder line constants and loading

**6. Power factor and magnitude of major load taps**

Past trends of reactive requirements should be studied particularly with relation to load growth. This will aid in determining future KVAR needs which should be predicted on system peak load trends. A network analyzer load flow study can then be utilized in predicting reactive requirements, generally informing the system planner as to how much KVAR is needed in various sections of the system, based on voltage levels at peak load. This same load study can specifically tell him how much reactive load can be supplied from generators without creating intolerable system voltage conditions.

If a network calculator study cannot be made, capacitor needs must be determined from the same data, by calculating how much KVAR is necessary to raise the power factor of each operating section to unity. The simplest way to arrive at this figure is to resolve the system into an equivalent radial circuit.

This radial circuit will have the combined characteristics of each section assuming implicitly that the characteristics of circuits and load in various sections of the system are similar, and can be lumped together on the common basis of voltage. The operating power factor of each section of the system is dependent on the succeeding section, in the direction of load. Consequently, if correction is begun at the load end, the operating power factor of each preceding section must be adjusted upward before correcting to unity.

**Location of Capacitors on System-wide Basis**

After obtaining a figure or figures for the total or sectional KVAR requirements, it is necessary to lay out an orderly program of installation. The most typical system locations of shunt capacitors are shown in fig. 17. There are three common plans for determining which of these locations is to be used and the distribution of capacitors in each. They are:

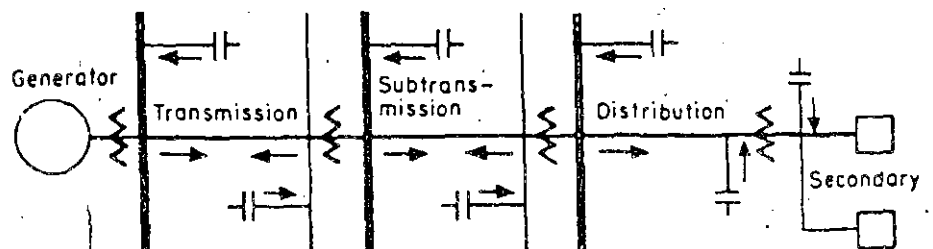


Figure 17. Typical system capacitor bank locations (arrows indicate direction of VAR flow for minimum system losses).

## Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

The transient overvoltages in the first two cases occur when one or two connectors are open, and a resonant circuit is set up between the transformer magnetizing reactances and the capacitor reactance to ground.

### Single Phase Distribution Transformer Resonance

Typical overvoltages possible for a specific system condition are shown in fig. 25, for the first category mentioned above. Detailed studies of this phenomena can be found in bibliography, references 20 and 21. The conclusions reached, concerning resonance of this type, are:

1. This particular resonance phenomena occurs only on four wire circuits having single phase line-to-neutral loads and ungrounded capacitor banks. The capacitors may be connected either in ungrounded wye or in delta.
2. Resonance occurs when one or two phases become open between the capacitor bank and the voltage source.
3. Serious overvoltage or neutral inversion occurs only during very light load conditions. This type of resonance would be more prevalent and well known except that the necessary values of capacitance, inductance and resistance are outside the range usually found on primary feeder circuits.
4. The resonance condition can be prevented by grounding the capacitor bank neutral, by preventing open phases between the capacitor and the voltage source, or by keeping circuit constants out of the critical range.

### Three Phase Distribution Transformer Resonance

The second type of resonance phenomena can occur with a grounded bank of capacitors and on ungrounded wye-delta distribution transformer bank. With one or two phase conductors open, the capacitive reactance and magnetizing reactances of the circuit tend to form a resonant path of low impedance, with certain ratios of these reactances. This allows current to flow with resultant high voltages appearing on the secondary, or on the open phases of the primary. Circuit voltages can reach a magnitude of two to three times normal line-to-line voltage.

The trouble can occur even where shunt capacitors are not installed, due to the line-to-ground capacitance of the circuit, however, the presence of a wye connected shunt bank aggravates the situation. Evidences of the overvoltages possible when

this condition occurs have been witnessed in burning out of appliance motors, grounding of low voltage heaters and flashover of secondary outlets.

The fact that a fuse cutout is usually located between the capacitor bank and the transformer increases the possibility of resonance occurring. An analytical presentation of this phenomena is contained in bibliography references 4 and 5 along with detailed methods of calculating the possible overvoltage. The conclusions reached with respect to cause and cure are as follows:

1. The transient voltages encountered may be eliminated by grounding the neutral of the distribution transformers.
2. Use of single phase switching devices between the capacitor bank and the transformer bank should be avoided.
3. Generally, dangerous transient overvoltages due to this type of resonance are limited to systems where the ratio of capacitance reactance to magnetizing reactance is three or less.

### Direct Resonant Overvoltages

The phenomena associated with the third condition is an undesirable resonant effect causing high voltages when a capacitor bank is physically connected to a system. These overvoltages are often in locations remote from the capacitor bank, such as a lower voltage circuit inductively coupled through a transformer to the circuit on which the capacitor is located. Generally, the lower voltage circuit has a fixed capacitor bank electrically nearby. For example, high transient overvoltages might be observed near a secondary capacitor when a primary feeder capacitor bank is switched. This is due to a resonant circuit forming with secondary capacitor and the feeder and transformer inductance between the two capacitor banks. When the primary bank is switched, a transient frequency occurs, which triggers the resonant circuit causing the overvoltage. This type of trouble may result in fuse or lightning arrester failure on lower voltage circuits and possible bushing flashover or failure of instrument transformers on the high voltage circuit.

All three of the above mentioned resonant conditions are difficult to recognize and almost impossible to predict. Only after the trouble occurs can it be related to the capacitor banks, since a peculiar set of conditions must prevail before any direct resonance or ferro-resonance such as described can cause abnormal system voltages. If the problem arises, corrective conditions such as moving the capacitor bank, grounding either the transformer or the capacitor bank

depending upon which type of trouble is encountered, removing single phase protective devices from between a capacitor bank and a transformer, or adding a damping impedance such as a reactor will usually remove the resonant problem entirely.

### Operation of Capacitors Under Abnormal System Conditions

Capacitors are designed to withstand a continuous 60 cycle voltage of 110% of rating. The kvar rating of a particular capacitor at any voltage is found from the expression:

$$KVAR = \frac{E^2 \times 2\pi f C \times 10^{-6}}{1000} \quad (39)$$

where:

E = rated rms voltage

f = frequency, cycles/second

C = capacitance in microfarads ( $\mu F$ )

As the voltage goes up, the kvar increases as the square of the voltage. This will increase the current drawn by the capacitor, and therefore, cause extensive heating and failure of the capacitor, if the condition is prolonged. Therefore, it is important to be sure that no 60 cycle voltages over 110% of the capacitor rating be maintained continuously on the capacitor unit. The capacitor does, however, have designed margin for emergency overvoltage conditions as does most electrical apparatus. Tables 3 and 4 taken from the power capacitor standards indicate the time limit of various overvoltages and currents, to which the standard capacitor unit can be subjected without loss of expected life.

Table 3 - Recommended overvoltage limits for power capacitors

Duration	Multiplying Factor Times Rated RMS Voltage
1/2 Cycle	3.0
1 Cycle	2.7
15 Cycles	2.0
1 Second	1.75
15 Seconds	1.40
1 Minute	1.3
5 Minutes	1.2
30 Minutes	1.15

Table 4 - Recommended transient voltage and current limits for power capacitors

Probable Number of Switching Operations Per Year	Permissible Peak Transient Values Times Rated RMS	
	Voltage	Current
4	5	1500
40	4	1150
400	3.4	800
4000	2.9	400

# Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

1. Distribution system saturation
2. Economic comparison
3. Emergency priority

1. **Distribution System Saturation** is the first and still the most common method employed by utilities in applying capacitors. Basically, as the need for reactive correction accumulates, fixed shunt capacitors are installed on distribution feeders until the operating power factor equals or exceeds unity at light load levels. To correct to unity at peak load switched capacitor banks - either pole mounted or substation bus banks - are installed.

This program is continued each year with a fixed relation between the overall system load growth and the capacitors to be added to the distribution system. If it is found that installation at this voltage level will not fulfill reactive requirements, consideration is then given to installation at the next higher voltage level. In this way, a system will end with about 75-85% of its shunt capacitors at the distribution voltage level, and the remainder at random locations on the subtransmission circuits.

2. **Economic Comparison** involves use of system cost figures to obtain the cost/KVAR of installed shunt capacitors for each section of the system. These figures are then compared to cost KVA of source equipment which will yield the same system benefits such as higher voltage, increased capacity, and lower losses.

There are many ways of obtaining, and comparing these cost figures. Almost every utility has a preferred method tailored to its own system operating or accounting method. One preferred philosophy is to consider that shunt capacitors can be installed in a given section of the system until the \$ gain/KVAR installed exceeds the \$ gain/KVAR of the last KVAR installed. As pointed out previously, the \$ gain/KVAR decreases as the original power factor increases. Therefore, as each KVAR is added, the ratio of \$ gain to \$ cost will decrease. When the ratio is unity, the economic balance of shunt capacitor installation has been reached. Since the \$ cost/KVAR will vary between sections of the system, this comparison must be done on a sectional basis, thereby arriving at an optimum capacitor installation for that section, whether it be transmission, subtransmission, distribution secondary.

Suggested procedure for making a comparison in this way is as follows:

**Step 1:** Obtain the \$ cost/KVAR installed for each section of the system being considered.

**Step 2:** Using procedure outlined under the heading "summary of evaluation of shunt capacitor benefits" page 10, calculate the \$ gain per KVAR for each section of the system.

**Step 3:** Calculate the ratio of \$ gain/KVAR to \$ cost/KVAR and continue installing capacitors in a given section until this ratio becomes unity.

Since the decrease in \$ gain/KVAR is a function of the change in source power factor, it is necessary to recalculate the source power factor after each increment of shunt capacitors is added. Table 2, page 12, simplifies this procedure since the resultant power factor for any increment of shunt capacitor addition can be obtained providing the initial power factor is known.

**Example K:**

Suppose 3000 KVAR has been added to a circuit with 11250 KVA load at 80% power factor. What is resultant power factor?

$$\text{correction factor} = \frac{3000}{11250 \times 8} = .333 \frac{\text{KVAR}}{\text{KVA} \times P}$$

from table 2, resultant power factor = 92.4%

If this is to be used in an economic comparison, all \$ gain/KVAR for additional banks would then be evaluated on the basis of an original power factor of 92.4%.

Another accepted and proven philosophy of economic comparison is to base the limit of capacitor installation on minimum system cost. The following analysis (bibliography reference 6) correlates the amount of capacitor installation to minimum system investment - certainly a worthwhile goal of system planning. The formulas are derived for general application to any section of the system.

The following quantities are used:

- $P_L$  = KW supplied to the load
- $U_L$  = KVA supplied to the load
- $U_R$  = resultant system KVA
- $Q_L$  = KVAR supplied to the load
- $Q_C$  = KVAR supplied by capacitor
- $Q_S$  = KVAR supplied by source
- $\theta_L$  = initial load power factor
- $\theta_2$  = resultant power factor
- R = annual cost/KVAR of capacitor
- S = annual cost/KVA of source circuits
- C = total cost of system/KW of system capacity

The vector relationship between kilowatts, kilovars, and total KVA at any point on the system is shown in fig. 18 for the simplified system shown in the same figure.

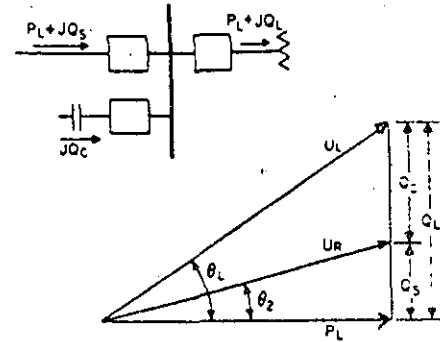


Figure 18. Vector diagram for derivation of minimum cost formula.

The real power required by the load and system is  $P_L$ , and the vars of the load and system beyond any particular point is  $Q_L$ . The vars are supplied partially from the source generators and the remainder from the capacitor. The part of  $Q_L$  that comes from the source is  $Q_S$  and the portion supplied from the capacitors is  $Q_C$ . The system and load beyond the point of installation of the capacitors draw  $U_L$  KVA at an initial power factor angle of  $\theta_L$  of which the source supplies  $U_R$  KVA at a resultant power factor angle of  $\theta_2$ . The source power factor is called resultant because if the capacitors were not in the circuit, the source would have to supply all the reactive and operate at the same power factor as the load.

Annual capital investment charges required to supply the load, including costs of all sections of the system up to the capacitor installation in terms per unit kilowatts is designated as C. Since the cost of each of the energy sources is expressed in per unit values, the total investment charges can be shown as:

$$C \times P_L = S \times U_L + R \times Q_C \tag{32}$$

It is possible to convert this expression with trigonometric equivalents so that the total cost is in terms of a single variable quantity  $\cos \theta_2$  - the resultant power factor of the source circuits. This is desirable since the ultimate aim of any capacitor installation is to reduce the source reactive demand to a minimum. It should be pointed out that the load power factor is considered fixed and is therefore treated as a constant in the derivation. Therefore:

$$C = \frac{S \frac{P_L}{\cos \theta_2} + R \times P_L (\tan \theta_L - \tan \theta_2)}{P_L} \tag{33}$$

or

$$C = \frac{S}{\cos \theta_2} + R (\tan \theta_L - \tan \theta_2) \tag{34}$$

$$C = \frac{S}{\cos \theta_2} - R \frac{\sin \theta_2}{\cos^2 \theta_2} + k \tan \theta_L$$



# Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

## 2. Economic Comparison, Continued

This final equation for C is an expression of the combined annual cost of the source circuits and capacitor in terms of the resultant source power factor angle. The power factor angle obtained when this annual cost is a minimum, is a measure of the most economical proportion between capital invested in source circuits and in capacitors. The minimum value of C can be obtained by taking the first derivative of C with respect to  $\theta_2$ , and setting this derivative equal to zero as follows:

$$\frac{dC}{d\theta_2} = \frac{S \sin \theta_2}{\cos^2 \theta_2} + R \left( 0 - \frac{1}{\cos^2 \theta_2} \right) = 0 \quad (35)$$

$$\text{therefore } S \sin \theta_2 - R = 0 \quad (36)$$

$$\text{or } \sin \theta_2 = R/S$$

This mathematical analysis, in effect, relates the monetary definitions set forth originally to the vector relationship shown in fig. 18.

since  $\cos \theta = \sqrt{1 - \sin^2 \theta}$   
the power factor can be expressed directly as:

$$\cos \theta = \sqrt{1 - \left( \frac{R}{S} \right)^2} \quad (37)$$

power factor determined from this formula then, is the optimum power factor which can be reached by applying shunt capacitors to the utility system. Typical results are plotted in fig. 19.

By substitution back in the original formula for total cost, an expression for minimum cost can be obtained.

$$C = \sqrt{S^2 - R^2} + R \tan \theta_2 \quad (38)$$

Since these formulas are derived on the basis of using a system cost/KVA for therm-

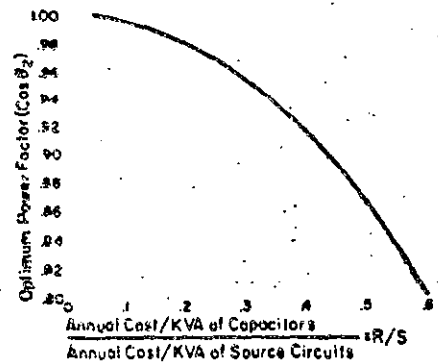


Figure 19. Optimum system power factor as a function of minimum system investment.

ally limited equipment only, there is a slight involve where portions of the system ad have their capacity limited by age prod.

Using the optimum power factor derived in equation 37 as the ultimate operating power factor for any section of the system, the optimum amount of shunt capacitor installation can be determined as follows:

1. Determine the \$ cost/KW or \$ cost/KVA for source equipment or lines. This should be calculated for each section of the system. It is recommended that this cost exclude the generator. The reason for leaving the generator cost out of the calculation is because of the variable nature of its effect. Many utilities will not allot any cost for generation of KVAR since it is largely a matter of initial rated power factor and hydrogen pressure. If the capacitors prove economic without the generator cost being included, the system planner is using the most conservative approach.
2. Determine the \$ cost/KVAR for installed shunt capacitors, also on a sectional basis.
3. Using equation 37 or fig. 19, calculate the optimum operating power factor for the section of the system being considered.
4. From table 2, obtain the appropriate correction factor. When the load KW is multiplied by this factor, the value of the optimum capacitor installation for that particular section of the system is obtained.

If the same procedure is to be applied to other sections of the system, it should be remembered that the operating power factor of any section will be modified by any capacitor installation between it and the load.

### Example X:

What is the optimum capacitor installation on a 4160 V distribution feeder with the following characteristics?

$$\begin{aligned} \text{KW}_1 &= 3000 \\ \theta_1 &= 80\% \\ S &= 125/\text{KVA} \\ R &= 12.50/\text{KVAR} \end{aligned}$$

from equation 37

$$\cos \theta_2 = \sqrt{1 - \left( \frac{12.50}{125} \right)^2} = .994$$

From table 2

$$\begin{aligned} \text{optimum shunt capacitor installation} &= .81 \times 3000 \\ &= 1830 \text{ KVAR} \end{aligned}$$

This example indicates the correction to almost unity power factor is many times economically justified.

## Primary Vs Secondary Installation

Some system planners prefer to consider secondary capacitors only on the basis of comparing them to primary units rather than overall system application. This method does save time, since it assumes that the primary capacitors are already economically justified. Since all the benefits that accrue to the primary installation can also be credited to the secondary units, justification of secondary units can be quickly checked by computing the additional gains attained by reduced reactive current through the distribution transformers and secondary circuits.

It might seem that secondary capacitors would always be justified since they offer the greatest loss reduction, higher released capacity, and greater increment of voltage increase directly at the metering point. Economically, however, these increased benefits may be completely offset by the higher cost/KVAR of the capacitor units in the 240 to 600 volt class, compared to 2400 - 7960 volt units. In addition, the individual units are necessarily small due to the size of the reactive load they are intended to correct. This increases the \$/KVAR installation cost considerably.

It is possible to make a complete economic comparison on this special case by either method outlined under "economic comparison" page 11, however, a practical quick check method (from bibliography reference 7) is usually preferred. This procedure recognizes that the major advantage of secondary capacitors over primary units is the released capacity in the distribution transformer. Therefore, if the secondary installation can be justified on this basis only, the other benefits merely increase the economic gain. If, however, they cannot show an advantage over primary units due to released transformer capacity, the additional gain from other benefits is not usually sufficient to warrant further consideration.

The curves of fig. 20 were developed from the vector diagram of fig. 14 which is representative of the released capacity in thermally limited equipment. If voltage is the determining factor, a step-by-step economic comparison as discussed previously would be more accurate.

For the general case, however, it is possible to determine whether secondary units are economical knowing only the initial power factor, desired optimum power factor, ratio of secondary installed capacitor costs to primary costs, and distribution transformer

tinghouse



**Determination of System Shunt Capacitor Requirements, Continued**

costs/KVA. If the allowable ratio of KVAR (secondary) to KVAR (primary) according to the curves of fig. 20 is just equal to the actual ratio, other economic benefits such as reduced secondary losses and increased revenue from higher secondary voltage could be calculated to validate a positive decision.

**Example M:**

Are secondary capacitors justified on a feeder with the following characteristics?

$\cos \theta_1 = 70\%$  (init. pf)  
 $\cos \theta_2 = 90\%$  (final pf)

$\$/KVAR$  (sec) = \$21  
 $\$/KVAR$  (pri) = \$6  
 $\$/KVA$  (trans) = \$10

for use on fig. 20, therefore

$$R \frac{(\text{sec})}{(\text{pri})} = \frac{21}{6} = 3.5$$

also

$$\frac{\$/KVAR (\text{pri})}{\$/KVA (\text{trans})} = \frac{6}{10} = .6$$

On fig. 20 enter the left curve at 70% power factor and move vertically to the intersection with the 90% power factor curve. Reading to the right, it is determined that .62 KVA of capacity has been released for each kilovar of capacitors added.

Moving to the right to the intersection with the .6 ratio curve for the installed costs of primary capacitors and the distribution transformer. Reading down from this intersection indicates that the maximum economical ratio of KVAR (sec)/KVAR (prim) is 2.05. Since the actual cost ratio is 3.5, the secondary capacitors are not justified.

**3. Emergency Priority:** Many capacitor installations are justified solely on their benefit to the system during emergency conditions. This is particularly true of large, high voltage banks. For example, a large bank of capacitors might be installed on a 138 KV bus with two incoming lines. The capacitor bank would be unenergized most of the time, however, when a lightning storm is in the area, it would be connected to the bus. Thus, if one line relays out during the storm, the remaining line will be able to carry the full load of the substation, because the reactive current will be supplied by the capacitor. Without the capacitor, the voltage on the bus would be too low and the whole load might be lost.

Another example is a utility which found it desirable to compensate for high reactive

losses in an interconnecting transformer, normally not carrying appreciable load. This permitted maximum power interchange by operating at or near unity power factor during emergencies such as the loss of a large generator on the interconnected system.

Switched distribution feeder capacitor banks are sometimes installed strictly on their merit in improving voltage regulation. In this application they are compared economically and operationally with voltage regulators necessary to provide the same function. Only recently, with the advent of successful computer programs for comparing methods of voltage regulation has this practice become commonplace. Previously, the complexity and length of the calculations prohibited widespread studies.

**Location of Capacitors Within Sections of System**

The capacitor installations shown in fig. 17 indicate optimum locations within each section to give minimum system losses. This may or may not dictate exact placement of the capacitor banks within each section, other consideration often taking priority. This is particularly true on transmission and subtransmission banks, where availability of substation space or emergency conditions may exert greater influence on determining the location than minimum losses.

On secondary installations there are only two possible locations, one of which is a pole from which several service drops may originate as shown in fig. 5. The other is directly at the load itself, recently made possible through the availability of capacitor units which are an integral part of the watt-hour meter assembly.

Exact location of capacitor banks designated for installation on distribution primary feeders is, however, a problem with many variables, and no all-inclusive solution. In general, the analysis for optimum location on a particular feeder is based on maximum reduction in losses. However, the varying load pattern, changing conductor sizes, and effect of using fixed and switched capacitors on the same feeders, make it impossible to maintain an optimum location. This makes it necessary to continuously analyze individual feeders or to develop optimizing methods which apply to the general case, and consider the application only once - at the time of initial installation.

A practical approach to this problem, which has been verified in operation and theory, is to install the capacitor bank at a point  $\frac{1}{3}$  of the distance from the source to the end of the feeder. The amount of corrective KVAR and the reactive load factor will determine whether this gives maximum loss reduction - in general, however, results obtained are satisfactory. The overall effect

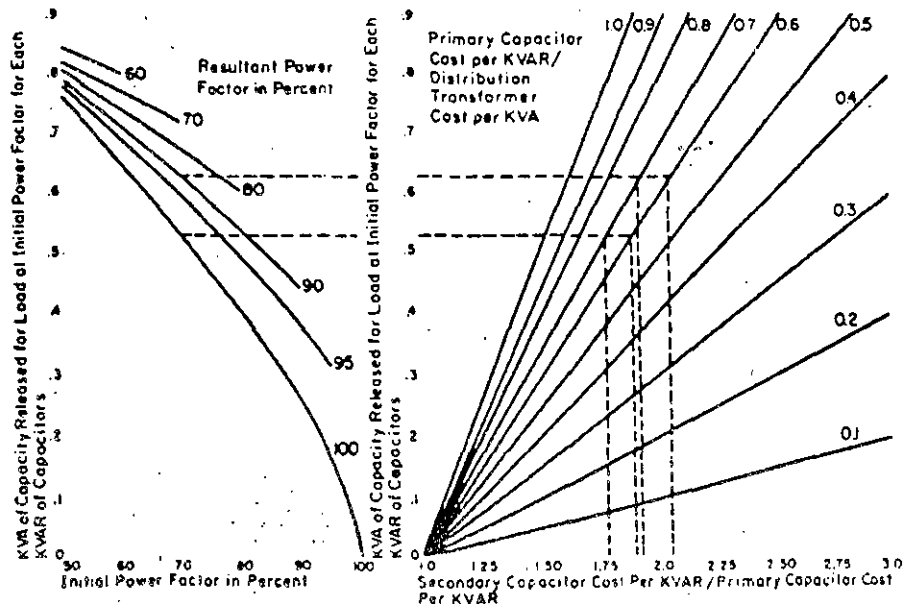


Figure 20. Economic comparison of primary vs secondary shunt capacitor installations.



# Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

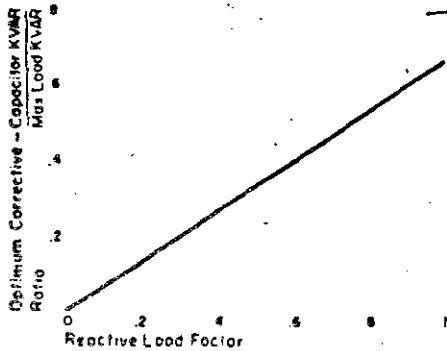


Figure 21. Variation of optimum shunt capacitor installation with reactive load factor.

will be a compromise between the economic capacitor bank size as determined from considering all benefits, and location on the basis of minimum losses.

If the installation is considered only on the basis of minimum losses, it can be shown that the optimum capacitor bank size is  $\frac{1}{3}$  of the load KVA and that optimum location as mentioned previously. Results of a recent study (bibliography reference 8) show that this conclusion is valid except where the feeder has a low reactive load factor. Fig. 21 indicates how the optimum capacitor bank size varies with reactive load factor assuming the installation is going to be made at a point  $\frac{1}{3}$  of the distance between source and load.

The probability that voltage conditions, equipment standardization, or mounting limitations will force installation of more than one bank on a given feeder, add another variable to the problem of optimum size and location.

The following steps are suggested for general use in determining primary feeder shunt capacitor requirements:

Step 1: The optimum installation of shunt capacitors for a particular feeder should be determined either by the minimum cost method or to the limit described when the ratio of \$ gain/KVAR to \$ cost/KVAR equals unity. Both of these methods were explained under "economic comparison", page 11.

Step 2: The reactive load factor, which is the ratio of average reactive load to maximum reactive load, should be calculated. Using fig. 21, the maximum bank size to be installed at a point  $\frac{1}{3}$  of the distance from the source to the load can be obtained. If the total to be installed as obtained from fig. 21, the application should be made in one or more banks with the other banks installed back toward the source.

Step 3: When the limit of fixed capacitors is reached, as determined above, switched capacitors should be added until the economic limit is reached. The location of the switched capacitors will be dictated mainly by voltage conditions, however, generally they should be located in the latter  $\frac{1}{3}$  of the feeder.

## Electrical Connection of Shunt Capacitors to Utility Systems

In making the actual connection to the power system, several questions relating to operational conditions must be answered. Such issues as switching, connection and grounding, and bank protection must be settled in advance of installation, and in some cases ahead of purchase. Each of these questions is discussed in the following paragraphs. The bibliography should be consulted if more detail is desired.

### Fixed or Switched Capacitor Banks

All shunt capacitor banks must be tied to the utility system through a disconnecting device - at least capable of interrupting the capacitor current. On a switched bank this disconnecting device is operated regularly for system benefit, while on a fixed bank there is only occasional operation for capacitor maintenance.

On distribution circuits, fixed capacitor banks are usually installed until the light load reactive requirements are met. Any additional capacitors are installed with switches, usually pole mounted.

Transmission and subtransmission banks, because of the large block of capacitors, are always switched. The only problem is the maximum amount which can be switched at one time. This is usually limited by the switching equipment rather than the sudden voltage change caused by insertion or removal of the capacitor bank from the system. This is particularly true if load break disconnects or unmodified breakers are used for the switching means.

Very little switching has been attempted with secondary units because of the economics involved. Some use has been made of bimetallic elements responsive to ambient temperature.

### Switching Devices

Typical switching devices based on system location are listed below.

#### Secondary circuits:

1. Bimetallic elements
2. Low voltage relays

#### Primary distribution feeders:

1. Single or three pole oil switches
2. Oil circuit breakers - 3 pole

#### 3. Air circuit breakers - 3 pole

Transmission or subtransmission circuits:

1. Oil circuit breakers - 3 pole
2. SF<sub>6</sub> interrupter disconnect switches - 1 pole, ganged
3. Vacuum break disconnect switches - 1 pole, ganged

The cost of switching equipment must be included in the installed cost per KVAR of shunt capacitors. Their relatively high cost, particularly in high voltage applications, is sometimes the determining factor in the economic analysis. However, developments in low cost capacitor switching equipment are progressing rapidly, and in the future the economic advantage of large banks will become more apparent.

### Switching Device Control

If a capacitor bank is to be switched regularly, a specific method of control must be selected. This control scheme, since it is the basis on which the capacitor bank will be put on and taken off the system, must be tailored to fit, as closely as possible, the system reactive requirements. Typical system parameters used to control capacitor switching devices are listed as follows:

1. Time switch
2. Voltage
3. Current
4. Voltage-time
5. Voltage-current
6. Vars or reactive current
7. Temperature
8. Manual

A recent study (bibliography reference 14) reveals that time switch control has been used in the majority of primary feeder installations, and that voltage control is the most common method on distribution substation banks. The other control schemes are used to a varying degree - usually in special situations. As utilities investigate more fully the var requirements of their systems, it becomes obvious that the more sophisticated control schemes such as current-time and watt-var will gain in usage. They unquestionably can result in a var supply more closely tailored to system requirements, and generally maximum gain from contingent benefits is assured.

Time control, however, has the advantage of being the least expensive to install, and in addition, it is independent of system operation, not requiring coordination with other voltage regulating equipment. Determining whether time control can be used requires study of the load cycle of representative feeders in the system. It is most effective on radial feeders where the load cycle is predictable and consistent. Large banks of capacitors on transmission buses have also been effectively applied using time switch control.

Reactive load factor =  $\frac{\text{average reactive load}}{\text{max. reactive load}}$

Westinghouse



Coordination Banks to Capacitors in Distribution Systems

Determination of System Shunt Capacitor Requirements, Continued

Switching a capacitor bank in response to distribution system voltage variation can create a coordination problem with induction or step voltage regulators in the same area. However, using voltage as the switching intelligence is desirable because the sensing element is simple and readily available. Also, in many applications, voltage controlled banks result in gains from all benefits of shunt capacitors, since low voltage is a direct result of reactive current flow, which the capacitor reduces.

To resolve the coordination problem, consideration of the settings of any associated voltage regulator control is necessary. Excessive operations of either the capacitor bank or the regulator may occur due to hunting caused by improper coordination between the two devices. When voltage control is used on a primary feeder bank, the voltage change caused by the capacitor must be calculated from equation 10. The range of the voltage regulator must include or bracket the feeder voltage change calculated, so that operation of one will not cause operation of the other in the opposite direction. If coordination is attained, interaction between the two devices will not occur, and the capacitor bank will be in service the maximum time allowable based on system reactive requirements.

Connection and Grounding of Capacitor Banks

Shunt capacitor banks can be connected to a utility system much the same as a transformer, in that they can be either wye or delta connected. As a further breakdown, if connected in wye, the bank can either be grounded or ungrounded. The majority of present capacitor banks are wye connected. There is still some controversy over whether

or not banks should be grounded or ungrounded. The three basic methods of connection are shown in fig. 22. The method used by a utility will depend on the type of system (grounded or ungrounded), fusing practices, economics, location, and possible inductive interference.

Generally, large banks on transmission, sub-transmission, and distribution substation buses are wye connected. The size of the bank and protective scheme employed, determines whether the bank is grounded or ungrounded.

On distribution primary feeder banks, the majority of shunt capacitor banks are wye connected with the neutral grounded. Reasons for this preference are as follows:

1. Since the neutral is grounded, the mounting frame and capacitor tanks can be grounded, and the installation is considered safer from an operating viewpoint.
2. If a capacitor unit fails, high fault current results and positive fuse operation occurs.
3. The installation is considered safe if an open conductor occurs ahead of the bank, since the load side of the open circuit will not be above ground potential.
4. The bank is somewhat self protecting from lightning surges, since there is a low impedance path to ground.
5. Neutral inversion or resonant conditions, due to single phase switching between the source and the bank, is less likely to occur.

Many utilities, which use delta or wye ungrounded connected banks, base their practice on the following disadvantages of the wye connected solidly grounded bank.

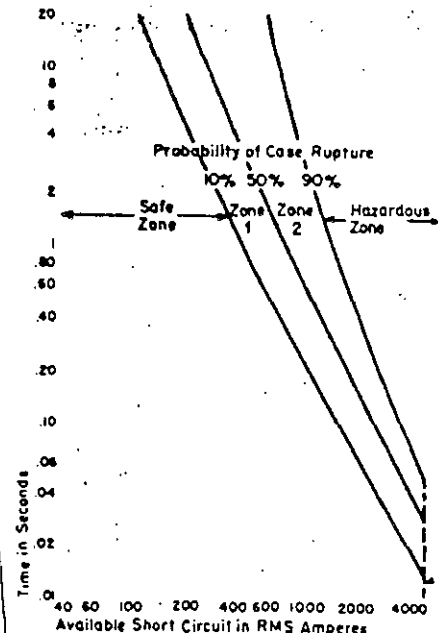


Figure 23. Case rupturing characteristics of 50 KVAR capacitor units.

1. Grounded wye banks may upset ground detection or relay schemes on ungrounded circuits since they provide a low impedance circuit to ground.
2. The capacitor bank, if grounded, provides a path for odd harmonic currents to flow, and inductive or telephone interference may result. Also, these harmonic currents may cause overheating of the neutral wire.

Both delta and wye-ungrounded banks have the advantage that only two switches are needed to de-energize the capacitor bank. Thus a utility may choose this connection for economic reasons in addition to the two disadvantages of the wye grounded connection mentioned above.

Where excessively high fault currents are to be expected, it is sometimes necessary to use the ungrounded wye bank which inherently limits the current caused by a faulted capacitor unit. This is illustrated by examination of fig. 23 which shows that the time to case rupture for 50 KVAR units at 5000 amperes or above is .8 cycle. The minimum clearing time for fuses is also .8 cycle and therefore group fusing coordination is difficult, if not impossible. The use of a wye connected, ungrounded bank which limits the current to 3 times normal, eliminates the necessity for going to expensive current limiting fuses to solve this problem.

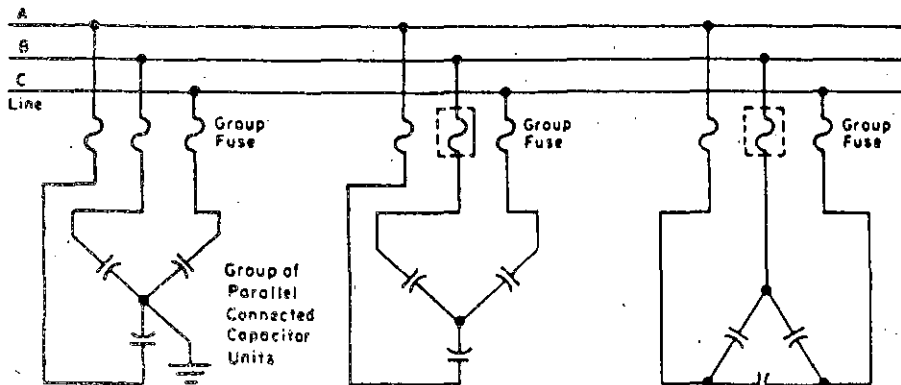


Figure 22. Methods of connecting capacitor banks to utility systems.

# Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

To summarize, the most common practices regarding connection of shunt capacitor banks on utility systems are listed below.

1. Transmission, subtransmission, and distribution substation bus installations are usually wye connected, either grounded or ungrounded depending on the type of protection.
2. For delta or ungrounded systems, delta connected banks are usually used, except where fault currents are excessive, then ungrounded wye banks are needed.
3. For solidly grounded, four wire systems, wye connected-grounded banks are used in most locations. If excessive fault currents are expected, ungrounded wye banks are used. Economics may favor use of delta or wye-ungrounded banks since only two switches are required.

## Protection of Shunt Capacitor Banks

Shunt capacitors, like other electrical equipment, are subject to failure from external or internal causes. Protective measures, compatible with the investment in the capacitor installation should be taken to protect both the system and the adjacent capacitors from individual unit failure if it occurs.

## Large Bank Protection

The protection of large banks of capacitors, made up of series-parallel groups of individual units, and installed on transmission or distribution substation buses is a fourfold problem.

1. Surge protection must be provided to protect insulation to ground from lightning and switching surges. Even though shunt capacitor banks are somewhat self protecting in this respect, particularly the wye-grounded bank, lightning arresters are warranted. Line or intermediate type arresters are considered satisfactory for this use. They should be installed on the source side of any switching device so that the device itself is protected in case it is open. This also removes the necessity for the lightning arrester to discharge trapped energy from the capacitor in case a surge sparks over the arrester.

2. System protection against faults in the capacitor bus structure or leads can easily be provided for by overcurrent relays in the main switching device. These overcurrent relays are usually time delay, induction disc type, so they will override any capacitor bank inrush currents which may occur during switching operations.

3. Individual unit protection: When a capacitor unit fails internally, gases resulting from the arc acting on Inerteen<sup>®</sup> and other organic material cause extremely high pressures which may rupture the case walls. The damage to adjacent units or personnel from a violent failure is prevented by individual fuses on each capacitor. The manufacturer supplies the proper fuse rating which is coordinated with case rupture characteristics as shown in fig. 23. Only the failed unit is isolated and the rest of the bank remains in service.

This same fuse has an additional benefit in that it serves as an indicator that a unit has failed. Without this type of fusing, it would be difficult to detect a single unit failure on a large bank.

4. Overvoltage protection: When a shunt capacitor bank is made up of series connected groups of parallel units, the removal of one or more units from a group will cause overvoltages on the remaining units. The continuous voltage on any unit should not exceed 110% of rated voltage.

The failure rate of capacitor units - normally less than one percent - increases very rapidly if they are subjected to overvoltages. Therefore, some type of protection is desirable on large banks, which will relay the bank off the system or sound an alarm, when a significant number of units have been removed from service due to fuse operation.

Many schemes of protection for this condition have been proposed and used. Actually, as mentioned previously, the type of protection many times dictates the connection and grounding of the capacitor bank. The most common methods of protection, briefly described and illustrated in fig. 24, are:

1. Three potential transformers connected across the lower groups in each phase of a grounded WYE bank with secondaries connected in open delta energizing a sensitive voltage relay. If sufficient capacitor units fail a voltage unbalance will result and the relay will operate on the residual voltage across the delta.
2. The double wye scheme where the capacitor bank is split into two identical wyes and left ungrounded. The neutrals of the two banks are interconnected through a current transformer. If a unit fails in one bank, an unbalance in voltage occurs, and a current will flow between the two banks. This current flow will be detected by a sensitive current relay on the current transformer secondary.

3. Direct resonant overvoltages occurring simply from the incident of connecting the capacitor bank to the circuit. neutral current. When a unit fails, the resulting unbalance will cause a residual current to flow which can be detected by a sensitive relay.

Since the overvoltage protection problem is very complex, only brief comments are included here. If further information is required, consult the several references listed in the bibliography.

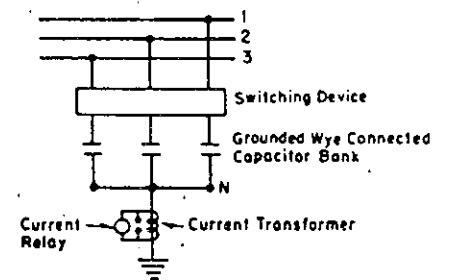
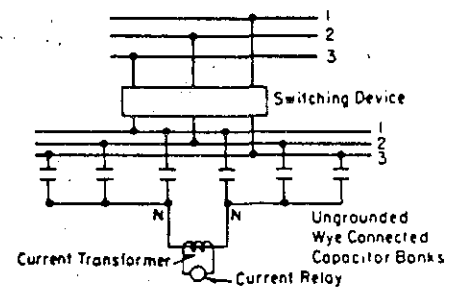
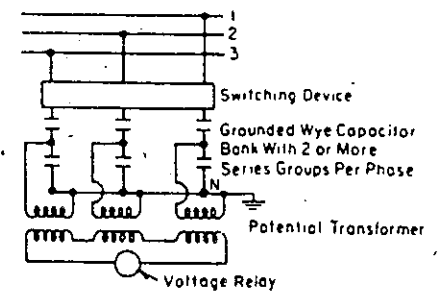


Figure 24. Common methods of overvoltage protection on large shunt capacitor banks.



## Shunt Capacitors

### Application to Electric Utility Systems

In the design of capacitors for application to power circuits, it is recognized that the operating voltage wave shape is not a perfect sine wave, and that the operating kvar of the capacitor will be higher than rated, by an amount proportional to the magnitude of harmonics present in the voltage wave. Recognizing again that generators and transformers are suppliers of odd harmonic voltages, it is necessary to design the individual capacitor units to withstand continuously some amount of harmonic voltage.

Capacitor units, therefore, have a thermal margin which is sufficient to allow for 60 cycle overvoltage as mentioned previously and some wave form distortion. The industry standard of 135% rated current must provide for both excessive fundamental 60 cycle voltage and harmonics combined. Thus, if the fundamental voltage is higher than normal, the margin for harmonics is reduced. A basic operating procedure is to the overvoltages at 60 cycles to no less than 105% of the rated voltage, so that the harmonic overvoltage margin will not be reduced excessively.

Fig. 26 indicates the effect of wave form on capacitor current and can be used to determine the permissible amount of overvoltages based on the rms measured voltage in percent of rated voltage.

The total rms voltage and rms current may be determined on a particular circuit from a conventional voltmeter and ammeter.

It is possible from the curves of fig. 26 to determine the percent of rated rms current allowable based on 135% permissible working KVA.

#### Example N:

What is the maximum rms current (measured) a 100 KVAR, 2400 volt capacitor can be drawing and still be within thermal limits if it is being operated at 105% of rated voltage?

For fig. 26, assume that only 3rd harmonic voltages are at sufficient magnitude to cause overcurrent.

From fig. 26, the measured rms current can be 145% of rated current.

$$I_{100} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 2.4} = 24 \text{ amps}$$

$$\text{Permissible } I = 1.46 \times 24 = 35 \text{ amps}$$

This means that if the measured value of rms current does not exceed 35 amperes, the capacitor is operating within its permissible thermal limit.

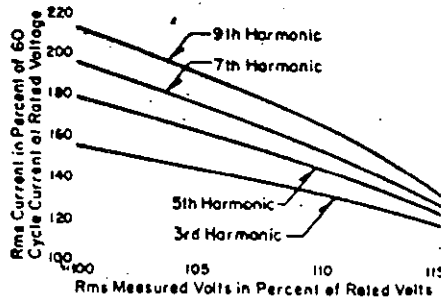


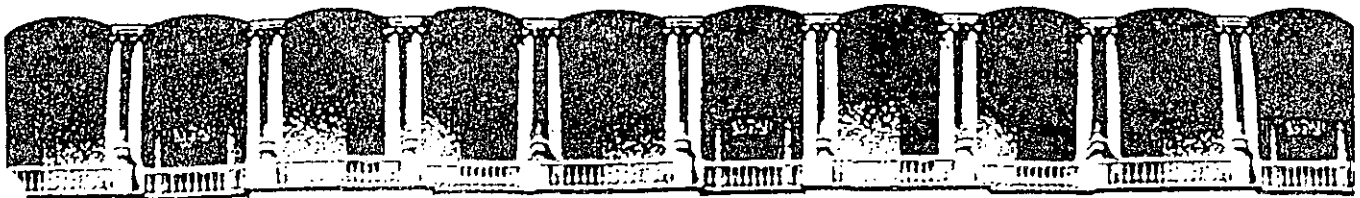
Figure 26. Thermal operating limits of standard capacitors.

### Further Information

Apparatus	Section
Capacitor units and accessories	39-410
Open rack equipments	39-420
Pole mounted equipments	39-430
Metal enclosed equipments	39-440
Secondary network equipments	39-450
Coupling capacitors and line traps	39-600

### Bibliography

Reference Number	Description
<b>General</b>	
1	Power Capacitors (book), R. E. Marbury, McGraw-Hill Book Co.
2	Transmission and Distribution Reference Book (book), Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, Pa.
3	AIEE Bibliography on Power Capacitors, 1925-1950, 1950-1952, 1952-1954, and 1954-1956.
<b>Economics of shunt capacitor installation</b>	
4	An Evaluation of Power Factor Correction on a System Basis, H. R. Tomlinson and R. O. Bigelow, AIEE Transactions, Vol. 73, 1954, pp. 1677-1684.
5	Loss Reduction From Capacitors Installed on Primary Feeders, N. M. Neagle and D. R. Samson, AIEE Transactions, Vol. 75, Pt. III, 1956, pp. 1200-07.
6	Power Capacitor Economics, W. H. Ferguson, Electric Light and Power, January, 1955.
7	Economic Merits of Secondary Capacitors, R. A. Zimmerman, AIEE Transactions, Vol. 72, 1953, pp. 694-697.
8	Analysis of Capacitor Application as Affected by Load Cycle, R. F. Cook, AIEE Transactions, Vol. 78, 1959, pp. 950-957.
9	Optimizing the Application of Shunt Capacitors for Var Control and Loss Reduction, R. F. Cook, AIEE Transactions, Vol. 79, 1960.
<b>Capacitor connections and switching</b>	
10	Extending the Use of Shunt Capacitors by Means of Automatic Switching, W. H. Cuttino, AIEE Transactions, Vol. 63, 1944, pp. 674-678.
11	Report on a Survey on the Connection of Shunt Capacitor Banks, AIEE Committee Report, AIEE Transactions, Vol. 77, Part III, 1958.
12	Capacitor Switching Phenomena, R. C. Van Sickle and J. Zaborsky, AIEE Transactions, Vol. 70, 1951, pp. 151-153.
13	Report on the Operation of Switched Capacitors, AIEE Committee Report, AIEE Transactions, Vol. 74, Pt. III, 1955, pp. 1255-1261.
14	Survey on Controls for Automatically Switched Capacitors, AIEE Committee Report, AIEE Transactions, Vol. 75, 1956, Pt. III, pp. 1388-1393.
15	Capacitor Switching Phenomena with Resistors, R. C. Van Sickle and J. Zaborsky, AIEE Transactions, Vol. 73, Pt. III, 1954, pp. 971-977.
16	Natural Frequency of Parallel Capacitor Banks, W. H. Cuttino and Miles Maxwell, AIEE Transactions, Vol. 75, 1956, pp. 662-666.
<b>Protection of shunt capacitor banks</b>	
17	Protection of Shunt Capacitor Banks, W. H. Cuttino, Westinghouse Engineering Data Letter, July, 1955.
18	Stack Type Capacitors for High Voltage Circuits, Westinghouse Instruction Leaflet 39-421-1, October, 1968.
19	Some Considerations in the Protection of High Voltage Capacitor Banks, N. R. Sheppard, N. R. Schultz and discussions, AIEE Transactions, Vol. 75, 1956, Pt. III, pp. 686-694.
<b>Resonance problems</b>	
20	Overvoltage and Voltage Inversion on Four Wire Circuits with Ungrounded Shunt Capacitors, W. H. Ferguson and F. N. McClure, Westinghouse Electric Corporation.
21	Transients in Power Systems (book), H. A. Peterson, John Wiley and Sons.



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

A N E X O

MAYO - 1992



# POWER CAPACITORS



## DISTRIBUTION CAPACITOR CONTROL - AN OVERVIEW

John E. Harder  
Advisory Engineer  
Westinghouse Electric Corporation  
Bloomington, Indiana

Presented at the  
Power Distribution Conference  
University of Texas  
Austin, Texas  
October 24-26, 1988

# USEFUL CAPACITOR FORMULAE

NOMENCLATURE : "C" = Capacitance (microfarads)  
 "V" = Voltage  
 "A" = Current  
 "K" = 1000

## A. Capacitors connected in parallel :

$$C_{total} = C_1 + C_2 + C_3 + \dots$$

## B. Capacitors connected in series :

1) For two (2) units

$$C_{total} = \frac{C_1 \times C_2}{C_1 + C_2}$$

2) For more than two (2) units

$$C_{total} = \frac{1}{\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \dots}$$

## C. Reactance - $X_c$ (Capacitive)

$$1) X_c = \frac{10^6}{(2\pi f)C}$$

$$2) X_c = \frac{KV^2 \times 10^3}{KVAR}$$

$$3) X_c = \frac{2653}{C} @ 60 \text{ HZ } (1 \mu\text{F} = 2653)$$

## D. Capacitance - C

$$1) C = \frac{10^6}{(2\pi f)X_c}$$

$$2) C = \frac{KVAR \times 10^3}{(2\pi f)(KV)^2}$$

## E. Capacitive Kilovars

$$1) KVAR = \frac{(2\pi f)C \times (KV)^2}{10^3}$$

$$2) KVAR = \frac{10^3 \times (KV)^2}{X_c}$$

## F. Miscellaneous

$$1) \text{ Power Factor} = \cos \theta = \text{KW/KVA}$$

SINGLE PHASE

$$2) \text{ KW} = \frac{V \times A \times \text{PF}}{10^3}$$

$$3) \text{ KVA} = \frac{V \times A}{10^3}$$

$$4) \text{ Line Current} = \frac{\text{KVA} \times 10^3}{V}$$

THREE PHASE

$$\frac{\sqrt{3} \times V \times A \times \text{PF}}{10^3}$$

$$\frac{\sqrt{3} \times V \times A}{10^3}$$

$$\frac{\text{KVA} \times 10^3}{\sqrt{3} V}$$



1942  
The first part of the report deals with the general situation in the country. It is noted that the economy is in a state of depression and that the government is unable to meet its obligations. The report also mentions that the population is suffering from food shortages and that the government is unable to provide adequate relief. The report concludes that the situation is dire and that the government must take immediate action to address the crisis.

The second part of the report discusses the political situation. It is noted that the government is weak and that there is a lack of unity among the different political groups. The report also mentions that the military is in a state of disarray and that there is a risk of a coup d'état. The report concludes that the political situation is unstable and that the government must take steps to restore order and stability.

The third part of the report discusses the social situation. It is noted that the population is suffering from poverty and that there is a high level of unemployment. The report also mentions that the government is unable to provide adequate social services and that the population is suffering from a lack of basic necessities. The report concludes that the social situation is dire and that the government must take steps to improve the living conditions of the population.

The fourth part of the report discusses the economic situation. It is noted that the economy is in a state of depression and that the government is unable to meet its obligations. The report also mentions that the population is suffering from food shortages and that the government is unable to provide adequate relief. The report concludes that the economic situation is dire and that the government must take immediate action to address the crisis.

The fifth part of the report discusses the military situation. It is noted that the military is in a state of disarray and that there is a risk of a coup d'état. The report also mentions that the government is unable to provide adequate military support and that the population is suffering from a lack of basic necessities. The report concludes that the military situation is dire and that the government must take steps to restore order and stability.

The sixth part of the report discusses the international situation. It is noted that the country is in a state of isolation and that there is a lack of support from the international community. The report also mentions that the government is unable to provide adequate international relations and that the population is suffering from a lack of basic necessities. The report concludes that the international situation is dire and that the government must take steps to improve its relations with the international community.

capacitor banks installed over a period of time would provide for a reasonably optimum system performance, i.e., where the additional cost for more capacitors could not be justified by the further improvement in system losses, reduction in power factor penalty, or voltage performance.

The deployment of capacitors is often based on system requirements near peak load, with contingencies (lines or generators out of service). In the case of a distribution utility that is also a power purchaser, the capacitor deployment may be based on meeting requirements of a power supply contract or minimizing the power bill. In either case, the role of the capacitor controls is to maintain the best set of capacitors in service under varying load and system operating conditions.

### Selecting the Control Strategy

In general, the simplest system which will provide adequate performance has operating advantages in terms of (1) high reliability, (2) ease of understanding and (3) minimum maintenance requirements. Further, a number of independent controllers at individual capacitor locations may provide higher reliability than one grandiose non-redundant central controller which may leave many capacitors in or out of service because of a single controller problem.

The selection of the appropriate control(s) for a given system is thus related not only to the optimization of losses and voltage, but also to considerations of system operation, reliability, and maintainability.

In this kind of an operating environment, one strategy is to build a system of controls starting with the simplest possible controls at individual switched capacitor locations. Additional sophistication for improved system operation can be used to modify this automatic system which a central controller might communicate with strategic capacitor locations.

### Individual Capacitor Bank Controls, Their Application

If one is able to consider the power system as a whole, probably the simplest, most effective control for the switching of capacitors is a voltage control. A simple voltage relay can be used to switch the capacitor on if the voltage drops below a preset level and switch the capacitor off above a second preset level.

On a power system, the drop in voltage from one point to another is usually caused by the reactive

current flowing through the inductive reactance of the system. Stated another way, on a power system whose impedance is dominated by the reactance ( $X/R$  greater than about 3), the power flow between two points is primarily related to the voltage angle between the two points; the reactive current flow is primarily related to the voltage difference between the two points. Low voltage on a power system is directly related to the need for capacitor voltage support (power factor correction). Placing capacitors strategically throughout the power system with voltage controls to maintain a flat voltage profile will both provide excellent voltage conditions and minimize var flow, i.e., all of the system will be operating at high power factor. Minimizing var flow also minimizes system  $I^2R$  losses, optimizing system efficiency. Thus, utilizing voltage control throughout the system is a very simple and effective way of controlling capacitors.

When operating a distribution substation area with voltage controls, the sizes of the individual banks are usually chosen to limit the voltage change at the substation bus when switching the capacitors to a certain preset limit, of the order of 1%. The voltage change at the capacitor location out on the system may be somewhat higher (3%), depending on the flicker requirements of the operating utility.

If a voltage regulator is used in the substation, the dead band of the regulator is opened up to allow the capacitors to control voltage with the regulator used only for back up. The regulator compensator is not used.

While voltage controls provide for simple efficient operation of large integrated power systems, they may not be effective in minimizing the power bill to a power purchaser. At a substation the voltage may rise because of load rejection in other parts of the transmission system. From an overall system viewpoint, it would be desirable to remove capacitors from the distribution system in that area to hold the transmission voltage down. Unfortunately, this may occur at a time when the purchaser is at near peak load, removing the capacitors may cause a severe penalty in the power bill. Under these conditions, it may be desirable to use a voltage regulator or load tap changing transformer to precisely control distribution bus voltage, use voltage controls only on those capacitors far enough from the substation that inductive currents will cause a significant voltage drop, and use other means for controlling capacitors close to the substation.

Figure 1 illustrates schematically the connection and typical adjustments for voltage controlled capacitors on a distribution feeder. Additional suggestions concerning the setting are made later

### Var or Reactive Current Controls

Controls which determine the var loading or reactive current at a given point on the system can be used to control the switching of capacitors to minimize this reactive current. Controls operating on reactive current are responsive to the power factor of the load and thus will differentiate between the resistance heating and air conditioning condition mentioned under controls. It does not, like the current control, determine the need for capacitance in the vicinity of the capacitor, but on the source side of the current transformer used to measure reactive current.

The need for both current and voltage inputs and a slightly more complex adjustment procedure make the var control slightly more expensive and difficult to maintain, but it is more responsive to actual system var requirements than the current control.

Figures 3 and 4 illustrate typical connections and settings for distribution capacitors utilizing var or reactive current controls.

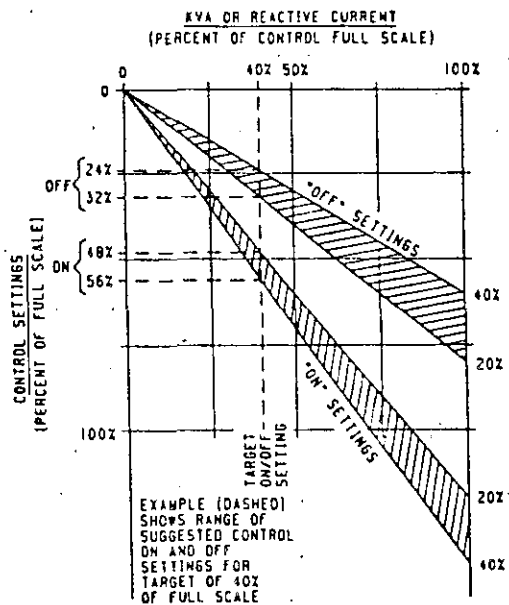
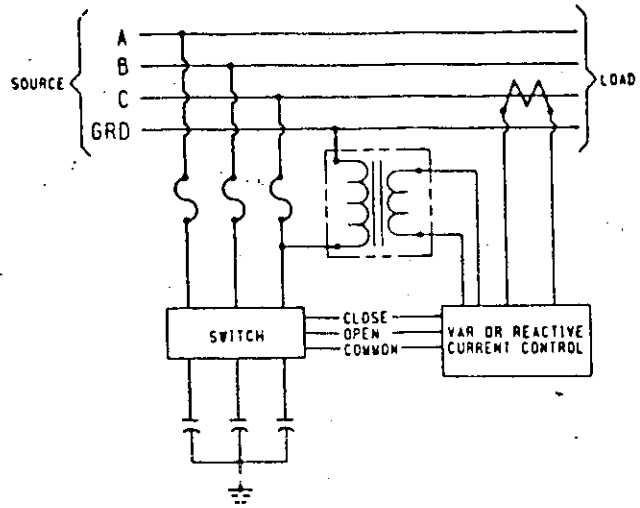
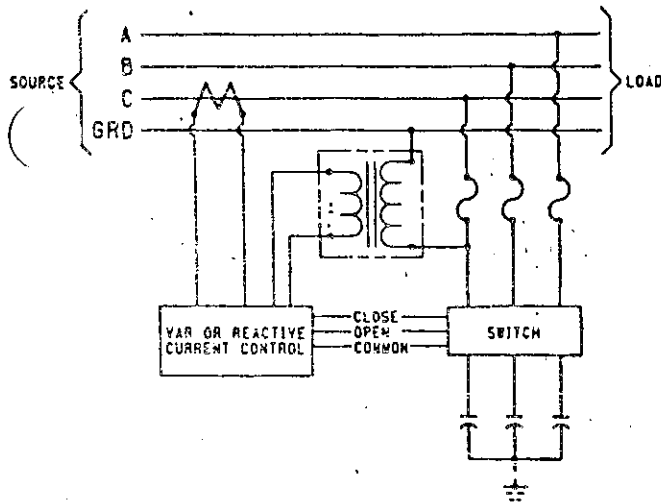


Figure 4. Typical var or reactive current control with capacitor on source side of control, well grounded system.

Often multi step var controls are used, for instance, at a distribution substation to switch steps of capacitors on and off in response to changing system requirements. One controller is thus used to control a number of "steps" of capacitors, to maintain high power factor at a point on a system. Of course, capacitors at the distribution substation do not minimize losses on the distribution feeders.

### Power Factor

While it is desirable to operate the system at high power factor, a controller which would sense power factor is not a desirable device to control capacitors. Some loads are very low power factor at low load. A relatively high power factor near peak load may represent a much larger var requirement than

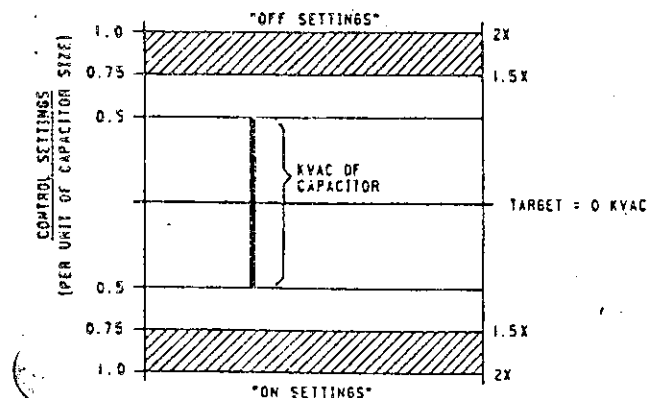


Figure 3. Typical var or reactive current control with capacitor beyond control, well grounded system.

Power capacitors, switched and fixed, are deployed strategically on a distribution system. A modest number of installations is used in order to ensure satisfactory voltage conditions and a reasonably low level of losses, with an acceptable investment in capacitors and controls. The present low cost of power capacitors relative to the cost of system losses will usually justify a slightly larger number of smaller, switched capacitor installations in order to maintain lower losses (and a better voltage profile) over a wide range of system operating conditions.

For some utilities, it may not be economical to provide enough capacitors on a distribution feeder for 100% power factor and nearly flat voltage profile at peak load, particularly if the peak load duration is very short. Depending upon the duration of the peak and the cost of capacitors relative to the cost of losses, it may be economical to provide capacitors only for (for instance) 95%-98% power factor at peak load. Some utilities may place capacitors on the distribution system to compensate also for the reactive contribution of the substation transformer and to provide some reactive support for the transmission system, and thus find it desirable to provide capacitors for a very high or slightly leading power factor at peak load on the distribution system. From an availability standpoint, also, some all excess in installed capacitance is probably desirable to offset any capacitors which may be out of service.

Once the capacitors are deployed on the distribution system, the objective is to operate the system as efficiently and reliably as possible. If considering losses only, the system target power factor will be unity. This target cannot be hit precisely since the capacitors are finite size, so the system will actually be slightly lagging or slightly leading, but centered around 100% power factor.

Some utility systems are operated such that the reactance (lagging) of the distribution system is used to offset the capacitance of the transmission system for light load conditions. For this mode of operation, it is desirable for the distribution system to operate at a very low power factor, lagging, at periods of very light load. At minimum load capacitors are not usually required to maintain an adequate voltage profile. For a system operated in this mode, the target power factor will be very high at peak load and very low at light load, requiring that most of the capacitors on the system be switched. As a power purchaser, the usual contract does not provide any incentive to maintain low power factor at light load, so the usual capacitor mix will have fixed capacitors applied for slightly leading power factor at minimum load.

Peak load conditions will usually require essentially all available capacitors to be switched on. Minimum load conditions will usually require essentially all switched capacitors to be turned off. The control strategies for maximum and minimum load are relatively trivial. The challenge is to identify the simplest strategy to assure a near optimum set of capacitors for all intermediate load conditions, especially intermediate load conditions which will persist for long periods of time.

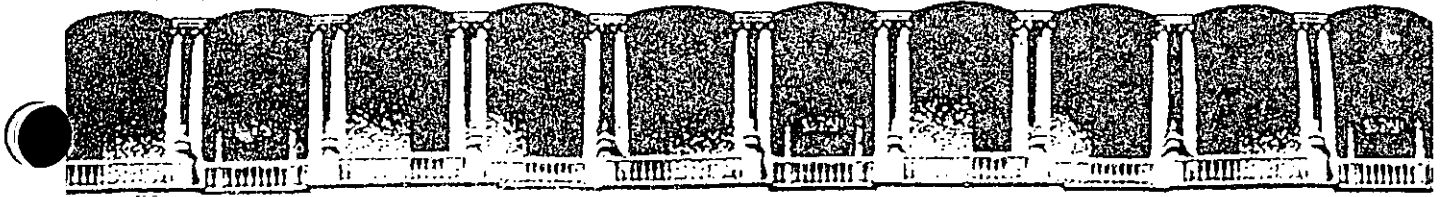
### Cold Load Pickup

On first energizing a feeder, there is a substantial demand for kVAC. The initial magnetizing currents for the transformers plus the starting of all motors substantially increases the var requirement. In addition, the overall feeder loading is usually high following an extended outage. Where it is easily accomplished, all capacitors should be in service on initial energization to minimize circuit loading and maintain acceptable voltages. After the normal time delay of the controls, they can "take over" control of the var supply. This desirability for having all capacitors in service does not justify any additional control complexity unless a feeder has a cold load pickup "problem".

### Setting of Controls

As mentioned earlier, appropriately set voltage controls automatically provide capacitance approximately as needed to maintain near unity power factor. Simplest operation probably dictates targeting the same voltage at all points on the system. Very slightly reduced losses may be achieved by using slightly lower target voltages at long distances from the substation, the improvement in most cases will not justify the additional complexity of studies and instructions required. It is much simpler to target all installations at the same voltage, adjust the bandwidth to 1.5-2 times the voltage change that will occur with switching the capacitor at that location, and accepting a small increase in losses over optimum.

The usual current and var controls are based on a current measurement at the capacitor location, and do not include the effects of loads or taps on the source side of the capacitor location. The capacitor itself provides system compensation for all loads in the vicinity of the capacitor, including loads on the source side. For a branched distribution system, it is usually desirable to treat the current or var measurement as a sample for predicting the total var requirement in the vicinity of the capacitor.



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

**SISTEMAS DE TIERRAS EN REDES DE DISTRIBUCION**

**ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY  
ING. RAFAEL LOPEZ GALLEGOS**

**MAYO - 1992**

Se recomienda una relación:

$$\frac{a}{b} = 20$$

Donde "b" es generalmente de 50 cm y "a" de 10 metros.  
Entonces la Resistividad será:

$$\rho = 2 \pi ar \quad (\text{Ohms-metro})$$

**NOTA:**

Se deben efectuar varias mediciones dependiendo del tamaño del terreno.

### Resistencia a tierra

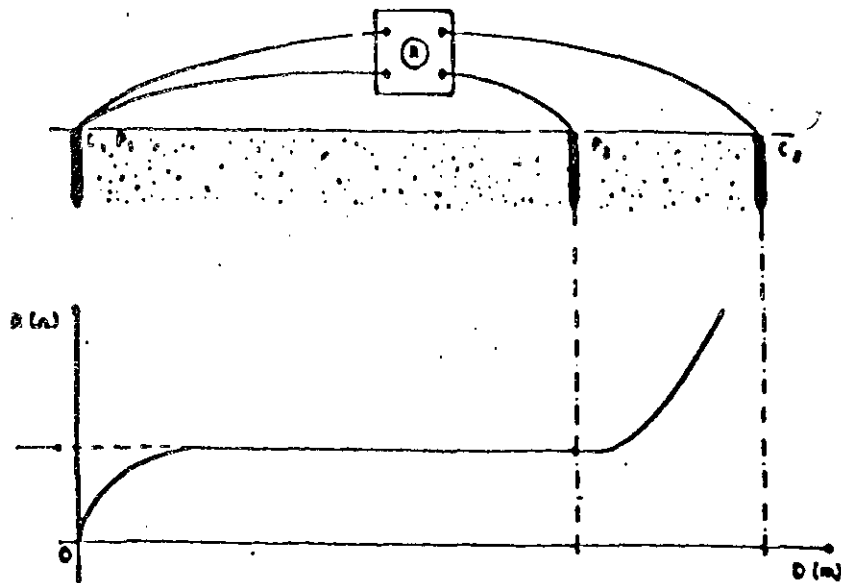
El suelo es un conductor eléctrico y su conductividad depende de su composición, por ejemplo; los suelos completamente secos o los formados por roca son poco o nada conductores, es decir tienen una alta resistividad, en cambio los metales son buenos conductores.

La resistencia a tierra de un electrodo está dada por la suma de varias resistencias; la de contacto en las conexiones, las propias del electrodo, la del electrodo y el medio que lo rodea y por último la que presenta el terreno, de todos éstos factores solo la que presenta el terreno es apreciable ya que las tres primeras son muy bajas.

### Medición de Resistencia a tierra

Los electrodos se utilizan generalmente para aterrizar; subestaciones de potencia, torres de transmisión y sistemas de distribución. El método aquí descrito es el de "la caída de tensión".

Consiste en circular una corriente entre dos electrodos fijos, uno auxiliar ( $C_2$ ) y el otro el de prueba ( $C_1$ ), midiendo la caída de tensión entre otro electrodo auxiliar ( $P_2$ ) y el electrodo bajo medición ( $P_1$ ), este segundo electrodo auxiliar se va desplazando y conforme se mueve se van tomando lecturas y graficando hasta obtener una figura como la siguiente:



### METODO DE CAIDA DE TENSION

El valor de resistencia a tierra de la red es el que se obtiene en la intersección del eje de resistencia ( $R$ ) con la parte paralela de la gráfica al eje de las distancias ( $D$ ).

Si la curva no presenta un tramo paralelo, quiere decir que la distancia escogida no es suficiente.

Actualmente se encuentran equipos de medición que solo traen tres bornes de prueba, con cables calibrados a cierta distancia y se conectan de la siguiente manera; verde al electrodo de prueba ( $C_1, P_1$ ), amarillo al electrodo auxiliar ( $P_2$ ) y rojo al electrodo auxiliar ( $C_2$ ).

La lectura en estos casos es directa. En los casos en que el electrodo bajo prueba se encuentra conectado de alguna forma al hilo de guarda, será necesario desconectarlo para efectuar la medición.

### Sistemas de tierras en terrenos de baja resistividad

La ciudad de México está asentada en su mayor parte sobre terreno de baja resistividad ya que en sus orígenes fue un lago, debido a esto es posible normalizar las formas de aterrizado y para colocar una tierra efectiva solo hay que recurrir al montaje correspondiente.

## Sistemas de tierras en terrenos de alta resistividad

Como ya se mencionó en la ciudad de México solo hay algunas zonas de alta resistividad, así tenemos que en el sur hay roca, tepetate en el poniente y algunas zonas aisladas con roca, tepetate, arena, relleno para éstos casos los electrodos de tierra normalizados no dan un valor adecuado o sea un máximo de resistencia a tierra de 25 Ohms, en época de estiaje, para lograrlo se tienen varias formas, las cuales se describen en los incisos siguientes:

### Electrodos profundos

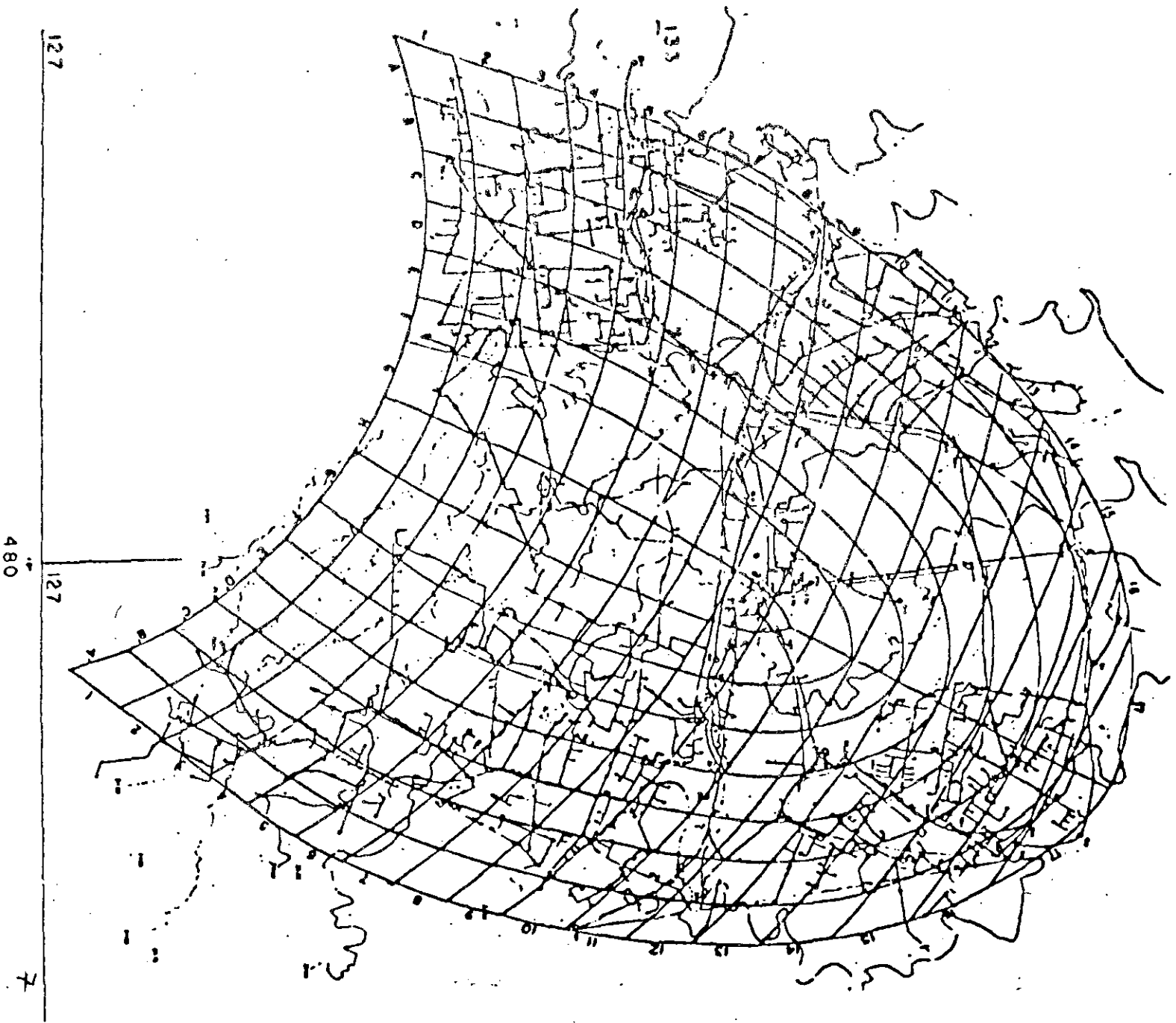
este método consiste en efectuar perforaciones profundas hasta encontrar terrenos de baja resistividad o niveles freáticos, dando buenos resultados, los primeros electrodos profundos con fines eléctricos de que se tiene conocimiento en México se instalaron en el centro comercial Ferisur, posteriormente en el año de 1981, la compañía de Luz y Fuerza del Centro adoptó este método para aterrizar los alimentadores OLI-22 y CON-23X que llegan al canal 13 de televisión, a partir de 1983 se usan en los cables del metro en la línea 3 Sur-Sur que llega a la Universidad, en los seccionadores de la zona, en las mufas de los alimentadores de la subestación Odón de Buen y por último, los alimentadores de la misma.

De este método de aterrizar los sistemas eléctricos podemos decir que aún siendo efectivo es demasiado costoso, debido principalmente a que los equipos de perforación tienen un costo elevado.

El equipo de perforación utiliza una broca troncocónica de tungsteno con un inyector de agua a presión que enfría a la broca, la perforación es de 3 pulgadas de diámetro, la broca se coloca en el extremo de un tubo el cual la hace girar, los tubos tienen 3 metros de largo y se pueden ir acoplando hasta alcanzar la longitud deseada.

Al ir introduciendo la tubería se va midiendo la resistencia a tierra hasta alcanzar el valor deseado, si la perforación llega a 100 metros se debe de suspender ya que a mayor profundidad se corre el riesgo de una ruptura en la tubería, con la pérdida irreparable del material. S





0 PROFUNDIDADES ESTIMADAS 0

---

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
A	80	70	60	50	40	40	40	40	40	30	10	10	10	20	10	10	10	////
	90	80	70	60	50	50	50	50	50	40	20	20	20	30	20	20	20	////
B	80	80	80	80	70	60	50	40	30	30	30	10	10	10	10	10	10	////
	90	90	90	90	80	70	60	50	40	40	40	20	20	20	20	20	20	////
C	90	80	80	70	70	40	30	30	30	30	10	10	10	10	10			////
	100	90	90	80	80	50	40	40	40	40	20	20	20	20	20			////
D	90	90	90	80	70	80	30	30	20	20	20	20	20	20				////
	100	100	100	90	80	90	40	40	30	30	30	30	50	50				////
E	90	90	90	90	80	80	30	40	40	40	40	60	60					////
	100	100	100	100	90	90	40	50	50	50	50	70	70					////
F					80	70	40	10	20	30	60	60						////
					90	80	50	20	30	40	70	70						////
G									40	40	40							////
									50	50	50							////
H									50	40								////
									60	50								////
A*	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	////
	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	////
B*									10	10	30	30	30	30	30			////
									20	20	40	40	40	40	40			////
C*									10	10	30	30	40	40				////
									20	20	40	40	50	50				////
D*									20	20	30	40	40					////
									30	30	40	50	50					////
E*									20	30	50	40						////
									30	40	60	50						////
F*									10	20	30	40						////
									20	30	40	50						////
G*									30	40	40							////
									40	50	50							////

NOTA:

Las coordenadas con los cuadros en blanco tienen una profundidad estimada promedio de 50 metros.

## Electrodos Múltiples

Consiste en colocar varios electrodos de 3 metros de longitud en forma vertical en diferentes configuraciones, espaciados una distancia (generalmente de 3 metros) uno del otro y conectados entre si con conductor desnudo, los arreglos más comunes son:

### ARREGLO

### VALORES ESPERADOS



Dos electrodos en paralelo reducen al 55% la resistencia de uno.



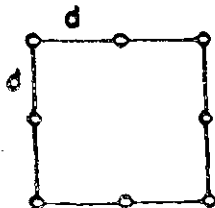
Tres electrodos en linea recta reducen al 35%.



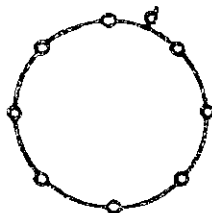
Tres electrodos en delta reducen al 38%.



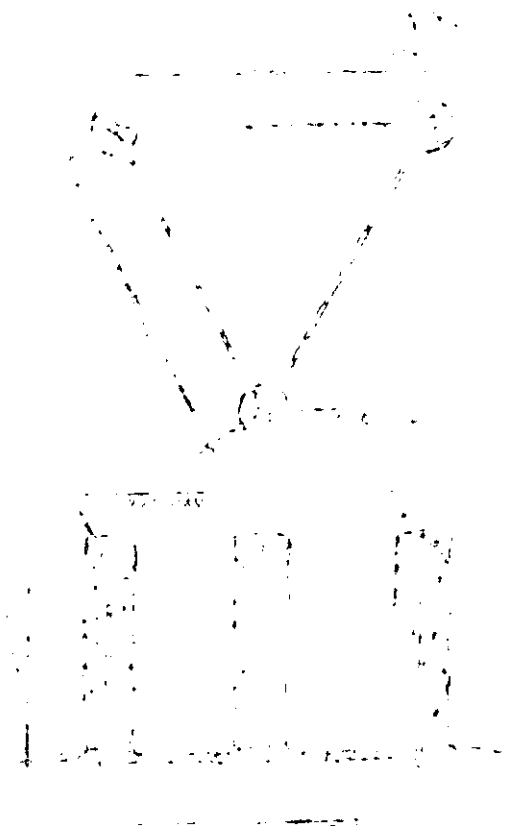
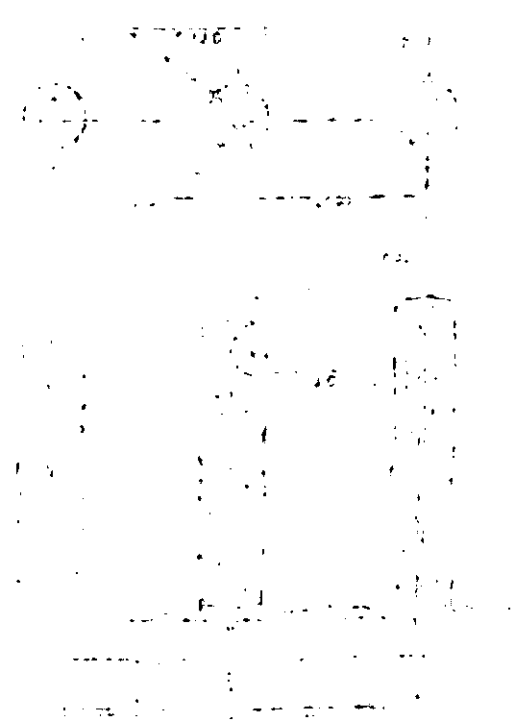
Cuatro electrodos en cuadro reducen al 28%.



Ocho electrodos en cuadro reducen al 17%.



Ocho electrodos en circulo reducen al 16%.



This drawing is a technical illustration of a mechanical component, likely a pump or engine part. It shows the component in two different views: a perspective view on the left and a more detailed view on the right. The component consists of a cylindrical body with various ports and a central shaft-like structure. The drawing is a technical illustration, showing the component in two different views: a perspective view on the left and a more detailed view on the right.

1	2
3	4
5	6
7	8
9	10

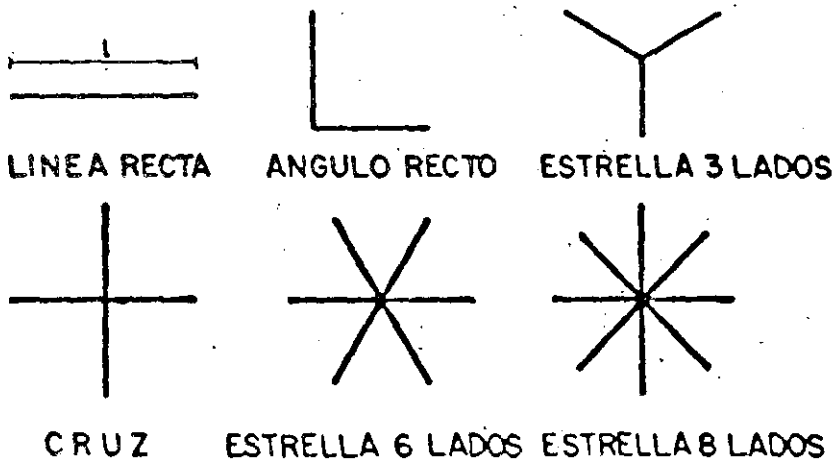
TECHNICAL DRAWING

This drawing is a technical illustration of a mechanical component, likely a pump or engine part. It shows the component in two different views: a perspective view on the left and a more detailed view on the right. The component consists of a cylindrical body with various ports and a central shaft-like structure. The drawing is a technical illustration, showing the component in two different views: a perspective view on the left and a more detailed view on the right.

## Electrodos Horizontales

Es un método usado ampliamente en subestaciones de potencia, consiste en instalar un conductor de cobre desnudo enterrado a una profundidad que va de 50 a 100 centímetros. Generalmente en las subestaciones se instala una malla cuadriculada, sin embargo en redes de distribución los arreglos más comunes son:

### ELECTRODOS HORIZONTALES



Donde la longitud por lado ( l ) puede ser de 50 metros o mayor.

Esta alternativa es una buena solución para el problema de referencia, sin embargo presenta el inconveniente de requerir una canalización que en ocasiones resulta muy costosa.

Su aplicación en los sistemas de distribución se reduce a fraccionamientos y conjuntos habitacionales ya que su instalación requiere de espacio y las obras subterráneas en este tipo de construcciones son de longitudes grandes, el conductor se instala en las canalizaciones que se hacen para alojar a los cables de mediana tensión, como se muestra en las figuras siguientes, que son ejemplos de aplicación. 3

A continuación se dan dos métodos diferentes para calcular una malla de tierras con electrodos horizontales.

Método 1. -Aplicando la fórmula de Laurent.

En este método se considera a la red de tierras como si estuviera en disposición circular, aprovechando que los circuitos en anillo tienen una configuración similar

Los datos que se requieren para hacer uso de esta fórmula son; la resistividad del terreno ( $\rho$ ), la longitud del circuito de media tensión y en el cual se debe alojar el cable de tierra ( $L$ ), el radio aproximado del anillo ( $r$ ).

La fórmula es:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde R es el valor de la resistencia a tierra de la red.

Ejemplo:

En el diseño de la red de tierras de un fraccionamiento en la zona sur de la ciudad de México, con suelo formado por roca volcánica se analizaron varias alternativas, como son; electrodos profundos, electrodos múltiples, electrodos químicos y electrodos horizontales, escogiéndose éstos últimos por su bajo costo y su baja resistencia a tierra, el costo en por unidad tomando como referencia a los electrodos profundos fue de 0.58 y el valor de resistencia a tierra calculado por este método fue de 3.6 Ohms.

Los datos necesarios para el cálculo son; longitud del circuito de mediana tensión 11,500 metros, radio de curvatura del anillo 1,000 metros aproximadamente, resistividad de la roca 10,000 Ohms-metro.

Aplicando la fórmula tenemos:

$$R = \frac{10,000}{4 \times 1,000} + \frac{10,000}{11,500}$$

Para valores de s/L pequeños donde:

$\rho$  = Resistividad en Ohms-metro.

L = Longitud del conductor enterrado dividido entre 2 (metros).

s = Profundidad del conductor por 2 (metros).

a = Diámetro del conductor (metros).

### Ejemplo:

En un conjunto habitacional en el sur de la ciudad de México se planteó la necesidad de efectuar un estudio de resistividad, debido principalmente a que el terreno es muy heterogéneo, encontrándose roca, tepetate y rellenos entre otros.

La construcción de los edificios se efectuó en dos etapas, coincidiendo la primera con terreno de baja resistividad en su mayor parte y con algunas zonas localizadas de tepetate, rellenos y roca, no encontrándose grandes problemas en el aterrizado efectivo.

La segunda etapa de construcción coincidió con terreno formado por roca por lo que se procedió a efectuar el estudio correspondiente.

### ANTECEDENTES:

El circuito de mediana tensión está formado por un anillo con dos transiciones, con una longitud de 1660 metros, con 11 transformadores tipo pedestal, alimentados en 23 kV.

Aplicando la fórmula anterior, donde:

a = 0.006 metros (diámetro del cud 4/0)

s = 1.00 metros (profundidad por 2)

L = 830 metros (longitud entre 2)

$\rho$  = 5,700 Ohms-metro (resistividad de la roca)

$$R = \frac{5,700}{4 \times \pi \times 830} \left[ \text{Log}_e \frac{4 \times 830}{0.006} + \text{Log}_e \frac{4 \times 830}{1.00} - 2 \right]$$

16

R = 10.6 Ohms.





Otro ejemplo de la aplicación de electrodos horizontales en unidades habitacionales se encuentra en el cerro denominado "El Tenayo" en el norte de la ciudad de México, dicho cerro esta compuesto por roca ignea extrusiva de tonalidad rosácea.

El proyecto eléctrico consiste de una mezcla de redes híbrida y radial, se colocará un conductor de cobre desnudo 2/0 AWG en lugar de cable neutro de la baja tensión. El calibre es adecuado inclusive para una corriente de corto circuito que se calculó y que es de aproximadamente 1,500 amperes.

Tras de un estudio Técnico-Económico se decidió efectuar dos redes, figuras (1,2).

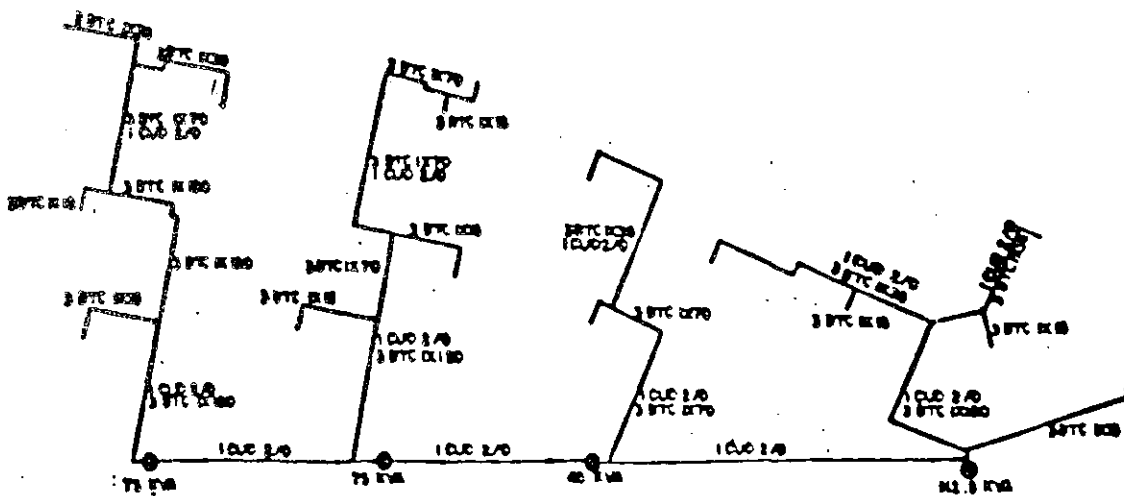


FIGURA 1 INTERCONEXIÓN DE LAS REDES DE TIERRA DE CADA TRANSFORMADOR.

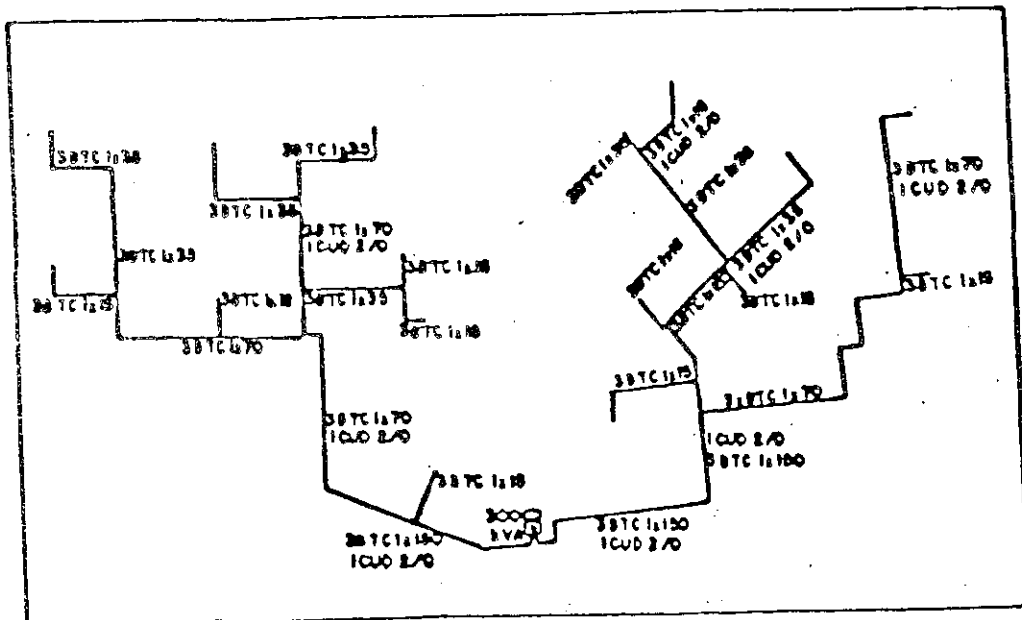


FIGURA 2 RED DE TIERRAS DEL TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL DE 300 kVA

En la primera se unen cuatro transformadores tipo poste, llevando el conductor desnudo por un costado de la canalización de alumbrado o la de teléfonos uniendo los neutros del transformador y los circuitos de baja tensión, la segunda red, consiste de un transformador tipo pedestal de 300 KVA.

Utilizando la fórmula del electrodo y su imagen; Donde:

R = 5,700 Ohms-metro (resistencia a tierra de la red)

L = 560 y 570 metros respectivamente (longitud del conductor entre 2)

a = 0.01051 metros (diámetro del conductor)

s = 0.5 metros (profundidad del conductor por 2)

Sustituyendo estos valores en la fórmula tenemos:

$$R = \frac{5,700}{4 \times \pi \times 280} \left[ \text{Log}_e \frac{4 \times 280}{0.01051} + \text{Log}_e \frac{4 \times 280}{1.00} - 2 \right]$$

R = 26.88 Ohms. Para la primera red

$$R = \frac{5,700}{4 \times \pi \times 285} \left[ \text{Log}_e \frac{4 \times 285}{0.01051} + \text{Log}_e \frac{4 \times 285}{1.00} - 2 \right]$$

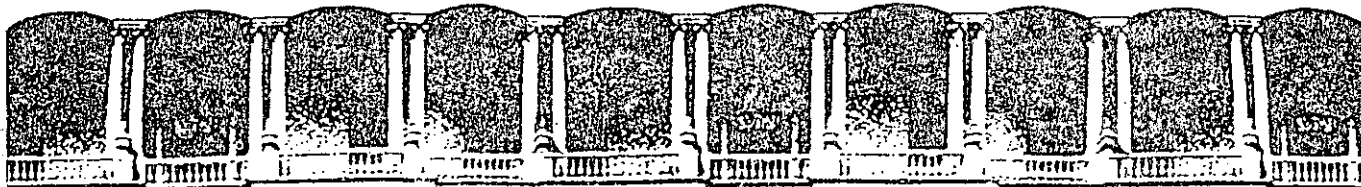
R = 26.45 Ohms. Para la segunda red

### Conclusiones:

Los sistemas de tierra adecuados permiten:

- a).-Mejorar la confiabilidad del servicio.
- b).-Proporcionar seguridad para el personal operativo.
- c).-Asegurar un buen funcionamiento de los equipos de media y alta tensión
- d).-Obtener una operación de las protecciones contra sobrecorrientes y sobretensiones.
- e).-Otorgar buena regulación en las redes de baja tensión evitando fallas en los equipos domésticos.

En terrenos normales es decir con una resistividad baja (100 Ohms-metro o menos) el aterrizado del equipo se encuentra normalizado y generalmente es con uno o dos electrodos de copper-weld de 3 metros de longitud.



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

*CURSOS ABIERTOS*

*DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA*

*PROTECCION DE ESTRUCTURAS CONTRA  
DESCARGAS ATMOSFERICAS*

*ROBERTO ESPINOSA Y LARA  
GUILLERMO LOPEZ MONROY  
MARIO SOSA RANGEL  
VICTOR GUARDIOLA T.*

*MAYO - 1992*

- DESCARGA ASCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA ASCENDENTE NEGATIVA
- DESCARGA DESCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA DESCENDENTE NEGATIVA

La descarga descendente positiva es de gran energía y se le conoce como superrayo y por lo general se dan en invierno; son de poca frecuencia. Las descargas ocurren durante las tormentas de arena, hielo, nieve, en erupciones volcánicas, en explosiones nucleares, con cielo limpio y azul.

Las nubes llegan a alcanzar hasta 12 km. de altura y la tormenta dura de media a una hora en promedio con 2 ó 3 descargas por minuto. Existen diferentes teorías, por ejemplo la del Dr. Simpson que dice que al elevarse el vapor de agua por el efecto de convección y alcanzar cierta altura donde la temperatura varía entre  $0^{\circ}$  y  $-20^{\circ}$  C, se forman gotas de agua que al aumentar de tamaño se parten por la acción del viento, dando lugar al proceso de electrificación.

El rayo generalmente se compone por varias descargas sucesivas que pueden alcanzar tiempos hasta de medio segundo; sin embargo, el ojo humano no logra distinguir este fenómeno observándolo como si fuera una sola descarga. Al producirse el trueno, el aire se desplaza súbitamente provocando un ruido característico.

En algunos países como en Estados Unidos y Canadá se tienen mapas cerámicos con datos sobre el número de descargas y sus características; sin embargo, en forma práctica podemos esperar cinco descargas por kilómetro cuadrado al año.

Algunos de los parámetros más comunes de las descargas atmosféricas y que son utilizados en el diseño de las protecciones se dan en la tabla 1:

TABLA 1

CARGA	De décimas a cientos de Coulombs
CORRIENTE	De 20 a 30 kA promedio y hasta 340 kA
POTENCIAL	De 10 a 15 millones de voltios
ANGULO DE INCIDENCIA	De $45^{\circ}$ a $90^{\circ}$

Las estructuras elevadas son las más susceptibles para recibir descargas atmosféricas, incluso pueden recibirlas en los costados cuando superan los 23 metros, debido a esto su protección difiere de las demás.

Los rayos son capaces de originar incendios cuando producen el calor suficiente para generar la ignición de los materiales combustibles o cuando producen un arqueo en lugares de fácil combustión.

### DESCARGAS ARTIFICIALES

Se mencionó con anterioridad que las descargas atmosféricas son fenómenos naturales inevitables, sin embargo, hace muchos años, Benjamín Franklin logró producir una descarga valiéndose de un cometa, por lo que podemos decir que una descarga es artificial si es provocada por el hombre o por algún objeto fabricado por él.

Por medio del radar se detectó que los aviones pueden provocar descargas al introducir un conductor en un campo eléctrico elevado.

Una estructura que tiene 250 m o más tiende a provocar la descarga y a más altura se presentarán mayor número de descargas. Esto quedó demostrado al comparar el número de descargas en dos torres, una de 200 m de altura y otra de 400 m para una misma temporada de lluvias; la primera recibió 2 descargas mientras que la segunda recibió 12 impactos.

En 1963 el vuelo 707 de Boeing a 1,600 m de altura fue impactado por una descarga cerca de ELKTON, MARYLAND causando la muerte de todos sus ocupantes; aparentemente la descarga tocó las alas del avión causando un incendio en el combustible. En 1969 fue lanzado el cohete Apolo 12 en el Centro Espacial Kennedy de Florida. A los 36.5 segundos se provocó una descarga y a los 52 segundos una segunda dañando 9 instrumentos sensores de estado sólido, perdiendo momentáneamente la comunicación, iluminación, etc. En 1987 en Florida, Cabo Cañaveral la nave espacial Atlas Centauro 67 a 4,000 mts. de altura provocó una descarga con sus daños cosecuente. Esto, aunque no es de incumbencia en las estructuras aterrizadas, tiene su importancia debido a la cantidad de recursos económicos que se han destinado al estudio de los fenómenos atmosféricos a partir de estos accidentes.

### PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

Se conoce que la protección contra descargas atmosféricas es necesaria para evitar daños materiales o humanos; sin embargo, las descargas directas no son frecuentes en líneas de distribución o en casas habitación en las ciudades, donde hay edificios elevados que brindan un blindaje natural;

La conexión de la bajada debe ser buena en ambos extremos, en la punta y en el electrodo de tierra, ya que se dan casos en que esta conexión se corroe, se corta ó rompe, etc.

La localización de las bajadas depende de la ubicación de las terminales aéreas, el tamaño de la estructura protegida, la ruta más directa, la seguridad contra daño o desplazamiento, la localización de cuerpos metálicos, tuberías de agua, el electrodo de tierra y las condiciones del terreno.

La distancia promedio entre bajadas no debe exceder de 30 m. y no deben presentar dobleces con ángulos de 90° o menos, esto se ilustra en la fig. 3.

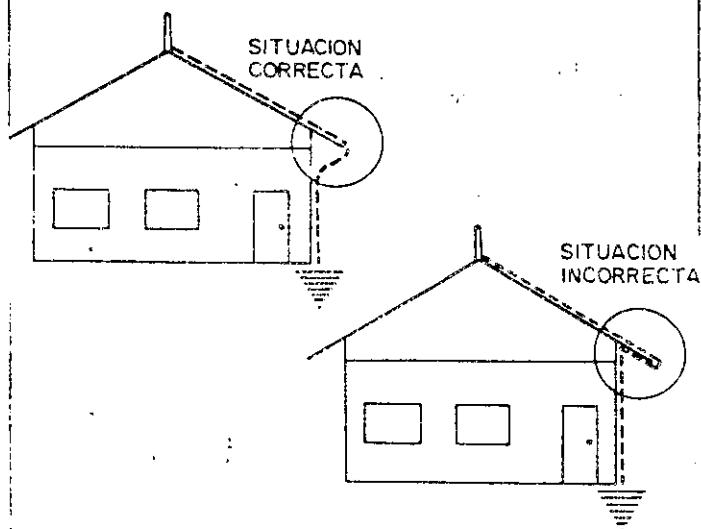


Figura 3 - FORMA DE DAR DOBLES AL CONDUCTOR DE BAJADA

**Electrodo de tierra.** Este elemento es tan importante como los anteriores y desgraciadamente no se le da la atención que requiere ya que va enterrado y por tanto, oculto y difícil de revisar, y si a esto le agregamos que en algunos casos existen terrenos de resistividad elevada, el problema se agrava aún más.

El Código Nacional Eléctrico (N.E.C.) recomienda una resistencia a tierra máxima de 25 ohms y el Código Británico 10 ohms como máximo.

Para una resistencia de tierra de 10 ohms, se requieren claros de cerca de 3.3 m. entre el conductor del pararrayos y cualquier tubería de agua u otro servicio. El reglamento N.E.C., no es tan estricto en este aspecto y solo pide 1.83 m.

Para lograr los valores de resistencia a tierra adecuados en terrenos de alta resistividad, se puede recurrir

a varios métodos de aterrizaje como son:

- Electrodo profundos
- Electrodo múltiples
- Electrodo horizontales
- Electrodo químicos

**PROTECCION DE ESTRUCTURAS ORDINARIAS**

Las estructuras ordinarias son aquellas que se pueden proteger en forma sencilla como: edificios dedicados a vivienda, casas de campo, comercios, industrias, granjas, residencias, etc. y que no tienen una altura mayor a 23 m.

La protección se logra con un blindaje compuesto por puntas separadas cada 6 m. con una altura de 25 cm. y con dos bajadas a tierra como mínimo.

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	9.5	X	12.7
TUBULAR (espesor)	X	15.9 0.8	X	15.9 1.6

CONDUCTOR	COBRE	CALIBRE	ALUMINIO	CALIBRE
PRINCIPAL	X	17 AWG	X	14 AWG
CONEXIONES	X	16 AWG	X	14 AWG

**PROTECCION DE ESTRUCTURAS ESPECIALES**

Una estructura especial es aquella que requiere de mayores cuidados para su protección, debido a su contenido, uso, altura, etc. tales como: museos, edificios históricos, transmisoras de radio o T.V., antenas de radar, instalaciones de telecomunicaciones, industrias de pintura, papel, textiles, huleras, químicas, refinerías, hospitales, depósitos de combustibles, polvorines, edificios elevados o que en su interior contengan equipos sensibles, etc.

Los edificios que tienen más de 23 metros de altura tienen el riesgo de recibir descargas en sus costados, y los de 250 m. o más propician las descargas.

Los materiales usados en la protección deben cumplir con los siguientes requisitos:

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	12.7	X	15.9

depósitos, como se muestra en la figura 5:

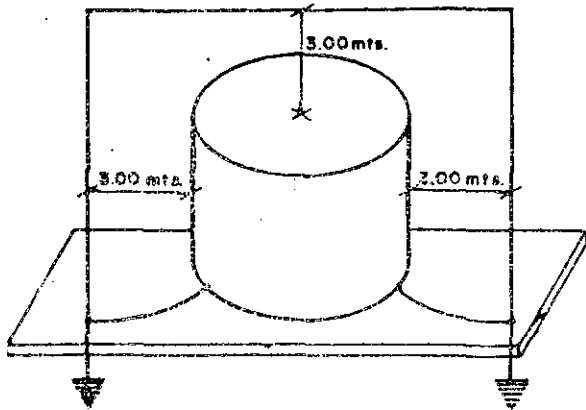


Figura 5 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE CON BLINDAJE

Si no se utiliza el blindaje y se usa el depósito como conductor, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Espesor máximo de acero de 4.7 mm.
- Las juntas y conexiones de entrada deben tener continuidad eléctrica.
- No debe haber fugas de ningún tipo.
- Debe estar bien aterrizado.

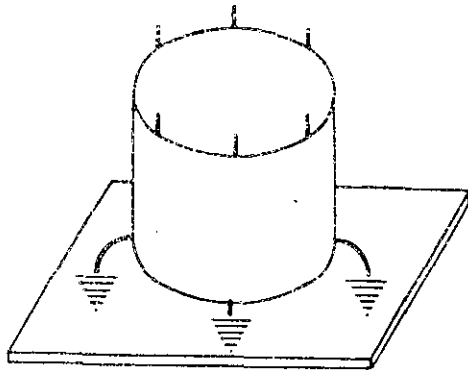


Figura 6 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE QUE UTILIZA EL TANQUE COMO CONDUCTOR

### PROTECCION DE ARBOLES

Los árboles son la causa de un gran número de muertes, esto se debe principalmente a las personas que se tratan de proteger de la lluvia. El árbol, al tener mayor altura atrae las descargas, se forma un arco entre las ramas y

pasando la corriente por el cuerpo humano. Es recomendable proteger los árboles cuando estos están por encima de las estructuras que se quieren proteger.

La forma correcta en que se deben proteger se muestra en la figura 7:

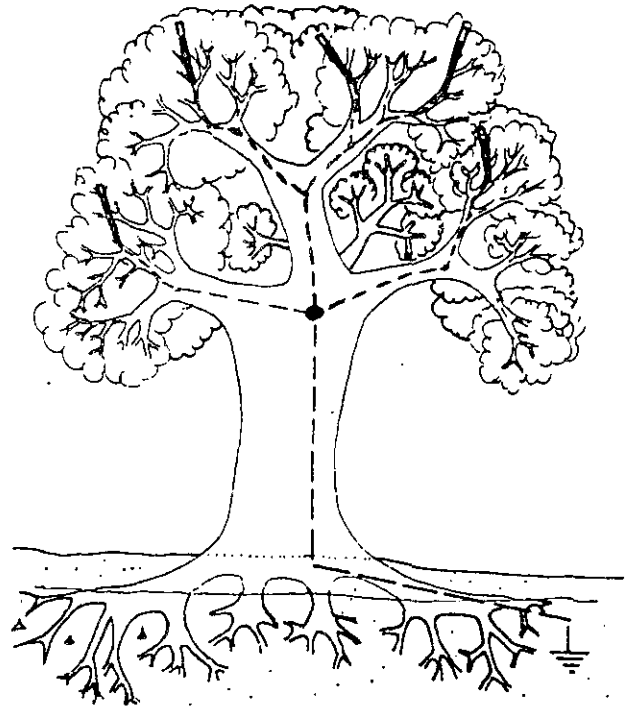
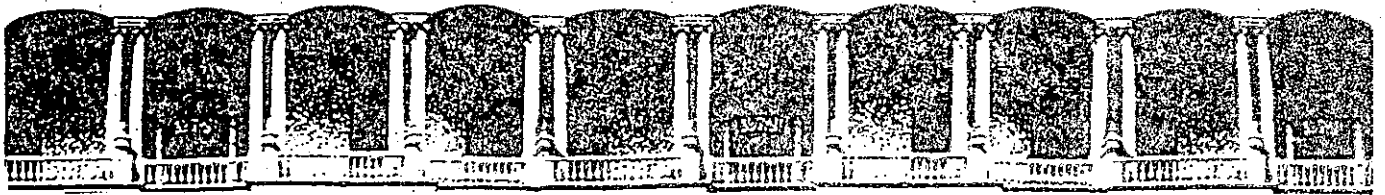


Figura 7 - PROTECCION DE ARBOLES

### RECOMENDACIONES

Una protección total es difícil de obtener en la mayoría de los casos; sin embargo, si se siguen las recomendaciones dadas por los reglamentos establecidos, se puede tener la seguridad de que las fallas por efectos de descargas serán mínimas y la protección se puede resumir a tres conceptos básicos:

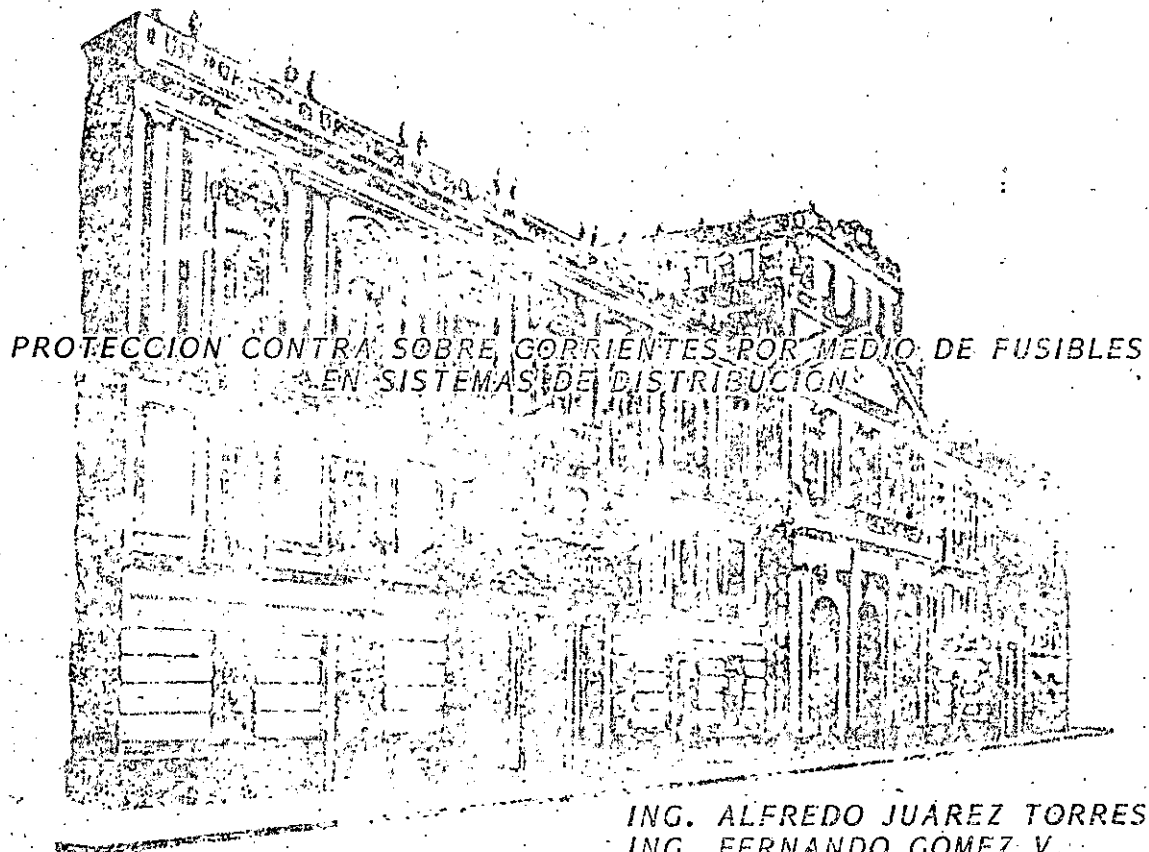
- Un objeto conductor debe atraer la descarga intencionalmente.
- Se debe establecer una trayectoria con baja impedancia para facilitar el camino de la descarga.
- Se debe garantizar siempre una resistencia de tierra baja.



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**



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

**ING. ALFREDO JUÁREZ TORRES  
ING. FERNANDO GÓMEZ V.**

**MAYO - 1992**

En el sistema aéreo, las fallas transitorias (consideradas menores a cinco minutos) se presentan en un rango de 75 a 95 % y están relacionadas de algún modo con las condiciones climatológicas existentes, pudiendo ser en algunos casos autoeliminadas o ser eliminadas mediante dispositivos de interrupción instantánea (interruptor, equipo de recierre automático, etc.) generalmente en 1, 2 ó 3 intentos y en un tiempo menor a 45 segundos, siendo las causas más comunes las siguientes:

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

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

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

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



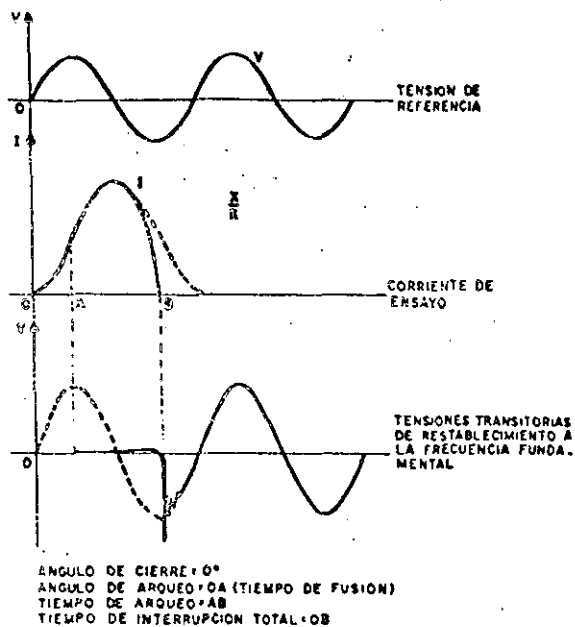


Fig. 1  
INTERRUPCION DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMETRICA POR UN FUSIBLE DE EXPULSION

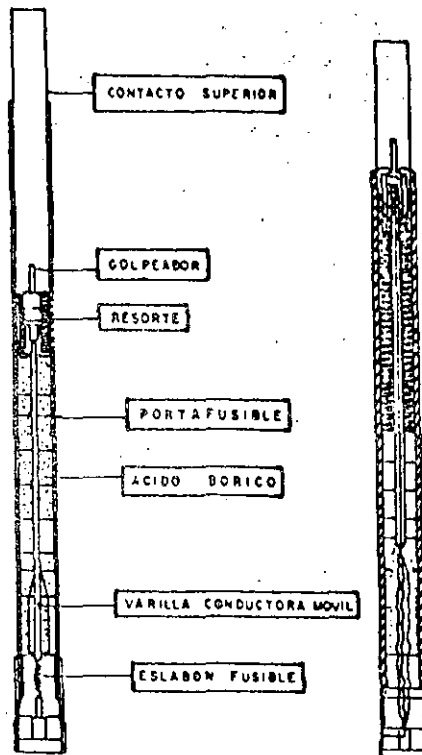


Fig. 2 PARTES CONSTITUTIVAS DEL FUSIBLE DE EXPULSION Y PRINCIPIO DE OPERACION.

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

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

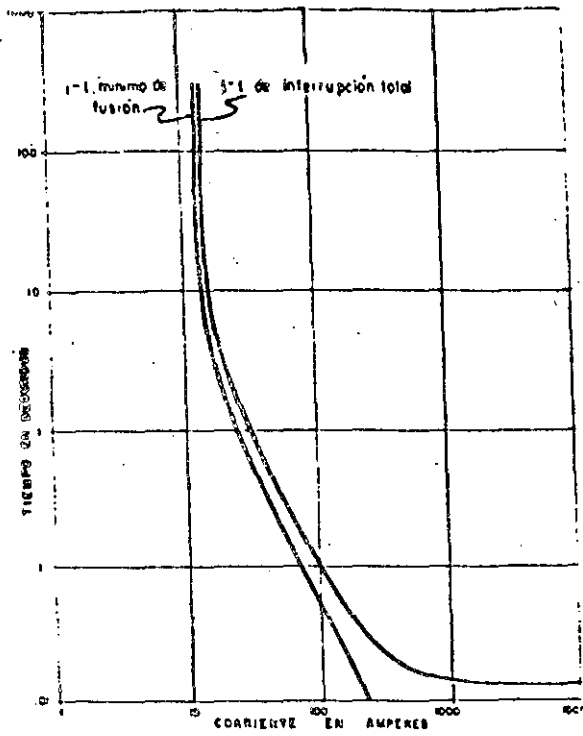


Fig 3 Curvas características Corriente — Tiempo de operación de un fusible tipo expulsión.

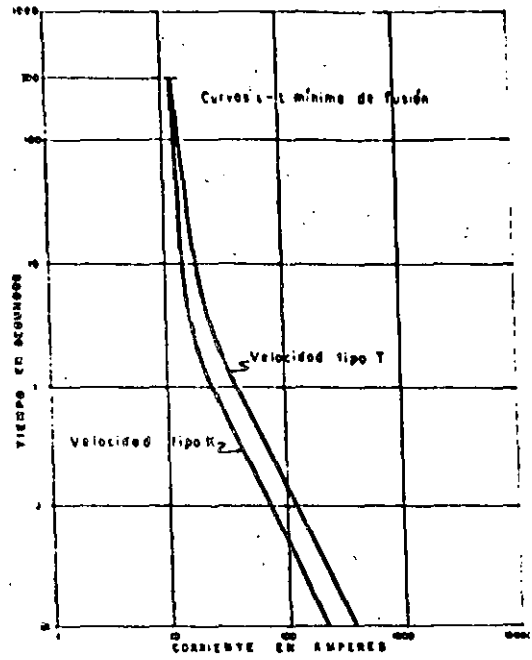


Fig 5 Fusibles tipo eslabón de una misma corriente nominal y diferente velocidad de respuesta.

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

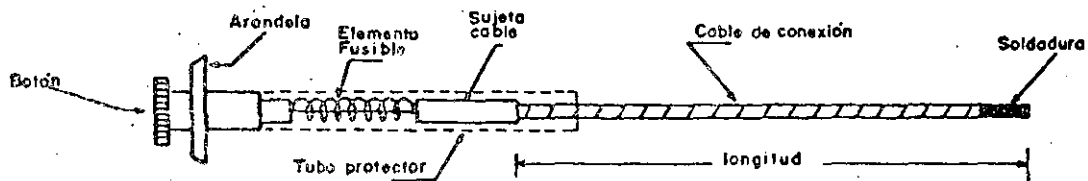


FIG. 4 Fusible de eslabón, tipo universal

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

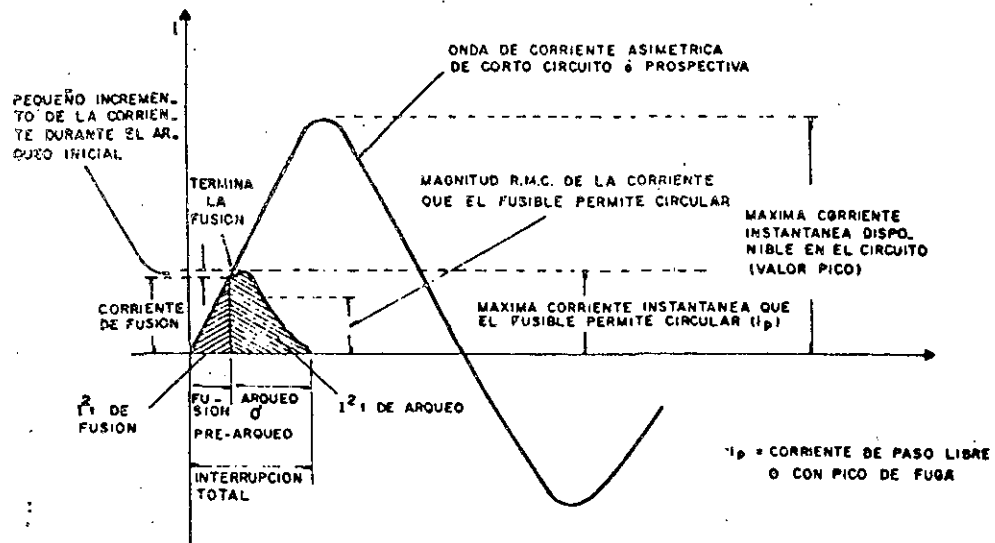
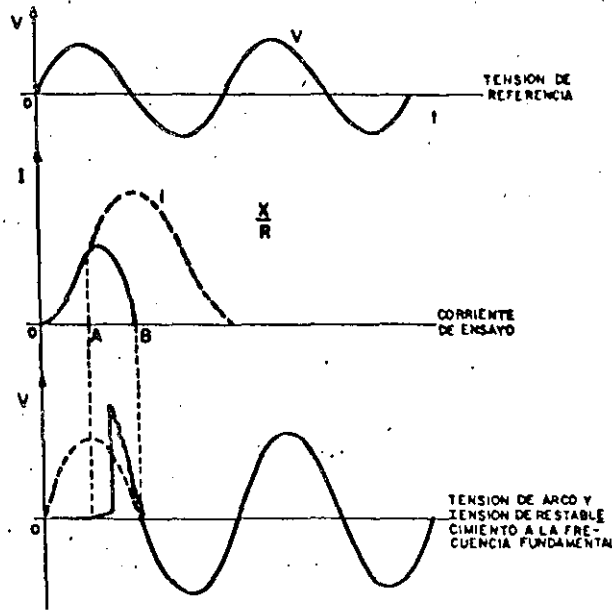


Fig.6  
REPRESENTACION GRAFICA DEL CONCEPTO DE LIMITACION DE CORRIENTE

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



ANGULO DE CIERRE =  $0^\circ$   
 ANGULO DE ARQUEO =  $\alpha$  (TIEMPO DE FUSION)  
 TIEMPO DE ARQUEO = AB  
 TIEMPO DE INTERRUPCION TOTAL = OB

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

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

## -Fusible de rango completo (full range)

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

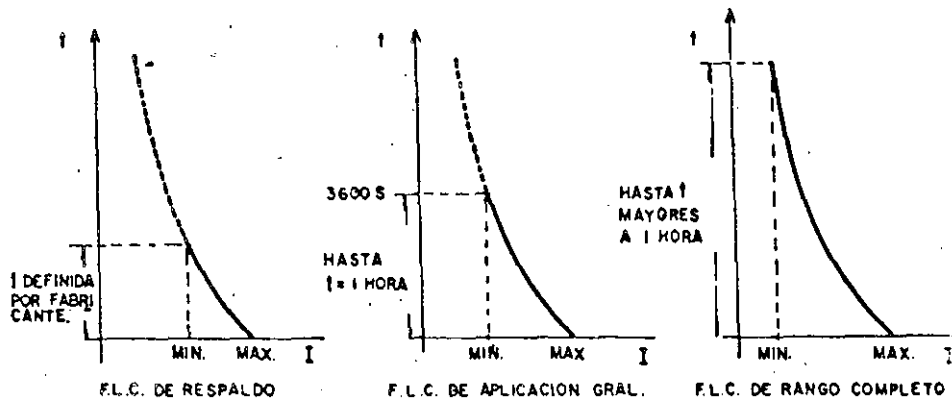


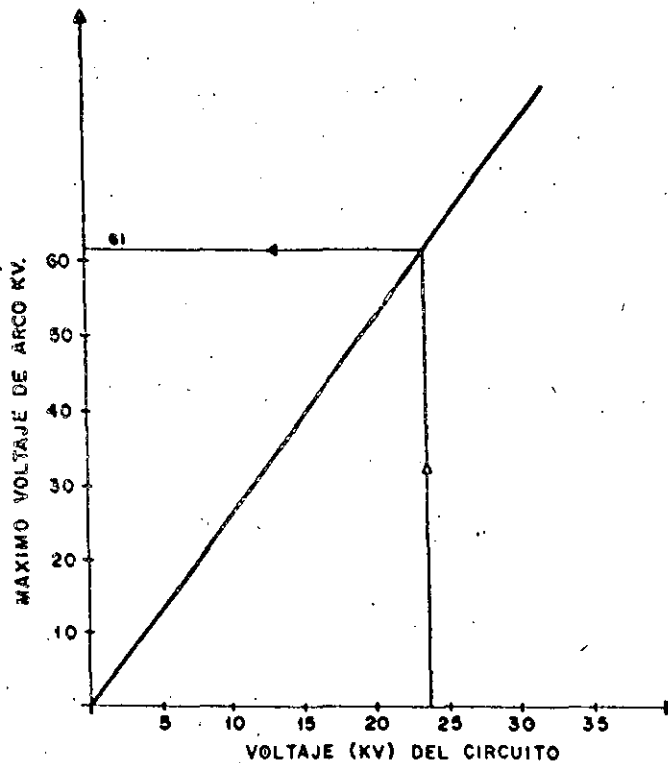
Fig.10 TIPOS DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

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

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

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

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



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

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

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

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

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

Las redes primarias monofásicas se utilizan en zonas rurales o de baja densidad de carga, debido a su bajo costo. La red primaria monofásica de dos hilos se origina en una red trifásica, de hecho son derivaciones de líneas trifásicas de tres hilos, donde los transformadores monofásicos son conectados entre fases en el lado primario.

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

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

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

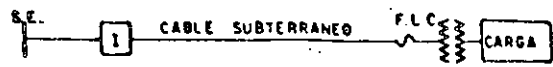


DIAGRAMA SIMPLIFICADO

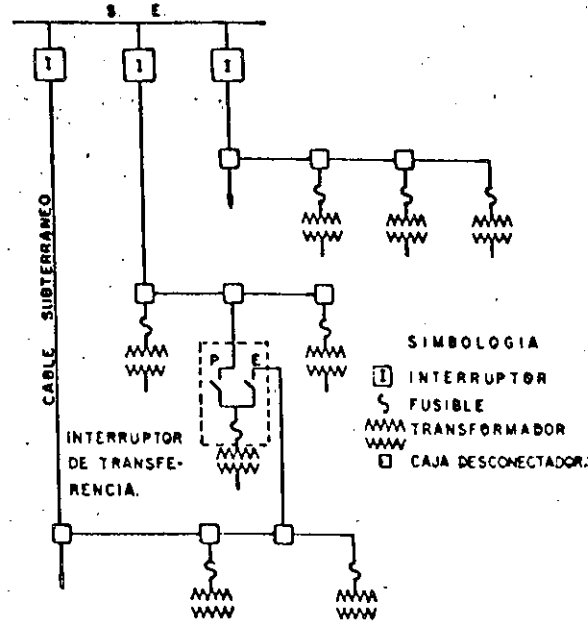


Fig.14 ESQUEMA DE PROTECCION DE UN ALIMENTADOR SUBTERRANEO

#### 4 ESQUEMAS DE PROTECCION

##### 4.1 Filosofía de la protección

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

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



-Costo

#### 4.3 Coordinación de protecciones

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

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

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

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

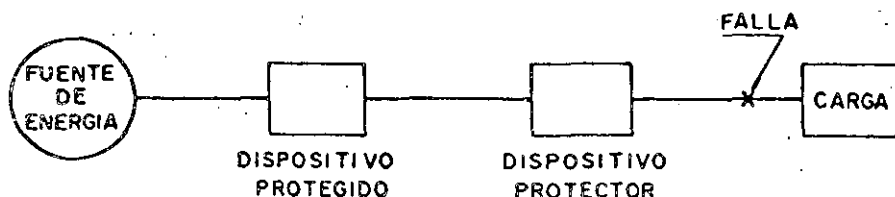


Fig.15 COORDINACION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION

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

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

a) Coordinación Interruptor-Fusible

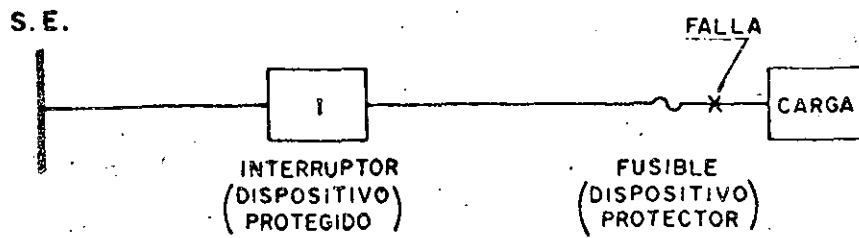


Fig.16 COORDINACION INTERRUPTOR - FUSIBLE

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

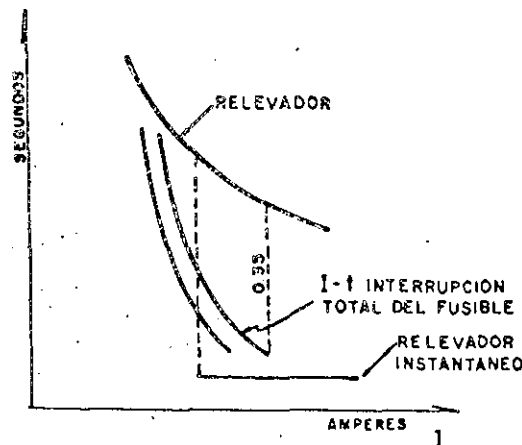


Fig.17 COORDINACION INTERRUPTOR-FUSIBLE

b) Coordinación Restaurador-Fusible

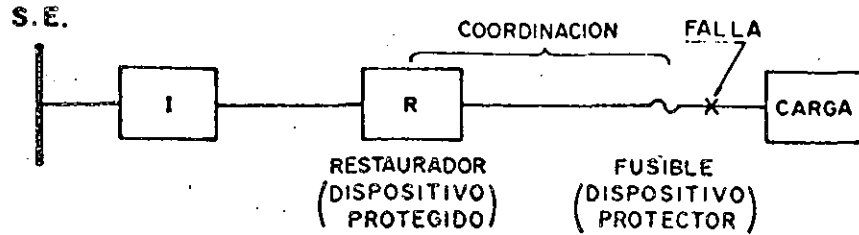


Fig.18 COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE

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

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

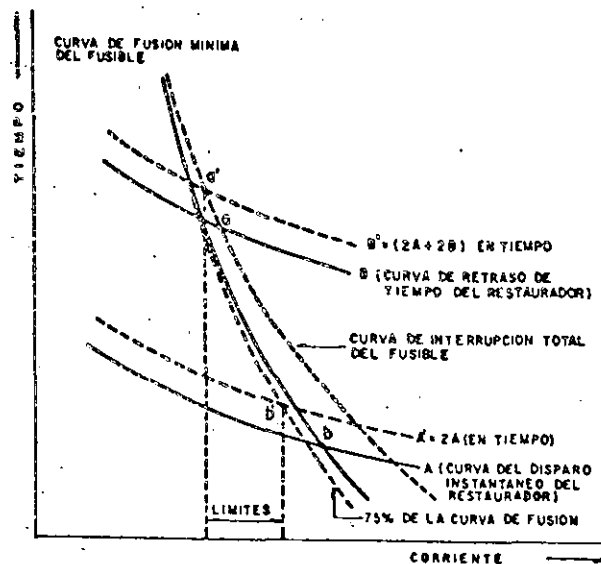


Fig.19 COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE

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

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

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

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

### c) Coordinación Fusible-Fusible

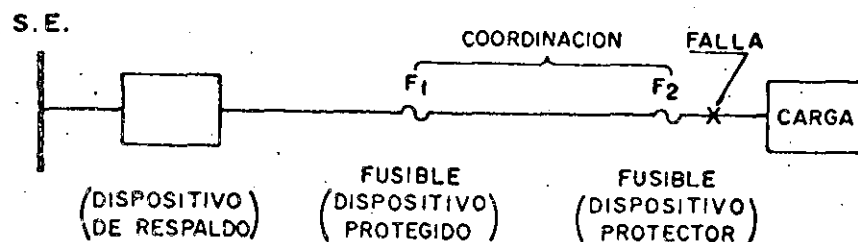


Fig.20 COORDINACION FUSIBLE-FUSIBLE

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

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

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

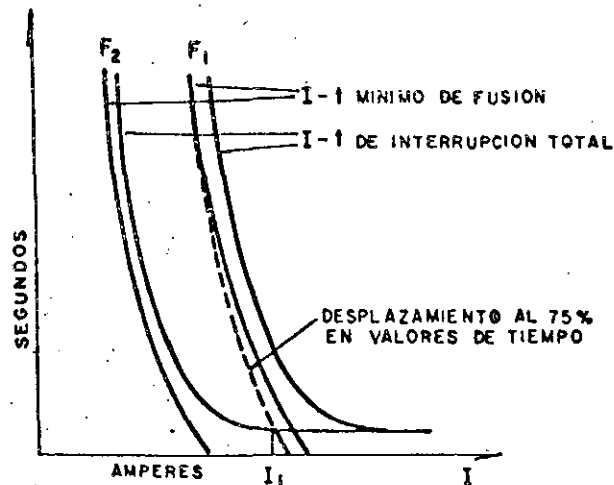


Fig.21 COORDINACION ENTRE F.E. Y F.E.

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

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

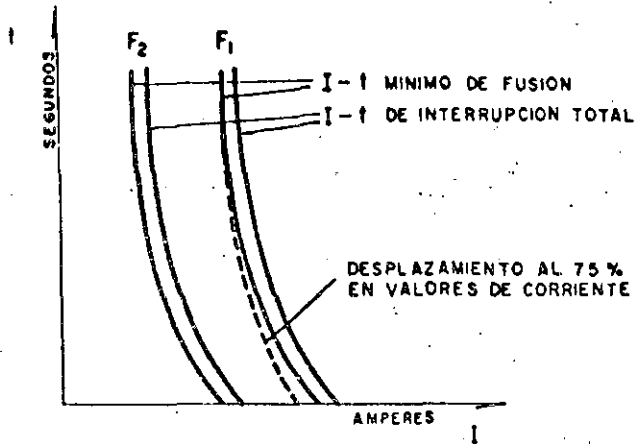
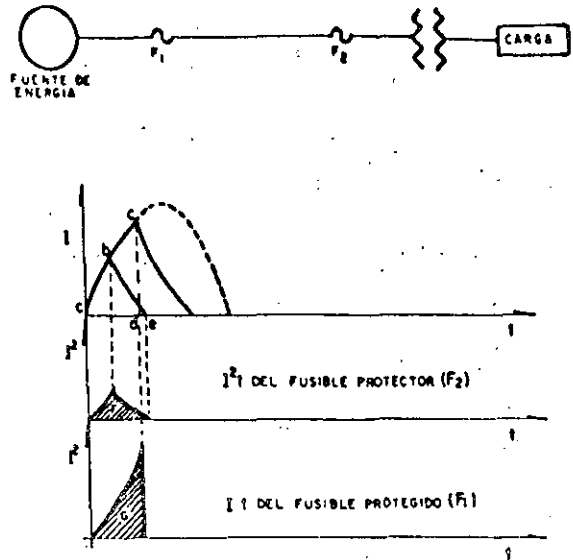


Fig.22 COORDINACION ENTRE F.L.C Y F.L.C.



AREA DE F < AREA DE G => COORDINACION ADECUADA

Fig.23 COORDINACION ENTRE FUSIBLES LIMITADOR

c.3) Fusible de expulsión ( F2 ) que protege a un fusible limitador de corriente ( F1 ).- Un fusible de expulsión no puede interrumpir totalmente la corriente antes de 0.8 ciclos, de donde su coordinación sólo es posible para tiempos mayores que 0.0133 segundos, estando limitada como consecuencia a bajas corrientes de falla, hasta el punto  $I_1$ . Ver fig.24.

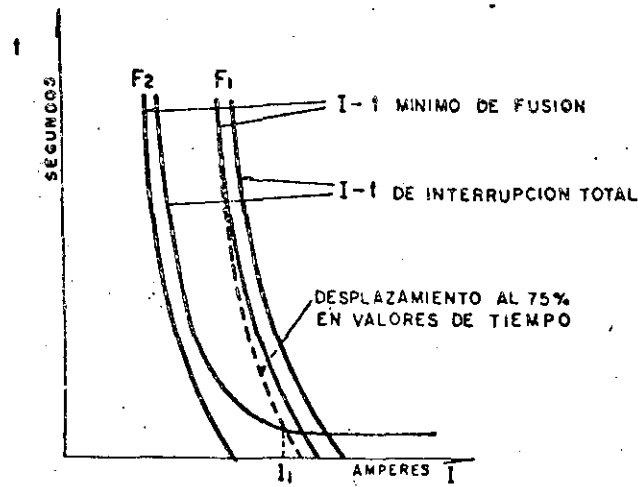


Fig.24 COORDINACION ENTRE F.E Y F.L.C.

En este caso se compara la curva de interrupción total del fusible de expulsión ( F2 ) con la curva mínima de fusión del fusible limitador de corriente ( F1 ) previamente desplazada un 75 % en valores de tiempo, para determinar el punto de coordinación.

c.4) Fusible limitador de corriente ( F2 ) que protege a un fusible de expulsión ( F1 ).- En este caso la coordinación se define con el mismo criterio establecido en la coordinación F.L.C.-F.L.C., debiéndose verificar que:

La energía  $I^2t$  de interrupción total del F.L.C. (F2)



La energía  $I^2t$  mínima de fusión del F.E. ( F1 )

Ver fig.25.

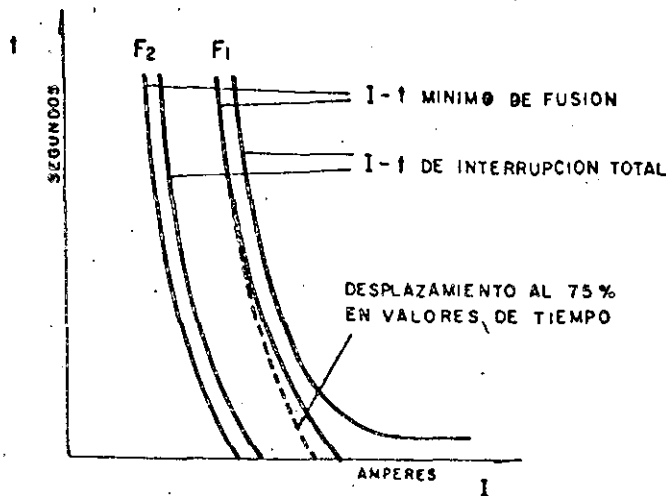


Fig.25 COORDINACION ENTRE F.L.C Y F.E.

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

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

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



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

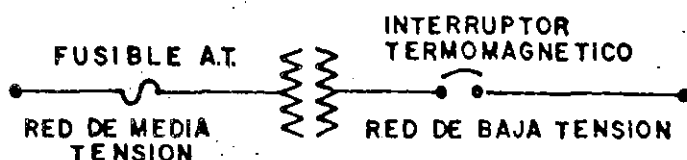


Fig. 26 COORDINACION FUSIBLE A.T.  
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

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

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

Las curvas de daño de los equipos y materiales son proporcionadas generalmente por los fabricantes; sin embargo, para el caso del transformador se puede aplicar el criterio establecido en la "Guía de duración de corrientes de transformadores" ( P784/D4 de la norma ANSI C57.12.00 para transformadores autoenfriados en aceite de 1 a 500 kVA ), que es la siguiente tabla 1.

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

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

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

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

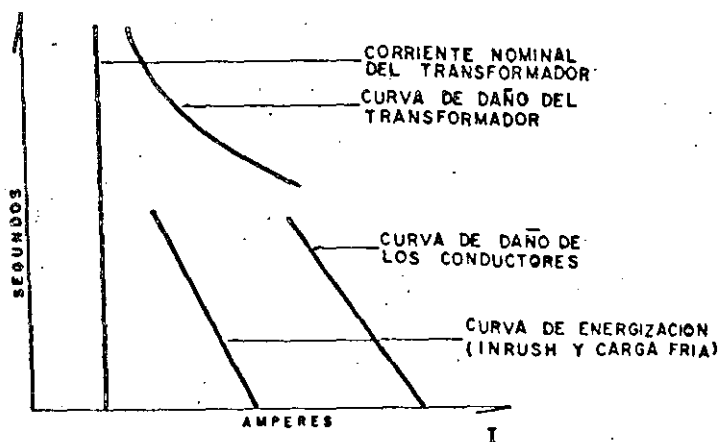


Fig. 27 VALORES DE I-t CARACTERISTICOS DE UN TRANSFORMADOR

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

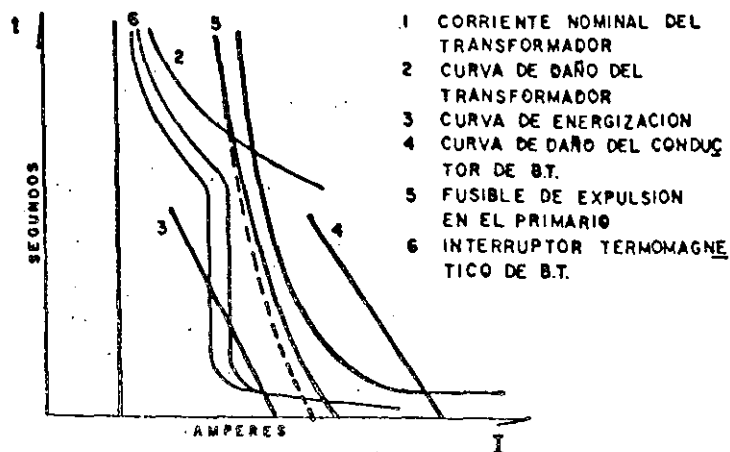


FIG.28 COORDINACION DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION.

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

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

## Características nominales del equipo y material eléctrico

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

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

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

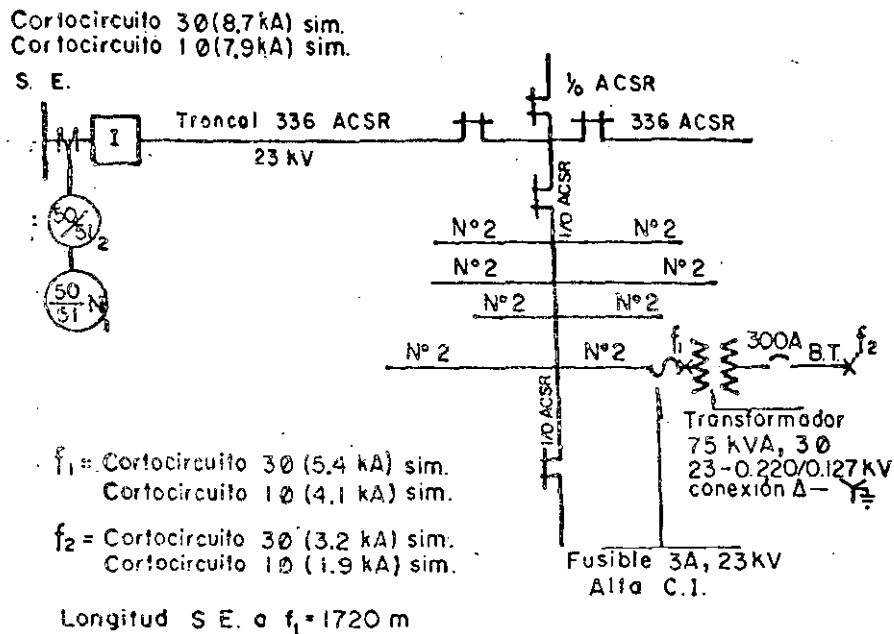


Fig. 29 Diagrama unifilar de alimentación de un transformador tipo aéreo.



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

483

**CURSOS ABIERTOS**

**DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

**T E M A VII  
PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES**

**PROTECCION DE REDES DE DISTRIBUCION CONTRA SOBRETENSIONES**

**ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY**

**MAYO  
1990**

## INTRODUCCION

Las sobretensiones en los equipos eléctricos son fenómenos indeseables que dañan o envejecen los aislamientos, provocando pérdidas económicas considerables. Afortunadamente existen diferentes medios de protección siendo los más comunes los que atenúan o reducen la amplitud de la sobretensión drenándola a tierra, en sistemas de distribución para las líneas y equipos en media tensión, es decir hasta 34.5 kV se está imponiendo el uso generalizado de apartarrayos, sin embargo para que la protección sea adecuada se necesita una conexión lo suficientemente buena para drenar las sobretensiones a tierra.

### 1.- ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES

Las sobretensiones pueden ser de origen externo, es decir producidas por descargas atmosféricas (rayos) o de origen interno, por maniobra de apertura o cierre de interruptores, fallas a tierra, etc.

#### 1.1.- CLASIFICACION DE LAS SOBRETENSIONES

Se pueden clasificar por su duración como transitorias o temporales es decir de corta o larga duración, los principales tipos de sobretensión son producidas por:

a).- Descargas atmosféricas.- Este tipo de fenómenos es la causa del mayor número de fallas en los equipos y circuitos expuestos a la intemperie, como son las líneas aéreas y subestaciones. Se producen generalmente en las tormentas y vienen acompañadas por lluvia y viento, la intensidad de las corrientes del rayo puede llegar hasta 200,000 amperes con un potencial estimado de 10 a 15 millones de volts, el tiempo de duración del rayo varia-

del orden de unos cuantos microsegundos. En la ciudad de México en unas mediciones efectuadas se encontró que el promedio de las descargas va de 8 kA para el Norte, 14 kA para el Centro y 20 kA para el Sur. La longitud de la trayectoria del rayo puede variar alrededor de varios kilómetros, 3.5 en promedio, y puede inducir potenciales en las líneas hasta en 10 km. Las descargas se producen entre nubes, nube y tierra y dentro de la misma-nube. La que nos interesa es la de nube a tierra y hay cuatro variantes.

Descendente	Negativo
Descendente	Positivo
Ascendente	Negativo
Ascendente	Positivo

Como se producen los rayos, no está completamente definido, pero tiene que ver con las corrientes de aire ascendentes y descendentes, incluso pueden existir en tormentas de arena, de nieve, de hielo y hasta en explosiones nucleares.

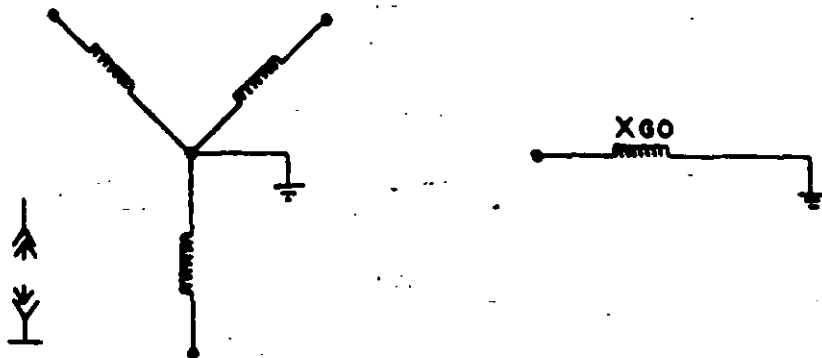
b).- Maniobras de interruptores.- Cuando se abre o cierra un interruptor en un sistema energizado se conectan o desconectan cargas inductivas o capacitivas provocando sobretensiones en el sistema pudiendo durar algunos ciclos es decir del orden de los milisegundos, este tipo de sobretensiones alcanza valores máximos de 3 veces la tensión nominal.

c).- Fallas monofásicas a tierra.- Al presentarse una falla de fase a tierra el voltaje tiende a elevarse en las fases no falladas, a la frecuencia nominal, el valor de la sobretensión depende del tipo de aterrizado del neutro del sistema.

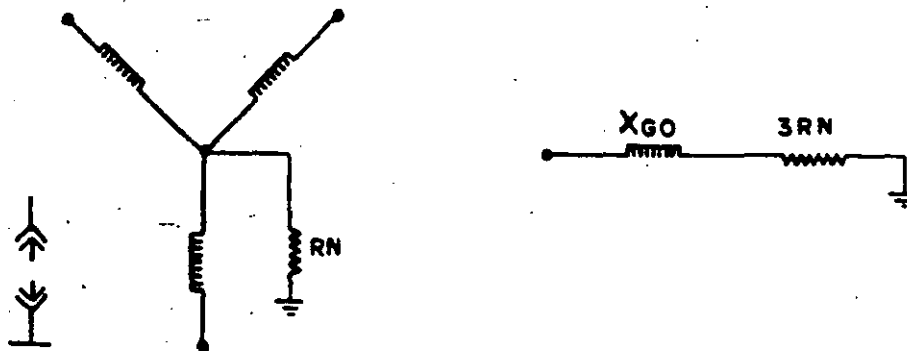
Para que una falla a tierra exista es necesario que el sistema esté aterrizado, es decir que por lo menos un conductor o un punto sea conectado a tierra, lo cual se puede hacer directamente o a través de una impedancia, los tipos de sistema de aterrizado del neutro más comunes son:



Sólidamente aterrizado.- Este sistema consiste en conectar en forma adecuada el neutro a tierra, sin instalar para ello impedancia alguna.

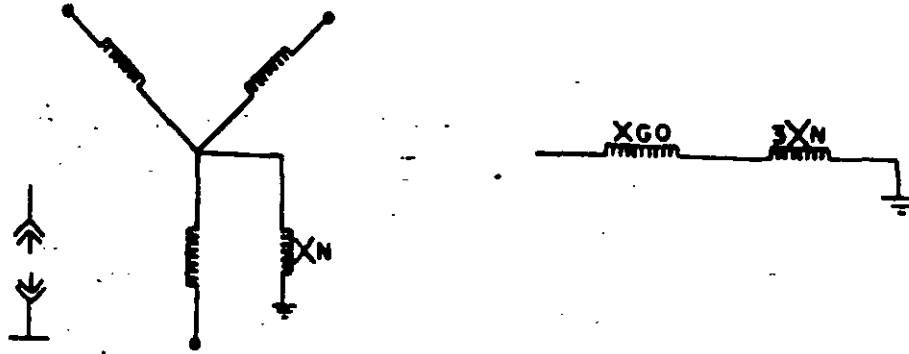


Aterrizado a través de una resistencia.

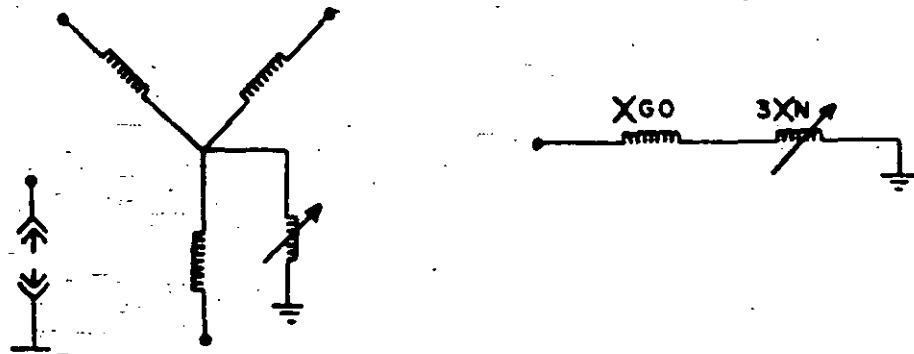


487

Aterrizado a través de una reactancia.



Aterrizado a través de un neutralizador de falla a tierra.- El método consiste en instalar un reactor con un valor alto de reactancia entre el neutro del sistema y tierra.



No aterrizado.- Este caso se menciona debido a que es importante enfatizar que para la contingencia de una línea a tierra, ésta tendrá una impedancia muy grande.

En todos los casos anteriores tenemos que:

XGo= Reactancia de secuencia cero del generador o transformador.

Xn= Reactancia de aterrizamiento del generador o transformador.

Rn= Resistencia de aterrizamiento del generador o transformador.

### 1.2.- CLASIFICACION DE SISTEMAS

De acuerdo con la conexión a tierra del neutro de un sistema y de las sobretensiones que se presentan ante fallas de fase a tierra, se tiene la clasificación mostrada en la tabla siguiente:

SISTEMA CLASE	NEUTRO DEL SISTEMA	RANGO DE LA RELACION DE IMPEDANCIA		COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO	
		X0 / X1	R0 / X0	V/En	V/E
A	SOLIDAMENTE ATERRIZADO (con impedancia con el neutro y tierra)	—	—	1.51	0.75
B	ATERRIZADO A TRAVES DE UNA IMPEDANCIA	0.5 - 3	0.1 - 1	1.40	0.80
C	ATERRIZADO A TRAVES DE UNA IMPEDANCIA	3 - 10	1 - 10	1.73	1.00
D	ABIJADO (NO ATERRIZADO)	—40 - 100	—	1.90	1.10
E	ABIJADO (NO ATERRIZADO)	0.5 - 40	—	—	—

#### CLASIFICACION DE SISTEMAS DE ATERRIZAMIENTO

- X1 = REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA
- X0 = REACTANCIA DE SECUENCIA CERO
- R0 = RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO
- V = MAXIMO VOLTAJE DE FASE A TIERRA EN LAS FASES NO FALLADAS, DURANTE UNA FALLA DE FASE A TIERRA
- E = VOLTAJE NORMAL DEL SISTEMA DE FASE A FASE (RMS)
- En = E/√3 = VOLTAJE DE FASE A TIERRA

#### EJEMPLO:

Ocurre una falla en el siguiente sistema:

189  
Estrella con un neutro a tierra a través de una impedancia.

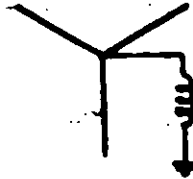
$E = 23 \text{ kV}$  entre fases.

$E_n = 23 / \sqrt{3} \text{ kV}$  fase-tierra.

Tipo C

$X_0/X_1 > 3$

$R_0/R_1 > 1$



El voltaje máximo a la frecuencia del sistema que se presenta en el momento de la falla en las fases falladas será:

De la tabla tenemos:

$V/E = 1.6$  ó  $V/E_n = 1.73$

$V = 1 \times E = 23 \text{ kV}$  ó  $V = 1.73 \times (23/1.73) = 23 \text{ kV}$

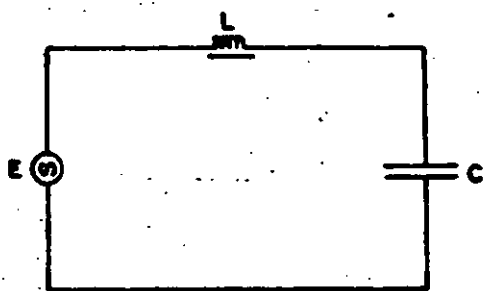
O sea que el voltaje de fase a tierra será en ese momento igual al voltaje entre fases. Por lo que para seleccionar el apartarrayos adecuado se tendrá que escoger un valor nominal superior a 23 kV (24 y 27 kV).

### 1.3.- FERRORESONANCIA

Pertenece a las sobretensiones del inciso "b", pero lo tratamos por separado debido a su importancia, es un fenómeno indeseable que provoca sobrevoltajes que pueden dañar los aislamientos, este fenómeno se empieza a mencionar desde 1914, en los treinta se investiga, ya en los sesentas se incrementó la aparición de este tipo de problemas en forma alarmante, debido al empleo de sistemas subterráneos, es decir con el uso de cables conectados a transformadores y operación de interruptores o cuchillas en forma monopolar. O sea que este fenómeno se presenta generalmente al momento de la apertura o cierre de la fuente de alimentación al no operar las tres fases al mismo tiempo, debido a la capacitancia de las líneas a tierra y la inductancia no lineal de los devanados del transformador, que forman un circuito serie, el cual puede tener un valor que propicie la falla, este valor se da cuando la reactancia capacitiva iguala a la reactancia inducti-

va, la no linealidad la da el núcleo del transformador de ahí el nombre de ferorrresonancia, los sistemas subterráneos tienen mayor capacitancia a tierra, por lo que son más susceptibles a este tipo de fallas.

El circuito ferorrresonante está caracterizado por un circuito serie, con un núcleo de acero, no lineal, una inductancia, una capacitancia, excitados por una fuente de voltaje alterna, como se muestra en la figura:



CIRCUITO TIPICO FERORRESONANTE

La reactancia de una inductancia varía como una función del flujo de corriente.

La ferorrresonancia se presenta en diversos aspectos como son:

- Apertura o cierre de interruptores cuando no operan al mismo tiempo sus tres cuchillas.
- Operación de fusibles.

Para prevenir este tipo de problemas existen varios métodos:

- Conectar cargas resistivas al transformador.
- Conectar capacitores.
- Control de las aperturas y cierres de los interruptores.
- Usar transformadores con conexión estrella estrella.
- Incrementar el nivel de aislamiento.
- Limitando la longitud del cable.

491

#### 1.4.- MEDIOS DE PROTECCION

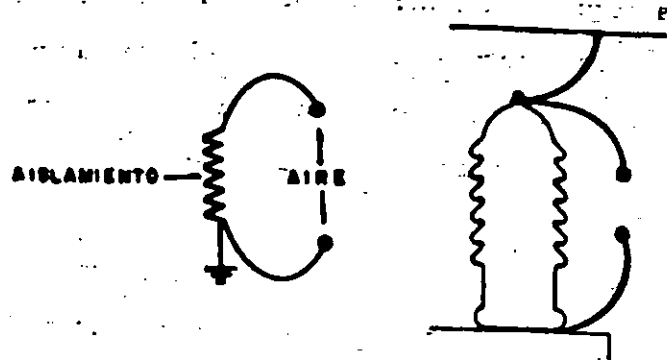
Existen diferentes medios para proteger un sistema eléctrico contra sobretensiones, así tenemos que para descargas directas en las líneas, se pueden proteger en forma adecuada diversificando la energía a través del hilo de guarda y drenándola a tierra.

Cuando la onda de sobretensión se encuentra en la línea se puede reducir en amplitud o también se puede modificar la forma de onda de la sobretensión, a un valor que no dañe a los aislamientos en ambos casos.

La amplitud de la onda se puede reducir por medio de dos elementos diferentes que son; los apartarrayos y los cuernos de arco, los apartarrayos mantienen la continuidad del servicio ya que drenan la sobretensión a tierra sin operación de la protección, los cuernos de arco al operar pueden hacer funcionar al fusible o a la protección de respaldo en la subestación. La onda de voltaje se puede modificar por medio de inductancias, capacitancias y resistencias que se colocan en la línea, sin embargo son de poco uso, los equipos de protección más comunes son:

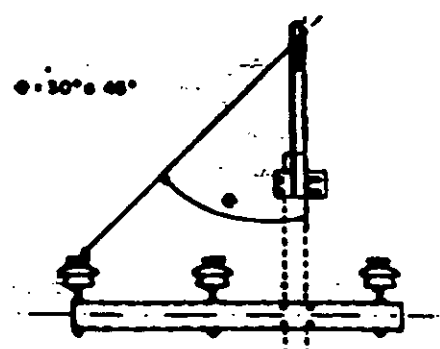
a).- Cuernos de arco.- Consiste de dos electrodos, generalmente esféricos que se conectan entre la línea y tierra respectivamente, con una cierta separación donde solo hay aire, al presentarse una sobretensión lo suficientemente grande como para romper el dieléctrico se produce un arco, evitando el daño en los aislamientos. Presenta el inconveniente que al operar, la tensión de la línea va a tierra, lo que requiere una protección de respaldo y cuando opera interrumpe el servicio disminuyendo la confiabilidad del sistema.

La respuesta eléctrica de los cuernos de arco es lenta y varía con la forma de onda del voltaje, su calibración presenta muchos problemas y actualmente están cayendo en desuso.



CUERNOS DE ARQUEO

b).- Hilo de guarda.- Consiste de un conductor desnudo que se coloca por arriba de la línea y tiene dos funciones principales, intercepta las descargas directas, drenándolas a tierra y distribuye la corriente producida por la descarga en dos o más trayectorias. La protección del hilo de guarda abarca el espacio comprendido en un prisma triangular cuya arista superior está situada a lo largo del cable. La altura del hilo de guarda que se requiere está en función de la distancia que se quiere proteger y va de 30° a 45° con respecto a la vertical como se muestra en la figura siguiente:



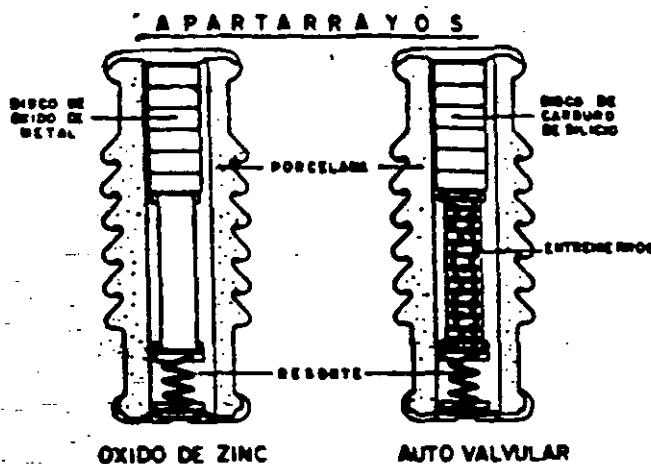
LINEA DE 22 KV. CON HILO DE GUARDA

c).- Apartarrayos.- Es un elemento no lineal que a tensiones normales se comporta como un aislador debido a su resistencia variable que a mayor tensión menor resistencia, la función del apartarrayos es drenar las sobretensiones que pueden dañar a los equipos sin interrumpir el servicio, actualmente existen dos tipos de apartarrayos:

Tipo autovalvular.- El elemento no lineal está formado por pastillas de carburo de silicio, también lleva un conjunto de entrehierros en serie.

Tipo óxido metálico.- Está desplazando rápidamente al apartarrayos autovalvular ya que no necesita entrehierros debido a la alta no linealidad de las pastillas de óxido metálico, principalmente óxido de zinc. Su principal aplicación se da en la protección de equipos subterráneos ya que debido a sus cualidades puede protegerlos si se coloca en la transición aéreo-subterráneo, actualmente se instala en fraccionamientos, unidades habitacionales, industrias grandes etc.

Este tipo de apartarrayos siempre está conduciendo ya que no tienen entrehierros pero su corriente es muy pequeña, aproximadamente un miliamper.



#### 1.4.1.- PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN LOS APARTARRAYOS

Los apartarrayos como todos los equipos están sujetos a fallas, siendo las principales:



Sobrecorrientes.- Los apartarrayos clase distribución están diseñados para drenar corrientes de 5000 amperes y una corriente mayor puede dañarlos.

Envejecimiento.- Los apartarrayos tienen una vida útil determinada que va a depender del uso y condiciones a que se someta.

Contaminación.- La porcelana está expuesta al medio y cuando este es contaminante puede dañar a los apartarrayos provocando flameos externos.

Vandalismo.- Es común que los apartarrayos reciban impactos en la porcelana siendo mayor la incidencia en áreas rurales.

### 1.4.2.- SELECCION DE LOS APARTARRAYOS

La selección de los apartarrayos adecuados en un sistema, implica la elección de un voltaje nominal y una clase determinada, el voltaje nominal es un índice de un sobrevoltaje temporal permisible en las terminales del apartarrayos, sin que este opere. Hay cuatro clases de apartarrayos: Estación, Intermedio, Distribución y Secundario.

El de clase estación se usa solamente para subestaciones ya que su costo es muy elevado.

El de clase intermedio tiene su aplicación en zonas con nivel cerámico alto, es decir, donde las descargas atmosféricas son frecuentes y de alta energía, también han encontrado su aplicación para proteger sistemas subterráneos, subestaciones rurales, etc.

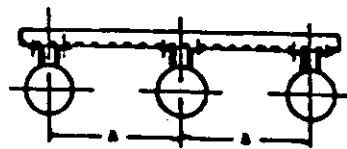
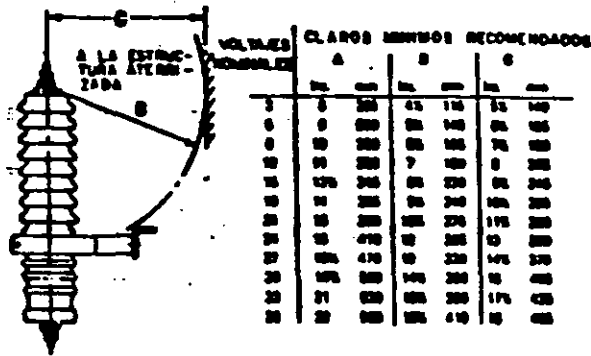
El de clase distribución como su nombre lo indica se aplica en sistemas de distribución donde el diseño económico es importante.

La clase secundaria se usa en tensiones reducidas menores a 1000 Volts y su aplicación no se ha generalizado todavía.

El voltaje adecuado del apartarrayos es aquel que cuando ocurre una falla de fase a tierra, no opera al elevarse la tensión en las fases no falladas. Pero al haber una sobretensión de otro tipo debe operar antes de que el aislamiento sufra algún daño.

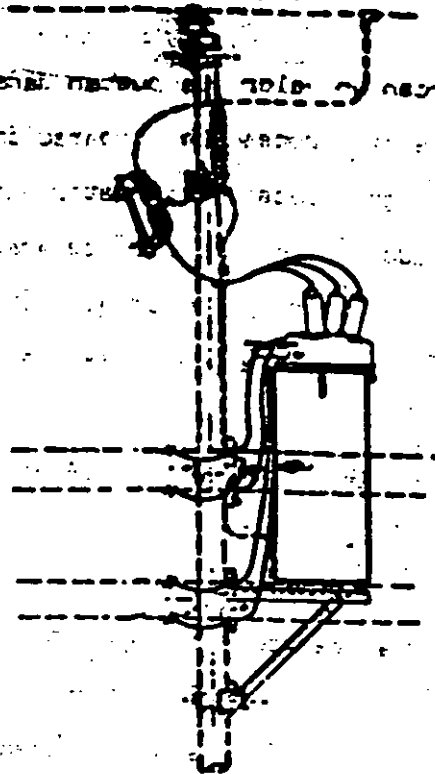
1.4.3.- CONEXION

La conexión del apartarrayos es un aspecto muy importante ya que si no es adecuada provoca fallas en el sistema o simplemente no opera cuando se requiere, el apartarrayos debe conectarse a tierra en su base con un valor máximo de 25 Ohms a tierra, en la Compañía de Luz y Fuerza la bajada a tierra del apartarrayos se conecta también al tanque del transformador y al neutro de baja tensión, es decir, se usa el método de los tres puntos. Las distancias mínimas de separación en las conexiones se dan en la figura siguiente:



CLARO MINIMO ENTRE LOS CENTROS DE LAS FASES

Además es importante que el apartarrayos esté ubicado lo más cerca posible al transformador o al equipo que se protege, sin embargo debe colocarse entre el cortacircuitos fusible y la línea para que al drenar las sobretensiones a tierra no opere el fusible ya que además el costo de este y su tiempo de reposición baja la confiabilidad del servicio.



CONEXION DEL TRANSFORMADOR

1.4.4.- APLICACION

Los apartarrayos se deben instalar en sitios donde exista un equipo a proteger tal como:

- Salida de alimentadores.
- Cables puente.
- Línea aérea.
- Transformadores.
- Seccionadores.
- Restauradores.
- Capacitores.
- Acometidas subterráneas a servicios particulares.
- Acometidas subterráneas a redes en anillo abierto.

2.- COORDINACION DE AISLAMIENTOS EN REDES DE DISTRIBUCION

Para dar una protección adecuada a los equipos es necesario evitar que las

492

sobretensiones alcancen un valor que puedan dañar los aislamientos. La coordinación consiste del proceso de comparación entre el nivel de tensión que los aislamientos son capaces de resistir sin sufrir daño alguno y el voltaje máximo esperado o permitido por los apartarrayos, voltaje de descarga al frente de onda y tensión residual, para apartarrayos de óxido de zinc solo la tensión residual ya que no existe voltaje de descarga.

## 2.1.- COORDINACION DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores son los más elementales, generalmente van montados en postes, no incorpora ningún elemento de protección contra sobretensiones ni contra sobrecorrientes, los elementos de protección de este tipo de transformador son externos, básicamente consisten de cortacircuitos-fusible, apartarrayos y en algunos casos cuernos de arco.

Existe otro tipo de transformadores de distribución, el tipo autoprotegido, que incorpora en la misma unidad los elementos de protección contra sobrecorrientes y contra sobretensiones, lo cual facilita su instalación, dando mayor confiabilidad y mejora su aspecto estético. Su funcionamiento se basa en el principio de acercar las protecciones lo más posible a los aislamientos para su mejor funcionamiento, este tipo de transformadores encuentra su principal aplicación en sistemas rurales por lo que en general son monofásicos.

Los elementos de protección del transformador del tipo poste autoprotegido son:

Fusible de expulsión en alta tensión.- Montado en la parte interior de la boquilla de alta tensión que desconecta al transformador de la línea en el caso de una falla interna.

Interruptor de baja tensión.- Localizado bajo el nivel de aceite, prote-

giendo al transformador contra sobrecargas y cortocircuitos en baja tensión, la manija es externa y puede operarse manualmente o con pértiga.

Apartarrayos.- Se conectan al tanque sólidamente, la separación entre el apartarrayos y la boquilla de alta tensión en este tipo de transformadores es mínima.

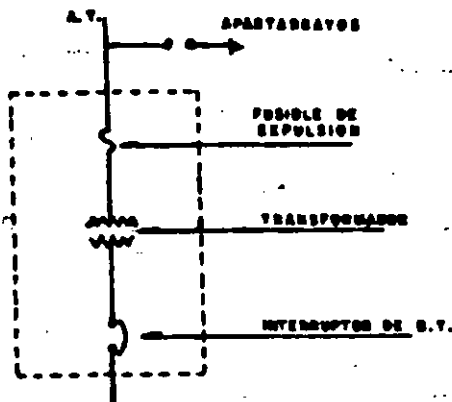


DIAGRAMA DEL TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO

### 2.2.- TRANSFORMADORES USADOS EN CIRCUITOS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores generalmente se encuentran en lugares accesibles al público y personal de mantenimiento, se instalan en jardines, banquetas, estacionamientos, bóvedas, etc. Por lo que representan un peligro si las protecciones no son las adecuadas, por lo que se da mayor cuidado en su instalación, los principales tipos de transformador son:

a).- Tipo pedestal.- Va sobre un pedestal, de ahí su nombre, su apariencia debe ir de acuerdo al lugar donde se instala, generalmente en áreas verdes, zonas residenciales (DRS) y comerciales (DCS), básicamente es un transformador autoprotegido, integrado a un gabinete donde se alojan las terminales de alta y baja tensión, instrumentos y dispositivos de maniobra y protección contra sobrecorrientes.

Se está tratando de integrar la protección contra sobretensiones, es decir colocar apartarrayos dentro del gabinete, con terminales tipo codo y apartarrayos de óxido de zinc, aprovechando el tamaño más corto de este tipo

479  
de apartarrayos, interruptores y fusibles, entre otros, en la línea.

Las protecciones que llevan este tipo de transformadores son:

Interruptor secundario de baja tensión y fusible de expulsión con fusible-  
limitador de corriente de rango parcial en alta tensión.

Fusible de expulsión y fusible limitador de corriente de rango parcial en  
alta tensión.

Fusible secundario en baja tensión con fusible limitador de rango completo  
en alta tensión.

Fusible limitador de corriente en alta tensión.

Los dos primeros arreglos son los más comunes, las capacidades son 45, 75,  
112.5, 150, 225 y 300 kVA.

b).- Tipo sumergible.- Este tipo de transformador tiene como principal ca-  
racterística el de instalarse en bóvedas bajo el nivel del suelo, por lo -  
que debe trabajar en condiciones críticas de agua y lodo. Por esta caracte-  
rística la tapa, los accesorios, boquillas, registro de mano, manijas de -  
operación, deben estar herméticamente sellados, ser de frente muerto y es-  
tar debidamente aislados. Las bóvedas pueden localizarse en banquetas, jar-  
dines, plazas, etc., con una rejilla o registro la cual impide el acceso a  
personas no autorizadas y al mismo tiempo ayuda en la disipación del calor  
que genera el transformador evitando que se caliente y sufra deterioro o -  
envejecimiento.

Existen dos tipos de transformadores sumergibles, uno del tipo autoprotegi-  
do en el que todos los accesorios de seccionalización, protección, cambia-  
dor de derivaciones y boquillas de alta y baja tensión se localizan en la  
cubierta con el fin de facilitar las maniobras de inspección y operación -  
desde la superficie sin que sea necesario entrar a la bóveda. El segundo -

tipo de transformador sumergible es uno que no es autoprotegido que normalmente cuenta con desconectador primario y garganta en baja tensión y es necesario entrar a la bóveda para sus maniobras de inspección y operación. En ambos tipos, no se puede colocar apartarrayos y es necesario protegerlos desde la transición aéreo subterránea, las capacidades son: 300, 500 y 750 kVA en 23 kV y 200, 400 kVA en 6 kV.

c).- Tipo subestación interior.- Tiene gran aplicación en instalaciones donde existe alta densidad de carga y donde hay gran concentración de personas como son: edificios públicos, cines, teatros e industrias en general. Este tipo de transformador se acopla a tableros, formando subestaciones unitarias, lugar donde se instalan las protecciones tanto de sobrecorrientes como de sobretensiones, siendo las más comunes: fusibles limitadores, fusibles de expulsión con silenciador, relevadores de sobrecorriente y apartarrayos.

El transformador puede ser alimentado de una red subterránea o de una red aérea a través de una acometida.

2.3.- MARGEN DE PROTECCION

Es la relación entre el nivel de voltaje de los aislamientos y el nivel de voltaje que permite el apartarrayos, para los apartarrayos autovalvulares se calcula en el momento de la descarga y cuando la tensión residual alcanza su valor máximo, en el apartarrayos de óxido de zinc solo se calcula con la tensión residual ya que no tiene tensión de descarga porque siempre está conduciendo. Las fórmulas del margen de protección para circuitos en líneas aéreas son:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - \text{TD}}{\text{TD}} \times 100$$

$$MP_2 = \frac{\text{NBAI} - (\text{TR} + \text{TC})}{\text{JR} + \text{TC}} \times 100$$

501

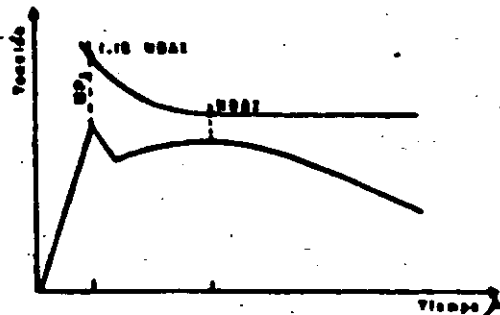
Donde:

NBAI.- Nivel básico de aislamiento al impulso.

TD.- Tensión de descarga del apartarrayos.

TR.- Tensión residual del apartarrayos.

TC.- Tensión en el cable.



CURVA QUE MUESTRA LA COORDINACIÓN DE LOS AISLAMIENTOS Y SU MARGEN DE PROTECCIÓN.

Las fórmulas de margen de protección para circuitos subterráneos son:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2TD}{2TD} \times 100$$

$$MP_2 = \frac{\text{NBAI} - 2(\text{TR} + \text{TC})}{2(\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

Los valores de margen de protección mínimos recomendados son: 20% para líneas aéreas y 10% para instalaciones subterráneas.

Cuando una onda de sobretensión entra al circuito subterráneo y encuentra una impedancia muy alta en su trayectoria, como es el devanado de un transformador, tiende a duplicar su valor. Los diagramas de Lattice son un método gráfico que nos ayuda a demostrar lo anterior, de ahí que las fórmulas del margen de protección para circuitos subterráneos se vean afectadas por un 2. En el siguiente ejemplo se dan valores típicos de impedancias de línea aérea y cable subterráneo así como la velocidad de la onda.

Impedancia de línea aérea de 450 a 500

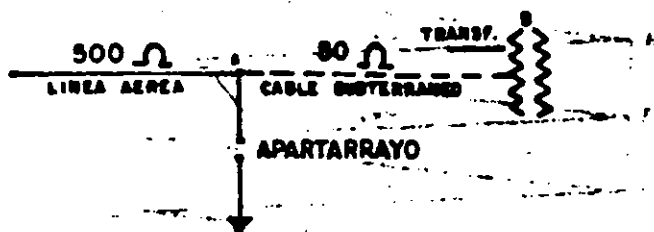


Impedancia del cable de 25 a 75 Ω

Velocidad en línea aérea 300 m/μs

Velocidad en onda en cable 150 m/μs

Consideremos el siguiente circuito:



El punto A es el punto de transición entre línea aérea y cable subterráneo, donde generalmente se localizan los apartarrayos. Al llegar una onda de sobretensión el apartarrayos la debe drenar a tierra, quedando un voltaje residual que depende de la energía de la onda a mayor corriente a tierra mayor tensión residual, este voltaje penetra al circuito subterráneo donde queda atrapado y como puede atenuarse y no causar problemas, también puede duplicarse y causar daños a los aislamientos de los cables, transformadores, codos, etc.

Las fórmulas de Lattice son:

$$K_t = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2} = \frac{2 \times 50}{50 + 500} = 0.18$$

$$K_r = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} = \frac{500 - 50}{500 + 50} = 0.82$$

$$\frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} = 0.818$$

$$\frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} = -0.918$$

COEFICIENTES	PUNTO	
	A	B
$50 K_t$	0.18	0
$K_r$	0.82	1



Ejemplo:

Supongamos que a un circuito subterráneo penetra una onda de sobretensión de 100 kV y la longitud entre A y B es de 150 m tenemos:

$$V = 150 \text{ m}/\mu\text{s}$$

El tiempo en que la onda llega del punto A al B es de 1  $\mu\text{s}$  por lo que la onda se duplica rápidamente.

También la separación entre el transformador o la mufa al apartarrayos afecta el valor de la onda de sobretensión a razón de 5.2 kV por metro.

Cuando ocurre la descarga a tierra de la onda de sobretensión y pasa por los apartarrayos la línea cambia su impedancia de onda característica ya que la capacitancia se afecta en la vecindad de la trayectoria a tierra quedando como una impedancia inductiva.

El voltaje que se desarrolla en el conductor por el flujo de la corriente es igual a:

$$V = LD \quad di/dt$$

Donde:

V = Voltaje del conductor.

L = Inductancia del conductor (puede asumirse 1.3  $\mu\text{H}/\text{m}$ ).

D = Longitud en metros.

di/dt = Cambio de la corriente de la onda con el tiempo (puede asumirse 4000 Amp./ $\mu\text{s}$ ).

Desarrollando para un metro de cable:

$$V = 1.3 \mu\text{H/m} \times 4000 \text{ Amp./}\mu\text{s}$$

$$V = 5200 \text{ volts/m} = 5.2 \text{ kV/m}$$

Si la distancia es diferente a un metro basta con hacer la conversión.

## 2.4.- CALCULOS DE MARGEN DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

### 2.4.1.- TRANSFORMADOR TIPO POSTE

La protección contra sobretensiones del transformador tipo poste se logra con un juego de apartarrayos, el cual se instala en el mismo poste con una separación de 3 m. y con una tierra efectiva.

Datos del transformador:

Tensión	23000 - 220/127 Volts
Clase	25 kV
NBAI	150 kV

Datos del apartarrayos autovalvular:

Clase	Distribución
Tensión	24 kV
corriente de trabajo	5 kA
TR	Tensión Residual a 10 kA = 80 kV
TD	Tensión de Descarga con frente de onda 1.2 X 50 = 79 kV

Aplicando las fórmulas:

requerida en condiciones

$$Mp_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - TD}{TD} \times 100$$

$$Mp_2 = \frac{\text{NBAI} - (TR + TC)}{TR + TC} \times 100$$

$$Mp_1 = \frac{1.15 \times 150 - 79}{79} \times 100 = 118\%$$

$$Mp_2 = \frac{150 - (80 + 15.6)}{80 + 15.6} \times 100 = 57\%$$

Como podemos apreciar los valores son superiores a 20% por lo que el transformador está protegido para sobretensiones con corrientes de 10 kA.

#### 2.4.2.- TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL

La protección del transformador tipo pedestal se hace con un juego de apartarrayos en la transición, primero veremos el caso de apartarrayos clase - distribución y posteriormente con apartarrayos clase intermedia. Los avances técnicos indican que los transformadores de este tipo se protegerán con apartarrayos tipo enchufable de ZnO en el transformador.

Datos del transformador:

Tensión	23000 = 220 Y/127 Volts
Clase	25 kv
NBAI	150 kv
Capacidades	45, 75, 112.5, 150, 225, 300 kVA
Distancia entre apartarrayos y terminal	1 m. (TC = 5.2 kv)

502  
Aplicando las fórmulas:

$$Mp_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2 \text{ TD}}{2 \text{ TD}} \times 100$$

$$Mp_2 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2 (\text{TR} + \text{TC})}{2 (\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

$$Mp_1 = \frac{1.15 \times 150 - 2 (79)}{2 \times 79} \times 100 = -9\%$$

$$Mp_2 = \frac{150 - 2 (80 + 5.2)}{2 (80 + 5.2)} \times 100 = -12\%$$

Los resultados no son aceptables por lo que efectuaremos el cálculo con —  
apartarrayos clase intermedia.

Datos del apartarrayos:

Tipo	Oxido de Zinc
Clase	Intermedia
Tensión	24 kV
Corriente	10 kA
Tensión Residual a 10 kA	62 kV
Marca	Westinghouse Type RMX

Para apartarrayos de óxido de zinc la fórmula del cálculo de margen de pro-  
tección es:

$$Mp = \frac{\text{NBAI} - 2 (\text{TR} + \text{TC})}{2 (\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

$$Mp = \frac{150 - 2 (62 + 5.2)}{2 (62 + 5.2)} \times 100$$

$$M_p = \frac{150 - 134.4}{134.4} \times 100 = + 12\%$$

El resultado es favorable ya que es superior al 10% que se recomienda para sistemas subterráneos.

Esta es la razón por la que se están instalando apartarrayos clase intermedia de óxido de zinc en las transiciones de fraccionamientos, unidades habitacionales, industrias, etc.

#### 2.4.3.- TRANSFORMADOR TIPO SUMERGIBLE

Cuando este tipo de transformadores instalados en bóvedas son alimentados de una red subterránea, la protección contra sobretensiones se efectúa desde la subestación y realmente es difícil que existan sobretensiones inducidas o por descargas atmosféricas sin embargo algunas veces la alimentación viene de una transición por lo que el cálculo para el transformador tipo pedestal es utilizable para este tipo de transformador.

#### 2.4.4.- TRANSFORMADOR TIPO SUBESTACION INTERIOR

En este tipo de transformadores es posible colocar apartarrayos en los gabinetes anexos por lo que la protección contra sobretensiones se logra instalando un juego de apartarrayos en la transición y otro juego de apartarrayos junto al transformador. Si una onda de sobretensión penetra al circuito subterráneo como consecuencia de la descarga del apartarrayos en la transición, tendrá poca energía por lo que la descarga del apartarrayos ubicado en el transformador será de poca energía y por esta razón se pueden instalar apartarrayos para 5 kA y la fórmula del margen de protección sería:

$$M_p = \frac{NBAI - V_{max}}{V_{max}} \times 100$$

$$V_{max} = TR + 0.5 TD$$

Si la protección la efectuamos con apartarrayos autovalvulares en la transición y en el transformador tenemos:

$$V_{\max} = 80 + 0.5 (79) = 119.5 \text{ kV}$$

$$M_p = \frac{150 - 119.5}{119.5} \times 100 = 25\%$$

Del resultado podemos concluir que para proteger un transformador de este tipo contra sobretensiones es suficiente colocar apartarrayos autovalvulares en la transición y en el transformador, si se instala apartarrayos clase intermedia en la transición y apartarrayos autovalvulares en el transformador los resultados serán más favorables.



# MANTENIMIENTO DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION AEREA EN ZONAS DE ALTA RESISTIVIDAD O CON ALTA CONTAMINACION

ING. GUILLERMO LOPEZ M.  
CLYFC

ING. RAFAEL LOPEZ GALLEGOS  
CLYFC

ING. SALVADOR POLO Y.  
CLYFC

## RESUMEN

En este trabajo se presentan los problemas que ocasionan los terrenos con alta resistividad y la contaminación que se deposita en los equipos y aisladores de la red de distribución aérea de la zona metropolitana. Las soluciones a estos problemas, así como algunas técnicas estadísticas y de evaluación en la confiabilidad de los alimentadores de distribución. Se presenta también un análisis de los resultados obtenidos y las recomendaciones dadas para lograr un mantenimiento más adecuado.

## INTRODUCCION

Los alimentadores aéreos de distribución están expuestos a la acción de agentes externos como fenómenos atmosféricos, es decir: viento, lluvia, cambios de clima, etc. También sufren daños por acciones humanas como: postes chocados, objetos colgados, vandalismo, etc. Es por esto que necesitan de un mantenimiento, el cual puede ser correctivo, cuando la energía se interrumpe, o preventivo que es un mantenimiento programado, este tipo de mantenimiento se da con el objeto de disminuir el número de fallas así como para disminuir el tiempo de interrupción del servicio.

El número de alimentadores en la Compañía de Luz y Fuerza del Centro es aproximadamente de 400 en 20KV con longitudes muy variables, por tal motivo se hace necesario un mantenimiento selectivo, recurriendo a mecanismos tales como: estadísticas de fallas, años de operación, importancia del servicio, etc. Aunado a esto, existen alimentadores que a pesar del

mantenimiento recibido no responden en forma satisfactoria, tal fue el caso de los alimentadores COA-21, COA-28, PESCADOR Y ALCAZAR.

Este problema dio origen a una serie de estudios, los cuales se dan en una forma resumida en este trabajo. Es necesario aclarar que los recursos con que se cuenta a veces no son suficientes y puede llevar algún tiempo lograr que un alimentador conflictivo se comporte adecuadamente. Desde luego existen otros alimentadores con problemas similares, con un número elevado de fallas, y esperamos que con un mantenimiento como el aquí expuesto, se de solución a sus problemas.

## ANTECEDENTES

Estos alimentadores desde su construcción han recibido un mantenimiento continuo y a pesar de ello su índice de fallas sigue elevado, causando molestias a los usuarios, y pérdidas económicas a la compañía suministradora por la energía que se deja de vender, debido a esto se hizo necesario efectuar un estudio, en un principio, con los alimentadores COA-21, COA-28; los cuales pertenecen a la Subestación Coapa, encontrando que el problema principal consistió en malas conexiones de tierra en los equipos de protección instalados contra sobretensiones, como son los aparterravos y el hilo de guarda, este problema fue originado por la alta resistividad del terreno compuesto por roca en su mayor parte, aunado a esto, el nivel cerámico es alto en esta zona de las faldeas del Ajusco, con descargas promedio medidas de 20 kA. Para lograr electrodos de tierra efectivos (25 Ohms) en este tipo de terreno se necesita una inversión elevada tanto en material como en recursos humanos, por lo que para empezar se planeó la instalación de 20 electrodos por alimentador.

De este estudio se derivó una metodología en el mantenimiento a los alimentadores conflictivos, sin embargo los alimentadores ALCAZAR y PESCADOR no respondieron en forma satisfactoria a este tipo de mantenimiento, después de nuevas

RVP-89-DIS-24 Potencia recomendada y aprobada por el Comité de Distribución del Capítulo de Potencia del IEEE Sección México y presentada en la Reunión de Verano, Acapulco 89, del 16 al 21 de Julio de 1989.

investigaciones se encontró un problema nuevo en el Área Metropolitana de la Ciudad de México, el cual consistió de porcelanas y cortacircuitos fusible flameados por efectos de la contaminación, que para estos alimentadores fué de un 80% del total de los cortacircuitos instalados. Este problema se corrigió implantando un proceso de lavado durante el mantenimiento con un solvente adecuado.

A continuación se presentan las características principales de los alimentadores mencionados:

#### PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS ALIMENTADORES

NOMBRE DEL ALIMENTADOR	COA-21	COA-28	ALCAZAR	PESCADOR
SUBESTACION	COAPA	COAPA	REFORMA	REFORMA
LONGITUD EN (km)	72.8	77.2	31.9	50
NÚMERO DE TRANSFORMADORES	87	68	115	62
NÚMERO DE TERMINALES	13	13	15	11
CARGA PICO EN (AMPERES)	220	320	350	257
CARGA PICO EN (MVA's)	8.75	12.73	13.94	10.24
JUEGO DE APARTARRAYOS	210	120	93	60
NÚMERO DE ARBOLES	700	700	320	210
NÚMERO DE JGS. DE CUCHILLAS	29	32	13	14
NÚMERO DE INTERRUPTORES	3	13	21	24
NÚMERO DE SECCIONADORES	5	4	6	4
% DE SERVICIO DOMESTICO	60	90	85	100
% DE SERVICIO INDUSTRIAL	40	10	15	0
NÚMERO DE USUARIOS	15444	7193	15754	6891
RESISTIVIDAD DEL TERRENO EN (Ohm-cm)	3100	3000	120	120

#### MANTENIMIENTO

En este trabajo mencionaremos en forma breve como se efectúa el mantenimiento preventivo, con el objeto fundamental de dar mayor continuidad en el servicio de energía eléctrica, por lo cual se elabora un programa de los 506 alimentadores aéreos y de los 158 alimentadores subterráneos con que cuenta la Compañía de Luz y Fuerza del Centro en la zona metropolitana.

Para poder recibir un mantenimiento adecuado los alimentadores cuentan con equipo de seccionamiento, el cual permite interconectar el sistema de distribución primario, cortando el suministro de energía eléctrica solo en las zonas que reciben mantenimiento.

Para efectuar un programa de mantenimiento se lleva un relatorio de las fallas, anotando el tipo de la falla, su causa probable, el tiempo de interrupción, las maniobras efectuadas, etc.

Con esta información se puede determinar entre otras cosas lo siguiente:

- Causas de falla más comunes
- Pronósticos de falla e intervalos de tiempo
- Determinación de los lugares críticos de falla
- Número total de fallas
- Tiempo de interrupción
- Comportamiento del alimentador en diferentes épocas del año.

También se efectúan revisiones continuas mediante recorridos para detectar:

- Ramas de árboles en las líneas
- Objetos extraños sobre las líneas
- Postes ladeados o dañados
- Equipos flameados
- Porcelanas rotas, etc.

Con toda esta información de los relatorios y de los recorridos se elabora el programa de mantenimiento.

#### DESARROLLO

##### ALIMENTADORES COA-21 Y COA-28

Como primer paso, se efectuó recorrido de los alimentadores en cuestión, COA-21 y COA-28, los cuales mostraron líneas limpias y tensadas, árboles desramados, aisladores limpios y completos, cortacircuitos y cruceetas niveladas, etc., en sí, un mantenimiento reciente. Durante el recorrido pudo observarse lo siguiente:

a).-Terreno compuesto por roca en algunas partes, es decir, de alta resistividad.

b).-Tramos largos de líneas sin protección contra sobretensiones.

El hecho de haber encontrado tramos con roca hizo pensar en posibles problemas con el aterrizado por lo que se procedió a medirle la resistencia a tierra a algunos electrodos en forma aleatoria, encontrando los siguientes resultados:

TABLA No 1

Electrodo No.	Resistencia a tierra ( Ohms )
1	105
2	56
3	143
4	70
5	50
6	550

Nota: La resistencia a tierra máxima permitida en el sistema de Distribución es de 25 Ohms (Norma L y F 3.0058).

Al encontrar valores altos de resistencia a tierra así como tramos largos de líneas sin apartarrayos, se procedió a instalar apartarrayos con tierras efectivas. Los ingenieros encargados del mantenimiento en estos alimentadores siguiendo las recomendaciones emanadas del estudio instalaron tierras efectivas con electrodos de 3 y 6 metros de profundidad con arreglos en delta o en línea y en algunos casos se recurrió al uso de arcilla común o bentonita. En la tabla No 2 se muestra el procedimiento aplicado a los electrodos de la tabla No 1.

Debido al costo que representa la instalación de una tierra efectiva se decidió colocar 20 electrodos en un principio para cada alimentador, sin embargo por la escasez de recursos solo en COA-28 se instalaron los electrodos proyectados, y en el COA-21 sólo se han puesto unos cuantos; a la fecha se siguen instalando en ambos alimentadores.

ESTADISTICAS

La instalación de los electrodos efectivos se empezó a mediados de 1985 mostrando desde un principio resultados favorables como se puede observar en las gráficas de fallas mensuales por alimentador.


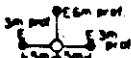



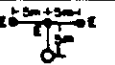


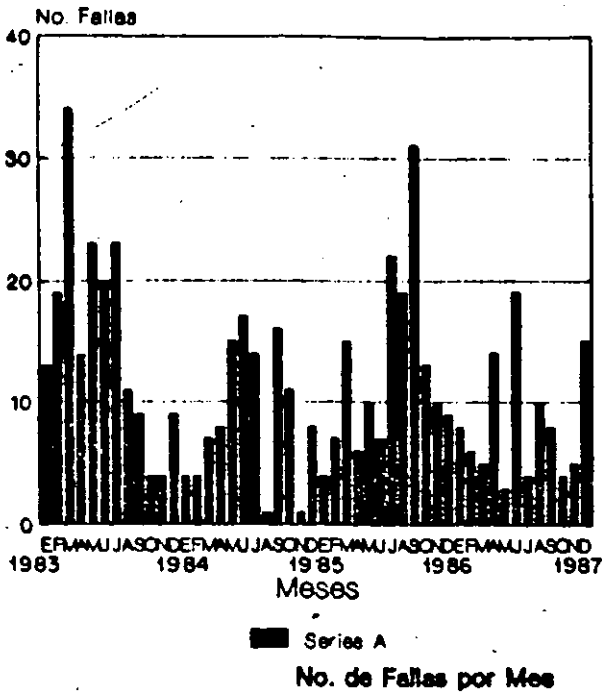
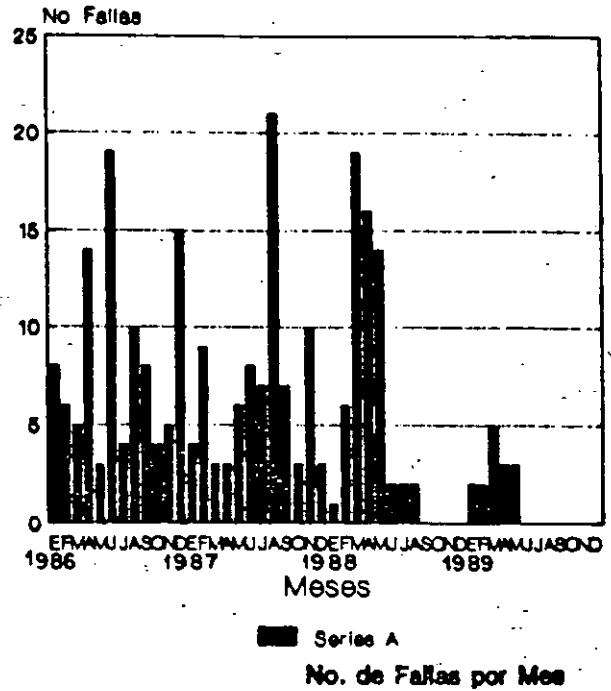
ALIMENTADOR	ELECTRODO	RESISTENCIA A TIERRA (en Ohms)	ARREGLO	RESISTENCIA A TIERRA (en Ohms)	ARREGLO	RESISTENCIA A TIERRA (en Ohms)
COA-21	T-7	105		76		18
COA-21	T-10	56		32		15
COA-21	T-10	143		10		
COA-28	T-3	70		8		
COA-28	T-5	50		18		
COA-28	T-10	550		7.2		

TABLA No 2

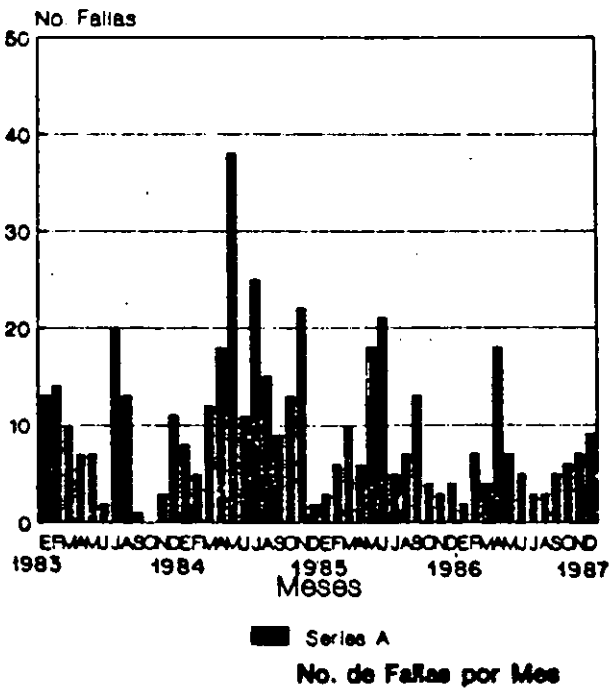
**GRAFICA DEL ALIMENTADOR  
"COA-21"  
SUBESTACION COAPA**



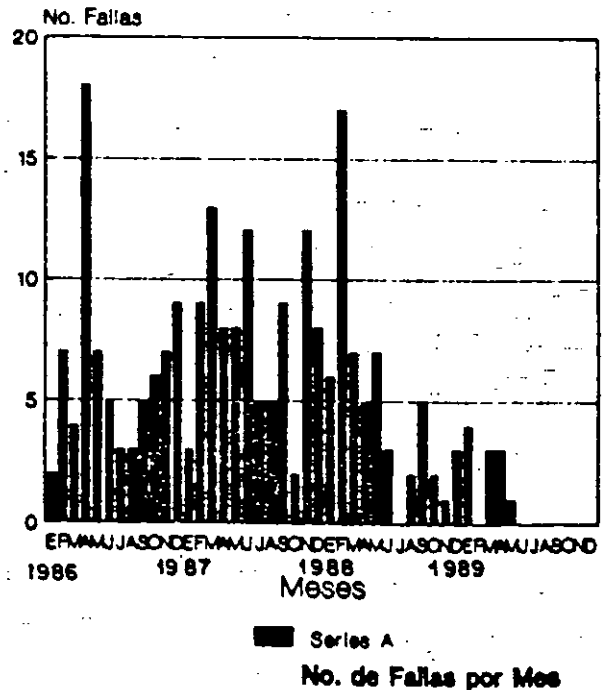
**GRAFICA DEL ALIMENTADOR  
"COA-21"  
SUBESTACION COAPA**



**GRAFICA DEL ALIMENTADOR  
"COA-28"  
SUBESTACION COAPA**



**GRAFICA DEL ALIMENTADOR  
"COA-28"  
SUBESTACION COAPA**



\* En las gráficas y en las tablas solamente se consideró la estadística hasta mayo de 89

**TOTAL DE FALLAS ANUALES  
ALIMENTADOR COA-21**

1983		1984		1985		1986		1987		1988		1989	
I	M	I	M	I	M	I	M	I	M	I	M	I	M
154	29	92	14	129	24	79	22	71	13	44	18	8	13

**TOTAL DE FALLAS ANUALES  
ALIMENTADOR COA-28**

1983		1984		1985		1986		1987		1988		1989	
I	M	I	M	I	M	I	M	I	M	I	M	I	M
81	20	136	22	76	24	52	24	68	26	34	23	2	9

TABLAS N° 3

RESULTADOS

Los resultados fueron favorables, según se demuestra, en los cálculos de confiabilidad presentados en las tablas No 4 y 5. La disminución de fallas es evidente, por lo que la solución a terrenos de este tipo, es decir, de alta resistividad, es la instalación de electrodos de tierra por cualquiera de los métodos conocidos como son: electrodos múltiples, horizontales, profundos, químicos, etc. que nos den una resistencia MENOR A 25 Ohms.

**CALCULO DE CONFIABILIDAD  
ALIMENTADOR "COA-21"**

AÑO	No. FALLAS	INDICES	
		$\lambda_1$	$\lambda_2$
1983	183	2.513	0.01184
1984	106	1.456	0.00686
1985	153	2.101	0.00990
1986	101	1.387	0.00623
1987	84	1.153	0.00543
1988	62	0.851	0.00401
1989	15	0.206	0.00097

TABLA N° 4

**CALCULO DE CONFIABILIDAD  
ALIMENTADOR "COA-28"**

AÑO	No. FALLAS	INDICES	
		$\lambda_1$	$\lambda_2$
1983	181	1.308	0.01404
1984	158	2.046	0.02196
1985	100	1.295	0.01390
1986	76	0.984	0.01056
1987	94	1.217	0.01306
1988	57	0.738	0.00792
1989	11	0.142	0.00152

TABLA N° 5

## ALIMENTADORES PESCADOR Y ALCAZAR

En estos alimentadores se les dio un mantenimiento similar al otorgado a los alimentadores COA-21 y COA-28, además del método tradicional de mantenimiento, es decir, con la instalación de apartarrayos con tierras efectivas a su turno de su rita. Sin embargo, con el problema resultó diferente a que durante el recorrido se encontró que un 10% de los cortacircuitos múltiples presentaron fallas por contaminación.

Hasta esta fecha solo se tenía conocimiento de contaminación en zonas específicas como son: costas, cementeras, laveras, etc. Sin embargo ahora el problema se presenta en zonas urbanas. El análisis de contaminación efectuado a varios cortacircuitos se encontró que tienen superficies químicas y biológicas, tales como: humos, polvos, gases, cenizas, bacterias, sales, residuos y desperdicios.

Entre los contaminantes gaseosos más frecuentes detectados están el monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>), óxidos de nitrógeno

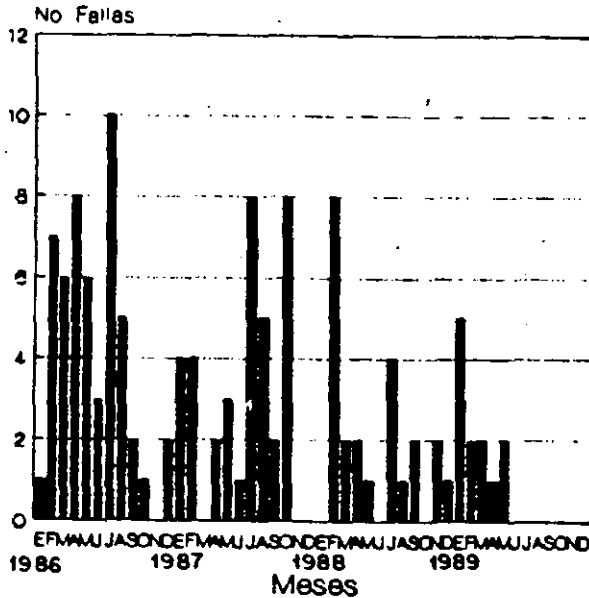
(NO<sub>x</sub>), ácidos volátiles como el ácido (H<sub>2</sub>S) y los hidrocarburos. donde el óxido de carbono se convierte en anhídrido con presencia de humedad, disminuyendo las características dieléctricas, y ocasionando arcos a tierra de los alimentadores por medio de las porcelanas.

Pero el contaminante más importante es cuando la contaminación resulta ser el compuesto por partículas metálicas incrustadas en la porcelana, ocasionando fallas en tiempos de secas y lluvias indistintamente.

Como primera etapa se procedió a efectuar un mantenimiento preventivo, lavando las porcelanas, tales como cortacircuitos, aisladores, apartarrayos, cuchillas, interruptores, bobujas de seccionadores, etc., bajando el número de interrupciones como se muestra en las gráficas de los alimentadores PESCADOR y ALCAZAR.

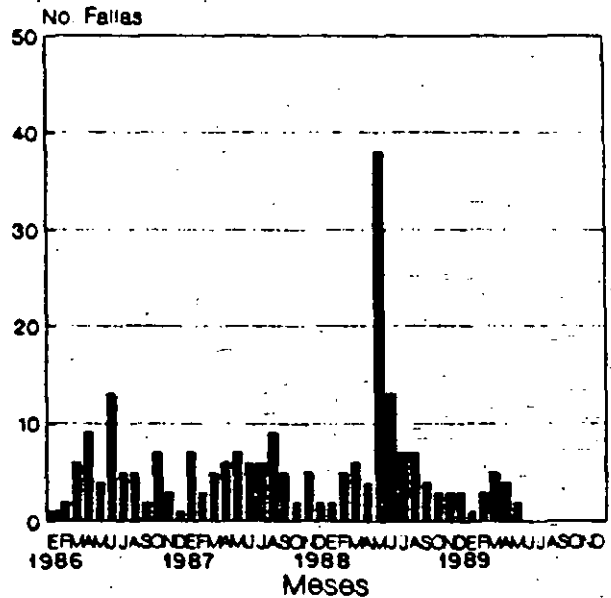
La segunda etapa consistió en reemplazar los equipos que quedaron con contaminantes, aun después de haber sido lavados.

### GRAFICA DEL ALIMENTADOR "PESCADOR" SUBESTACION REFORMA



■ Serie A  
No. de Fallas por Mes

### GRAFICA DEL ALIMENTADOR "ALCAZAR" SUBESTACION REFORMA



■ Serie A  
No. de Fallas por Mes

## TOTAL DE FALLAS ANUALES ALIMENTADOR PESCADOR

1986		1987		1988		1989	
I	M	I	M	I	M	I	M
42	10	31	6	21	2	9	3

## TOTAL DE FALLAS ANUALES ALIMENTADOR ALCAZAR

1986		1987		1988		1989	
I	M	I	M	I	M	I	M
47	11	56	8	61	34	14	1

TABLAS N° 6

### RESULTADOS

Los resultados muestran que el número de fallas tan elevado que había en éstos alimentadores se debía, principalmente al alto grado de contaminación que presenta esta zona, afectando las porcelanas y en especial

a los cortacircuitos, tal vez por la posición inclinada de éstos. Sin embargo al lavar las porcelanas el número de fallas disminuyó visiblemente, según se muestra en las tablas No 7 y 6, donde se presentan los índices de confiabilidad, disminuyendo ostensiblemente.

### CALCULO DE CONFIABILIDAD ALIMENTADOR PESCADOR

AÑO	No. FALLAS	INDICES	
		$\lambda_1$	$\lambda_2$
1986	52	1.040	0.00754
1987	37	0.740	0.00536
1988	23	0.460	0.00333
1989	12	0.240	0.00174

$$\lambda_1 = \text{N}^\circ \text{ FALLAS} / \text{AÑO} / \text{km}$$

TABLA N° 7

### CALCULO DE CONFIABILIDAD ALIMENTADOR ALCAZAR

AÑO	No. FALLAS	INDICES	
		$\lambda_1$	$\lambda_2$
1986	58	1.818	0.00368
1987	64	2.006	0.00406
1988	95	2.978	0.00603
1989	15	0.470	0.00095

$$\lambda_2 = \text{N}^\circ \text{ FALLAS} / \text{AÑO} / \text{N}^\circ \text{ DE USUARIOS}$$

TABLA N° 8

## INNOVACIONES

Aprovechando la adquisición reciente de apartarrayos de óxido de zinc ( $ZnO$ ), de clase intermedia y clase distribución, se instalaron en estos alimentadores.

La instalación de apartarrayos clase intermedia, se realizó en todas las transiciones aéreo-subterráneas, empezando por las salidas de la subestación Reforma, en los servicios de 25 kV, de fraccionamientos, cables puente, etc.

Los apartarrayos clase distribución de óxido de zinc, se instalaron en los lugares donde no había apartarrayos y su instalación era necesaria, así como en tramos largos de línea (cada 250 metros), transformadores, y equipo en general. Este programa de instalación se terminó en Agosto de 1988.

También se está llevando a cabo la instalación de apartarrayos de óxido de zinc bajo los mismos principios en el alimentador COA-28, con objeto de poder efectuar una evaluación del funcionamiento de este tipo de apartarrayos en lugares de alto nivel cerámico y alta resistividad.

## CONCLUSIONES

De este estudio se desprende que el mantenimiento tradicional es bueno en general, pero para alimentadores con desarrollo en terrenos de alta resistividad o zonas de alta contaminación, no es suficiente, en este trabajo se observó de acuerdo a las estadísticas presentadas que el número de fallas se redujo ostensiblemente aplicando los siguientes criterios:

a).-Si el terreno presenta alta resistividad, instalar apartarrayos en las líneas con tramos largos, así como en los transformadores y demás equipos con tierras efectivas, menores a 25 Ohms.

b).-Si existen flameos por contaminación en las porcelanas, es necesario implantar un proceso de lavado, tales como:

- Lavado con línea viva
- Tratamiento con grasa silicón
- Limpieza con desengrasantes, etc.
- Limpieza con materiales abrasivo a presión de aire.

Cuando el contaminante está muy pegado y no es posible limpiarlo se justifica el reemplazo.

c).-En terrenos con alto nivel cerámico recomendamos la instalación de apartarrayos de mayor resistencia a las descargas, como pueden ser los apartarrayos de óxido de zinc.

d).-El uso de métodos estadísticos es una ayuda importante en la evaluación del mantenimiento efectuado.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.-Estudio para mejorar la confiabilidad en los alimentadores COA-21 y COA-28. Estudios de redes L y F. 1986
- 2.-Estudio para mejorar la confiabilidad en los alimentadores Pescador y Aicaz. Estudios de redes L y F. 1987
- 3.-Normas L y F. Tierras. Instrucción 3.0058 . 1984
- 4.-Normas L y F. Aplicación de Apartarrayos. Instrucción 3.0059 . 1984
- 5.-Determinación de los efectos causados por la contaminación ambiental en aisladores y selección de parámetros para mejorar la confiabilidad en el alimentador IAC-28. Jesús Flores G. tesis. 1988.



## PROTECCION DE ESTRUCTURAS CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

ROBERTO ESPINOSA Y LARA

GUILLERMO LOPEZ MONROY

MARIO SOSA RANGEL

VICTOR GUARDIOLA T.

COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A.

### RESUMEN

Las descargas atmosféricas son fenómenos naturales inevitables, causantes de disturbios y pérdidas irreparables, aunado a esto, el incremento de construcciones elevadas, el uso de equipos de comunicación con antenas, equipos de cómputo, depósitos de combustibles, etc., han creado la necesidad de diseñar mejores protecciones.

En este trabajo se intenta dar una guía de protección contra descargas atmosféricas, abarcando desde diseños elementales para casas de campo hasta diseños especiales para edificios elevados.

### INTRODUCCION

Desde hace muchos años, en los inicios de la humanidad, los rayos fueron motivo de temor. En la época del esplendor griego, se creía que el rayo era el arma del Dios Zeus. En este siglo en la década de los 30's, la industria eléctrica empezó a buscar medios de protección con el fin de reducir los efectos dañinos en los sistemas de potencia, y fue a partir de 1960, cuando cobró mayor interés a causa de los accidentes ocurridos en algunas aeronaves.

Las líneas de transmisión y distribución y los equipos eléctricos instalados en ellas no son la excepción y la mayoría de las fallas instantáneas se pueden atribuir a las descargas atmosféricas, siendo además la causa de quemaduras y muertes en personas y animales, incendios en los bosques, daños en equipo de comunicaciones y cómputo, en depósitos de combustible, etc.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, ha recibido quejas de algunos clientes con servicios en media tensión, (23 kv) que han tenido fallas en sus instalaciones, sugiriendo que ésta ha sido la causante; sin embargo, tras breves análisis, se ha encontrado que el sistema de protección contra descargas atmosféricas de las instalaciones afectadas no es el correcto. Por ejemplo, la falla ocurrida en la Universidad Pedagógica, localizada en la ciudad de México en la Zona Sur. La falla ocurrió en un día de lluvia, escuchándose un estruendo en la subestación del cliente, dañando inclusive las instalaciones telefónicas. Al revisar su sistema de protección contra descargas, se encontró que las puntas y sus conexiones eran adecuadas; sin embargo, la única bajada a tierra había sido cortada. Al caer la descarga, no encontró camino a tierra y brincó de las instalaciones del cliente a las de la Compañía suministradora.

Casos como éste, se han repetido por diferentes razones, frecuentemente.

### NATURALEZA DE LAS DESCARGAS

Las descargas atmosféricas popularmente llamadas rayos, representan un peligro para los seres humanos, materiales y equipos en general, y por tanto han sido motivo de amplios estudios ya que por medio de su conocimiento se pueden diseñar mejores protecciones. La fuente más común de las descargas es la separación de la carga eléctrica entre nubes durante las tormentas, iniciando con un rompimiento dentro de la nube. Para que la descarga se realice se necesita un gradiente de potencial lo suficientemente grande como para romper el dieléctrico, ya sea entre nubes, o de nube a tierra, formado por una carga estática que oscila entre 5 y 10 kv por metro con una trayectoria de 3.5 Km. en promedio.

La descarga de nube a tierra es la de interés para estos casos, ya que afecta directamente a las instalaciones.

Existen cuatro tipos:

- DESCARGA ASCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA ASCENDENTE NEGATIVA
- DESCARGA DESCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA DESCENDENTE NEGATIVA

La descarga descendente positiva es de gran energía y se le conoce como superrayo y por lo general se dan en invierno; son de poca frecuencia. Las descargas ocurren durante las tormentas de arena, hielo, nieve, en erupciones volcánicas, en explosiones nucleares, con cielo limpio y azul.

Las nubes llegan a alcanzar hasta 12 km. de altura y la tormenta dura de media a una hora en promedio con 2 ó 3 descargas por minuto. Existen diferentes teorías, por ejemplo la del Dr. Simpson que dice que al elevarse el vapor de agua por el efecto de convección y alcanzar cierta altura donde la temperatura varía entre 0° y -20° C, se forman gotas de agua que al aumentar de tamaño se parten por la acción del viento, dando lugar al proceso de electrificación.

El rayo generalmente se compone por varias descargas sucesivas que pueden alcanzar tiempos hasta de medio segundo; sin embargo, el ojo humano no logra distinguir este fenómeno observándolo como si fuera una sola descarga. Al producirse el trueno, el aire se desplaza súbitamente provocando un ruido característico.

En algunos países como en Estados Unidos y Canadá se tienen mapas cerámicos con datos sobre el número de descargas y sus características; sin embargo, en forma práctica podemos esperar cinco descargas por kilómetro cuadrado al año.

Algunos de los parámetros más comunes de las descargas atmosféricas y que son utilizados en el diseño de las protecciones se dan en la tabla 1:

**TABLA 1**

CARGA	De décimas a cientos de Coulombs
CORRIENTE	De 20 a 30 kA promedio y hasta 340 kA
POTENCIAL	De 10 a 15 millones de voltios
ANGULO DE INCIDENCIA	De 45° a 90°

Las estructuras elevadas son las más susceptibles para recibir descargas atmosféricas, incluso pueden recibirlas en los costados cuando superan los 23 metros, debido a esto su protección difiere de las demás.

Los rayos son capaces de originar incendios cuando producen el calor suficiente para generar la ignición de los materiales combustibles o cuando producen un arqueo en lugares de fácil combustión.

### DESCARGAS ARTIFICIALES

Se mencionó con anterioridad que las descargas atmosféricas son fenómenos naturales inevitables, sin embargo, hace muchos años, Benjamín Franklin logró producir una descarga valiéndose de un cometa, por lo que podemos decir que una descarga es artificial si es provocada por el hombre o por algún objeto fabricado por él.

Por medio del radar se detectó que los aviones pueden provocar descargas al introducir un conductor en un campo eléctrico elevado.

Una estructura que tiene 250 m o más tiende a provocar la descarga y a más altura se presentarán mayor número de descargas. Esto quedó demostrado al comparar el número de descargas en dos torres, una de 200 m de altura y otra de 400 m para una misma temporada de lluvias; la primera recibió 2 descargas mientras que la segunda recibió 12 impactos.

En 1963 el vuelo 707 de Boeing a 1.600 m de altura fue impactado por una descarga cerca de ELKTON, MARYLAND causando la muerte de todos sus ocupantes; aparentemente la descarga tocó las alas del avión causando un incendio en el combustible. En 1969 fue lanzado el cohete Apolo 12 en el Centro Espacial Kennedy de Florida. A los 136.5 segundos se provocó una descarga y a los 52 segundos una segunda dañando 9 instrumentos sensores de estado sólido, perdiendo momentáneamente la comunicación, iluminación, etc. En 1987 en Florida, Cabo Cañaveral la nave espacial Atlas Centauro 67 a 4,000 mts. de altura provocó una descarga con sus daños cosecuente. Esto, aunque no es de incumbencia en las estructuras aterrizadas, tiene su importancia debido a la cantidad de recursos económicos que se han destinado al estudio de los fenómenos atmosféricos a partir de estos accidentes.

### PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

Se conoce que la protección contra descargas atmosféricas es necesaria para evitar daños materiales o humanos; sin embargo, las descargas directas no son frecuentes en la distribución o en casas habitación en las ciudades, donde hay edificios elevados que brindan un blindaje natural;

de aquí que hay que hacer una evaluación de la necesidad de protección, tomando en consideración los siguientes parámetros:

- Seguridad del personal
- Ocurrencia de las descargas
- Tipo de construcción
- Contenido
- Riesgo económico
- Grado de blindaje
- Tipo de terreno
- Altura de la estructura
- Exigencias de aseguradoras

La protección contra descargas atmosféricas se logra con dispositivos que captan y derivan los rayos a tierra por una o más trayectorias facilitando el paso de la corriente. Lograr una protección al 100% no es posible, lo ha demostrado la experiencia en líneas de alta tensión. La protección consiste básicamente de tres elementos:

- Punta o electrodo
- Conductor desnudo de bajada
- Electrodo de tierra

**Punta o electrodo.** Es el elemento encargado de interceptar la descarga ya que se encuentra muy por encima de los objetos a proteger, esta punta es metálica y puede ser hueca o sólida.

Es el único sistema generalmente aceptado por la comunidad científica y los comités de protección contra el rayo, aunque existen otros diseños de electrodos como son: los radiactivos, los activos, etc.

La zona protegida por la punta es en forma de cono, con ligeros arcos de circunferencia de concavidad hacia arriba,

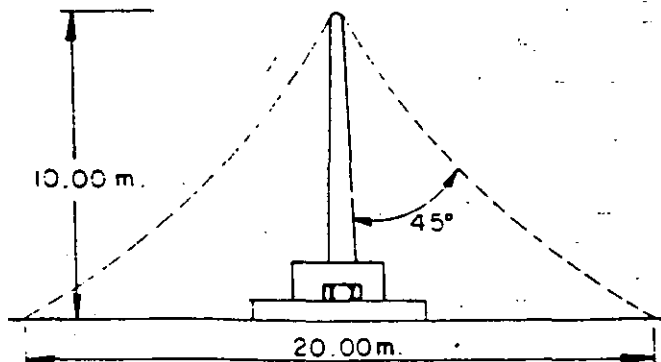


Figura 1 - ZONA DE PROTECCION DE LOS ELECTRODOS

el ángulo de apantallamiento se considera de 45° por la NFPA (National Fire Protection Association) y en el código británico es de 45° para estructuras ordinarias y 30° para casos especiales.

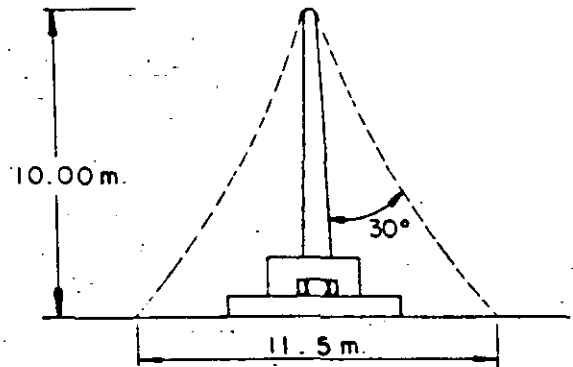


Figura 1A - ZONA DE PROTECCION DE LOS ELECTRODOS

La altura de la terminal aérea no debe ser menor a 25 cm. y con intervalos máximos de 6 m. como se muestra en la figura 2.

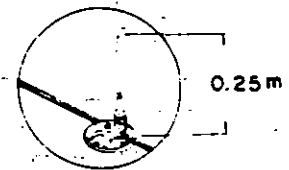
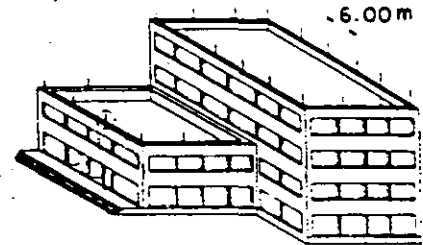


Figura 2 - FORMA DE PROTEGER UN EDIFICIO

La protección se puede colocar de manera que armonice con el perfil y aspecto del edificio.

**Conductor de bajada.** Es el encargado de conducir la corriente de la descarga a tierra por lo que debe tener un calibre específico, que se verá en detalle para cada caso en particular. La trayectoria a tierra, es decir, los conductores de bajada, por lo menos deben ser dos.

La conexión de la bajada debe ser buena en ambos extremos. en la punta y en el electrodo de tierra, ya que se dan casos en que esta conexión se corroe, se corta ó rompe, etc.

La localización de las bajadas depende de la ubicación de las terminales aéreas, el tamaño de la estructura protegida, la ruta más directa, la seguridad contra daño o desplazamiento, la localización de cuerpos metálicos, tuberías de agua, el electrodo de tierra y las condiciones del terreno.

La distancia promedio entre bajadas no debe exceder de 30 m. y no deben presentar dobleces con ángulos de 90° o menos, esto se ilustra en la fig. 3.

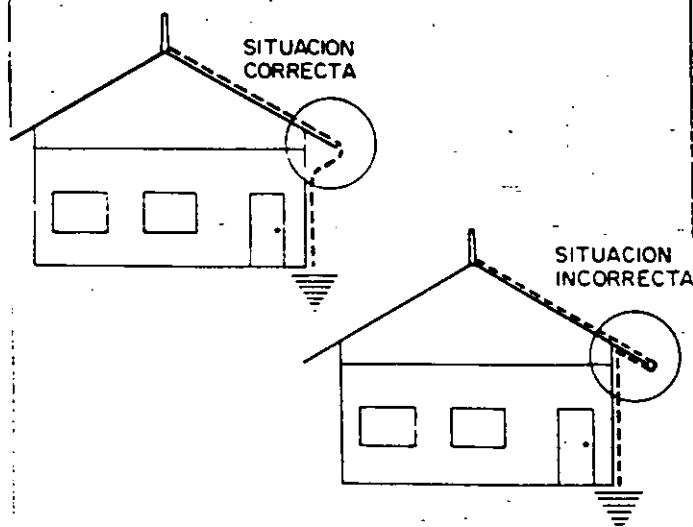


Figura 3 - FORMA DE DAR DOBLES AL CONDUCTOR DE BAJADA

**Electrodo de tierra.**- Este elemento es tan importante como los anteriores y desgraciadamente no se le da la atención que requiere ya que va enterrado y por tanto, oculto y difícil de revisar, y si a esto le agregamos que en algunos casos existen terrenos de resistividad elevada, el problema se agrava aún más.

El Código Nacional Eléctrico (N.E.C.) recomienda una resistencia a tierra máxima de 25 ohms y el Código Británico 10 ohms como máximo.

Para una resistencia de tierra de 10 ohms, se requieren claros de cerca de 3.3 m. entre el conductor del pararrayos y cualquier tubería de agua u otro servicio. El reglamento N.E.C., no es tan estricto en este aspecto y solo pide 1.83 m.

Para lograr los valores de resistencia a tierra adecuados en terrenos de alta resistividad, se puede recurrir

a varios métodos de aterrizaje como son:

- Electrodo profundos
- Electrodo múltiples
- Electrodo horizontales
- Electrodo químicos

### PROTECCION DE ESTRUCTURAS ORDINARIAS

Las estructuras ordinarias son aquellas que se pueden proteger en forma sencilla como: edificios dedicados a vivienda, casas de campo, comercios, industrias, granjas, residencias, etc. y que no tienen una altura mayor a 23 m.

La protección se logra con un blindaje compuesto por puntas separadas cada 6 m. con una altura de 25 cm. y con dos bajadas a tierra como mínimo.

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	9.5	X	12.7
TUBULAR (espesor)	X	15.9 0.8	X	15.9 1.6

CONDUCTOR	COBRE	CALIBRE	ALUMINIO	C
PRINCIPAL	X	17 AWG	X	14 mm
CONEXIONES	X	16 AWG	X	14 AWG

### PROTECCION DE ESTRUCTURAS ESPECIALES

Una estructura especial es aquella que requiere de mayores cuidados para su protección, debido a su contenido, uso, altura, etc. tales como: museos, edificios históricos, transmisoras de radio o T.V., antenas de radar, instalaciones de telecomunicaciones, industrias de pintura, papel, textiles, huleras, químicas, refinerías, hospitales, depósitos de combustibles, polvorines, edificios elevados o que en su interior contengan equipos sensibles, etc.

Los edificios que tienen más de 23 metros de altura tienen el riesgo de recibir descargas en sus costados. y los de 250 m. o más propician las descargas.

Los materiales usados en la protección deben cumplir con los siguientes requisitos:

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	12.7	X	15.9

depósitos, como se muestra en la figura 5:

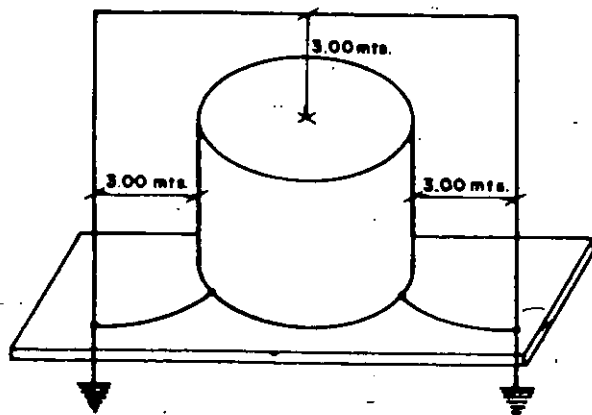


Figura 5 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE CON BLINDAJE

Si no se utiliza el blindaje y se usa el depósito como conductor, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Espesor máximo de acero de 4.7 mm.
- Las juntas y conexiones de entrada deben tener continuidad eléctrica.
- No debe haber fugas de ningún tipo.
- Debe estar bien aterrizado.

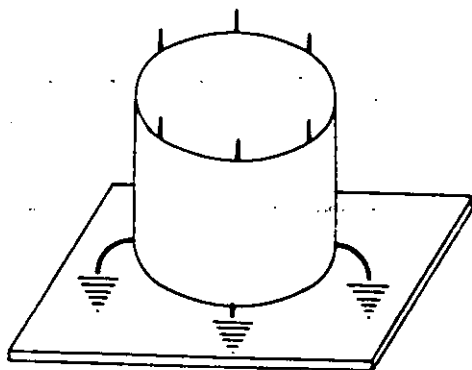


Figura 6 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE QUE UTILIZA EL TANQUE COMO CONDUCTOR

### PROTECCION DE ARBOLES

Los árboles son la causa de un gran número de muertes, esto se debe principalmente a las personas que se tratan de proteger de la lluvia. El árbol, al tener mayor altura atrae las descargas, se forma un arco entre las ramas y

pasando la corriente por el cuerpo humano. Es recomendable proteger los árboles cuando estos están por encima de las estructuras que se quieren proteger.

La forma correcta en que se deben proteger se muestra en la figura 7:

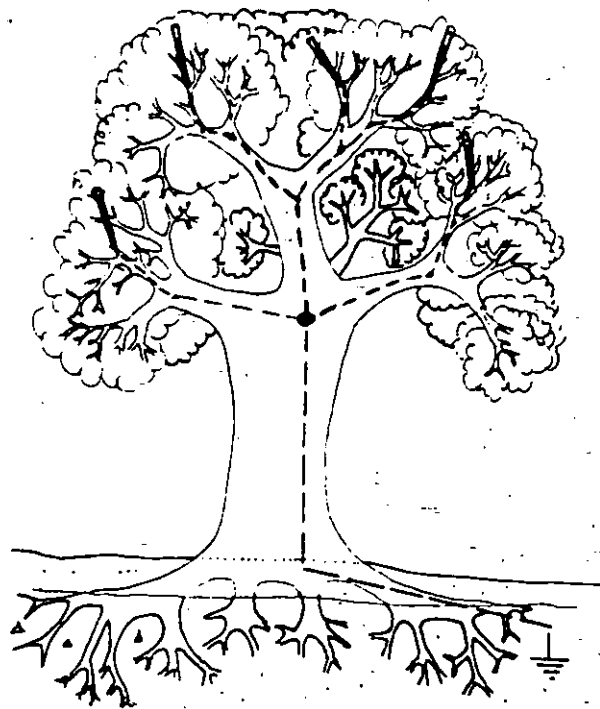


Figura 7 - PROTECCION DE ARBOLES

### RECOMENDACIONES

Una protección total es difícil de obtener en la mayoría de los casos; sin embargo, si se siguen las recomendaciones dadas por los reglamentos establecidos, se puede tener la seguridad de que las fallas por efectos de descargas serán mínimas y la protección se puede resumir a tres conceptos básicos:

- Un objeto conductor debe atraer la descarga intencionalmente.
- Se debe establecer una trayectoria con baja impedancia para facilitar el camino de la descarga.
- Se debe garantizar siempre una resistencia de tierra baja.

CONDUCTOR	COBRE	CALIBRE	ALUMINIO	CALIBRE
PRINCIPAL	X	15 AWG	X	13 AWG
CONEXIONES	X	17 AWG	X	14 AWG

#### PROTECCION DE TORRES DE TELECOMUNICACION

Las torres de telecomunicación son estructuras elevadas por lo que están expuestas con mayor frecuencia a descargas atmosféricas, su protección se logra considerando a la torre como un electrodo en sí, ya que estas se construyen con metal. Las siguientes recomendaciones son necesarias para minimizar los daños.

- Tener baja resistencia en las uniones de las secciones de las torres.
- Los cables deben ir por el centro de la torre ya que la corriente del rayo fluye por la parte externa.
- Cualquier equipo en la base de la torre se debe aterrizar al mismo sistema de la torre.
- La resistencia a tierra de sus electrodos debe ser menor a 10 ohms.

#### PROTECCION DE GRANDES EDIFICIOS

La protección de estos edificios se logra en forma convencional con una punta colocada en la parte superior y amarrada a la armadura o estructura del edificio, en el momento de la descarga todos los metales se encuentran al mismo potencial evitando gradientes peligrosos. Se deben de conectar a tierra todos los metales tales como: tuberías, pantallas de los cables, ductos de ventilación, tierras y carcazas de subestaciones internas, etc.

Cada bajada conductora debe aterrizarse en su base alejada de la construcción y si es posible a mayor profundidad de la cimentación, las zapatas de las columnas suelen ser tierras efectivas.

Debe existir buena continuidad en el armado o en la unión de las viguetas de acero, desde su base hasta la punta. Una de cada dos columnas deben conectarse a tierra y al distancia máxima entre tierras no debe exceder de 18 m.

El valor recomendado de resistencia a tierra para una buena protección es de 10 ohms y si existen equipos que no se pueden o quieren aterrizar, deben tener una

separación a las bajadas de tierra de por lo menos 1.83 m. según la NFPA 78.

Para alturas mayores de 250 m. el número de descargas se incrementa significativamente como se menciona anteriormente.

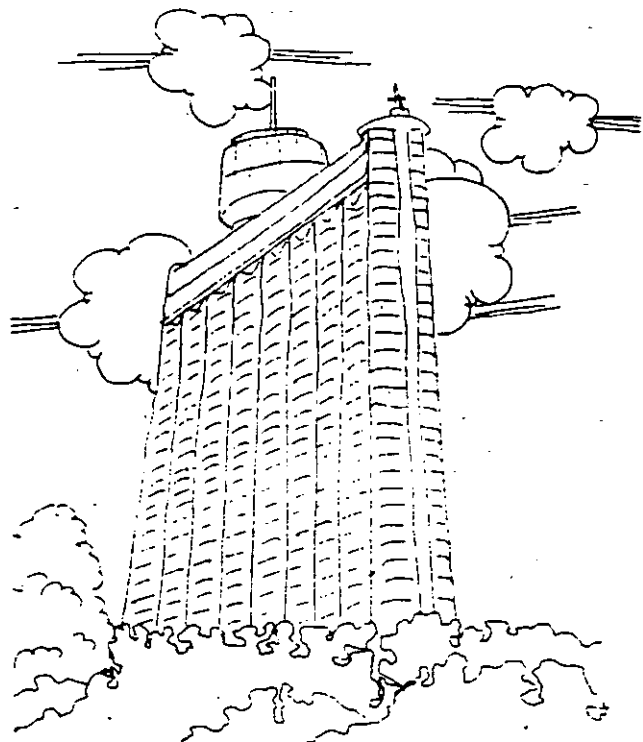


Figura 4 - EDIFICIO ELEVADO

#### PROTECCION DE DEPOSITOS DE COMBUSTIBLE

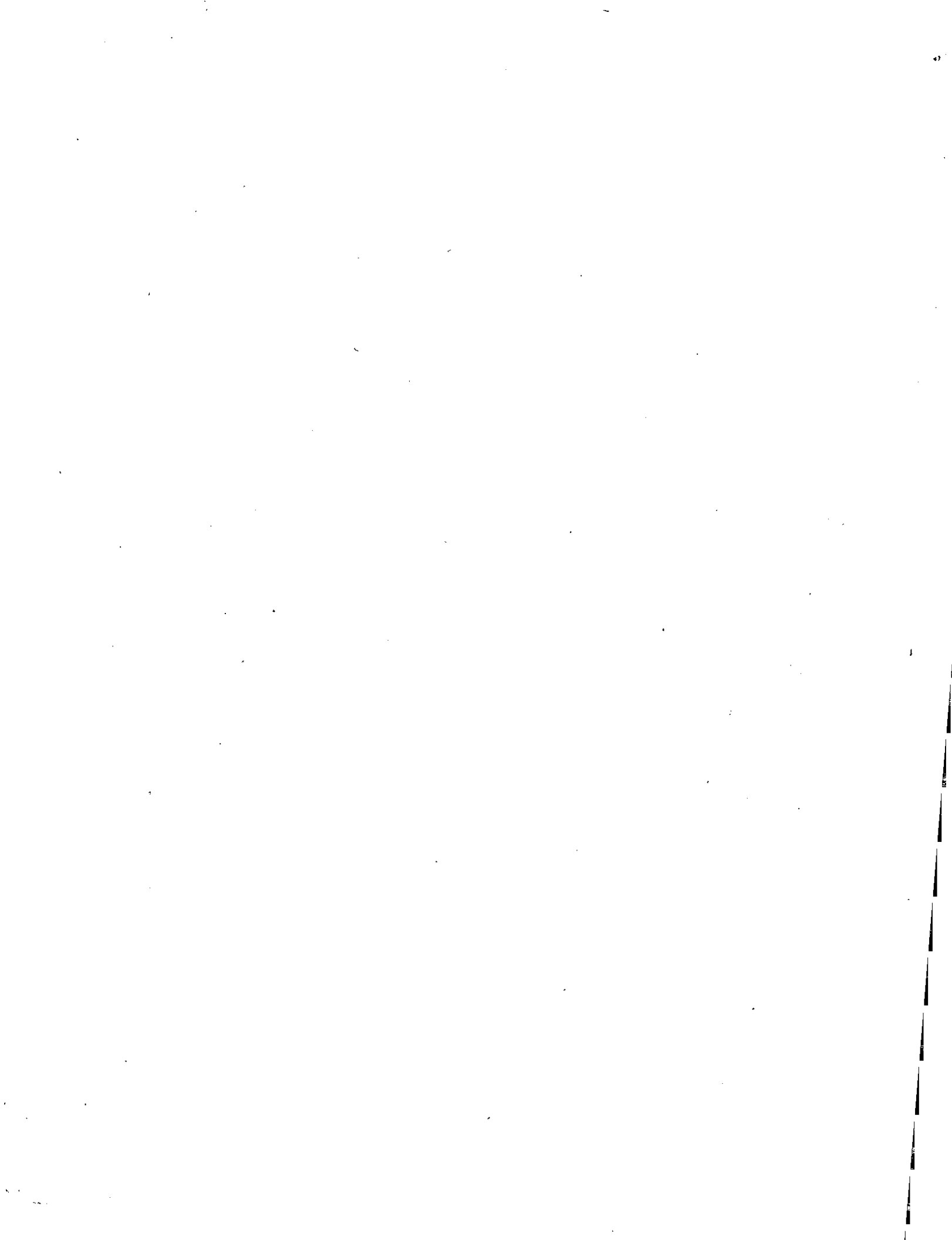
La protección adecuada de este tipo de estructuras se puede lograr por dos caminos diferentes: blindando las estructuras para interceptar las descargas y darles un camino a tierra alejado del combustible ó utilizando los propios depósitos metálicos como camino a tierra, ya que se comportan como una jaula de Faraday.

En ambos casos es necesario seguir algunas recomendaciones. A pesar de esto se han presentado accidentes en diferentes partes del mundo y en la mayoría de los casos la causa fué el arqueo en los medidores de temperatura, por lo que hay que poner atención especial en los conductores de control que entran o salen de los depósitos.

Para blindar los depósitos existen dos criterios: el NFPA que exige 45° y el Británico que es más exigente con 30°. Otra alternativa es con una separación de 3 m. entre los conductores que forman el blindaje y los

## REFERENCIAS

- 1.- DARVENIZA MAT.  
"LIGHTNING AND OVERVOLTAGE PROTECTION"  
ELECTRICAL ENGINEER  
MARCH 1989
- 2.- DARVENIZA MAT.  
"LIGHTNING AND OVERVOLTAGE PROTECTION"  
ELECTRICAL ENGINEER  
MAY 1989
3. LIQUIFIED NATURAL GAS  
NFPA 59 A  
1985 EDITION
- 4.- LIQUIFIED PETROLEUM GASES  
AT UTILITY GAS PLANTS  
NFPA 59  
1989 EDITION
- 5.- LIGHTNING PROTECTION CODE  
NFPA 78  
1986 EDITION
- 6.- N E C (National Electrical Code)  
1987 EDITION
- 7.- PETER HASSE  
PROTECCION DE LAS INSTALACIONES DE B.T.  
CON APARATOS ELECTRONICOS FRENTE A SO  
BRETESIONES.
- 8.- MARTIN A.  
NATURAL AND ARTIFICIALLY INITIATED LIGHT  
NING AND LIGHTNING TEST STANDARDS.
- 9.- BALDOMERO GONZALEZ SANCHEZ  
TECNICAS DE PROTECCION CONTRA EL RIESGO  
ELECTRICO EN INSTALACIONES DE BAJA TEN  
SION.
- 10.- A. M. G. MINTO B.  
LIGHTNING PROTECTION OF BUILDINGS  
ISSUE 16 - 1983.
- 11.- RODNEY B. BENT  
SURGE AND TRANSIENT PROTECTION AND  
LIGHTNING WARNING SYSTEMS.  
PARTS I, II, III.
- 12.- GUILLERMO LOPEZ MONROY  
APLICACIONES PRACTICAS EN REDES DE  
DISTRIBUCION.  
1 RVP-88-CAP. V CURSO TUTORIAL  
"SISTEMAS DE CONEXION A TIERRA EN  
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA".





DIRECTORIO DE ALUMNOS DE CURSO  
DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA  
DEL 18 AL 29 DE MAYO DE 1992

- 1.- ACOSTA MEJIA CORNELIO  
SUPERVISOR DE PROYECTOS ELECTRICOS  
DIRECCION GENERAL DE CONSTRUCCION Y OPERACION HIDRAULICA  
VIADUCTO MIGUEL ALEMAN No. 507, COL. GRANJAS MEXICO,  
DELEG. IZTACALCO, C.P. 08400  
TEL. 650 38 64 DFNA.
- 2.- ARELLANO LOPEZ RAMON GABRIEL  
INGENIERO ELECTRICISTA  
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
OKLAHOMA 85 - 2o. PISO, COL. NAPOLES, DELEG. B. JUAREZ  
C.P. 03810, TEL. 536 88 96 DFNA.
- 3.- CANO HERNANDEZ HECTOR GERARDO  
INGENIERO DE CALIDAD  
SQUARE D COMPANY S.A.  
AV. JAVIER ROJO GOMEZ No. 1121, COL. GPE DEL MORAL,  
DELEG. IZTAPALAPA, C.P. 0090  
TEL. 686 30 00 DFNA. 753 00 29 DOM.
- 4.- CORTES POSAS JESUS JAVIER.
- 5.- CHAVEZ ISLAS VICTOR MANUEL  
SUPERVISOR DE SERVICIOS GENERALES A PLANTA  
SISTEMA, ALIMENTOS S.A. DE C.V.  
ERNESTO PUGIBET No. 2, COL. XALOSTOC, ECATEPEC EDO. DE  
MEXICO, TEL. 569 23 11 EXT. 2101 DFNA. 590 58 22 DOM.
- 6.- GARCIA HERNANDEZ ROGELIO ORLANDO  
GERENTE DE SERVICIOS  
TECNOLOGIA ELECTRICA INDUSTRIAL  
CHOPO No. 269.3, COL. STA. MARIA, DELEG. CUAUHEMOC  
TEL. 547 85 79 DOM. CEL:905 503 444 5
- 7.- GONZALEZ VELAZQUEZ PONCIANO  
SUPERVISOR ELECTRICO  
PRODUCTOS SAN CRISTOBAL S.A. DE C.V.  
CALZADA DE LA VIGA No. 220, COL. SAN JOSE JAJALPA,  
ECATEPEC DE MORELOS, EDO. DE MEXICO  
TEL. 326 24 00 DFNA. 774 98 06 DOM.
- 8.- HERNANDEZ DAVILA GUSTAVO  
RESIDENTE DE OPERACION  
D.G.C.O.H., D.D.F.  
VIADUCTO MIGUEL ALEMAN No. 507, COL. GRANJAS, C.P. 08400  
TEL. (91 728) 3 04 20 DOM.

- 9.- HERNANDEZ LEON ROSENDO  
TECNICO ELECTRONICO DE MANTENIMIENTO  
AMP DE MEXICO  
ALFREDO NOBEL No. 28, COL. LA LOMA, TLALNEPANTLA EDO. DE  
MEXICO, TEL. 571 28 27 DOM.
10. MANZANO MURILLO VICTOR MANUEL  
INGENIERO CL. 21  
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.  
AV. MELCHOR OCAMPO No. 171, COL. TLAXPANA, C.P. 11370  
TEL. 518 00 80 EXT. 285 OFNA. 587 59 19 DOM.
11. MARELES SANDOVAL MARIANO A.  
SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO  
S.C.T.  
AV. COYODACAN No. 1895, COL. ACACIAS, DELEG. B. JUAREZ  
TEL. 534 99 45 OFNA. 846 04 21 DOM.
12. MARTINEZ ESCOBAR SERGIO ANTONIO  
ENCARGADO SECCION ELECTROMECHANICA  
PEMEX (SISTEMA TRONCAL DUCTOS SURESTE)  
CALLE DANTE DELGADO RANAURO S/N, COL. INSURGENTES NORTE,  
MINATITLAN, VER. TEL. 4 88 03 OFNA.
13. MORALES OLVERA M. ARTURO  
JEFE DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.  
INSURGENTES NORTE No. 2133, COL. SANTA ISABEL TOLA  
DELEG. B.A. MADERO, TEL. 577 10 96 OFNA, 370 23 57 DOM.
14. PANIAGUA RODRIGUEZ ALFREDO  
TECNICO CL. 20 B  
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.  
MELCHOR OCAMPO 171, COL. ANAHUAC  
TEL. 535 34 09 OFNA., 379 27 80
15. RACCA GARCIA ERNESTO SIMEON  
TECNICO 20- B  
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.  
MELCHOR OCAMPO 171, COL. TLAXPANA, DELEG. MIGUEL HIDALGO  
C.P. 11370, TEL. 591 03 91 OFNA.
16. REGUERA MARTINEZ JOSE DE JESUS  
ING. CL. 20 A  
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.  
INSURGENTES NORTE 2133, COL. STA. ISABEL TOLA  
TEL. 577 45 08 OFNA.
17. RODRIGUEZ BAQUELOS BERNARDO  
ING. CL. 20 B  
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.  
MELCHOR OCAMPO 171, COL. ANAHUAC  
TEL. 535 40 16 OFNA. 91 590 10 401 DOM. (TEXCOCO, MEX.)

18. RODRIGUEZ LARA MANUEL  
INGIA DE SOPORTE  
Syc SELMEC S.A DE C.V.  
CALZ. VALLEJO 706-A, INDUSTRIAL VALLEJO, DEL. AZCAPOTZALCO  
C.P. 02300 TEL. 565 85 22 OFNA. 537 56 98 DOM.
19. SANCHEZ RAMIREZ JOSE EDUARDO  
COORDINADOR DE PROYECTOS B.  
S.T.C. (METRO)  
PUENTE DE ALVARADO No. 84, COL. TABACALERA, DELEG.  
CUAUHTEMOC, TEL. 535 30 20 OFNA., 373 02 28 DOM.
20. SERRANO ALVARADO JUAN PABLO  
INGENIERO CL. 21  
MELCHOR OCAMPO No. 171, COL. TLAXPANA, C.P. 11370  
TEL. 591 03 91 OFNA, 558 01 94 DOM.
21. TORRES AREVALL RAUL  
SUBJEFE DEPTO. SUPERVISION OBRA ELECTROMECHANICA  
S.C.T. (METRO)  
PUENTE DE ALVARADO NO. 84, 4o. PISO, COL. TABACALERA  
DELEG. CUAUHTEMOC, TEL. 535 30 20 OFNA. 768 54 46 DOM.
22. VARA LOPEZ EMILIANO  
JEFE DE TURNO  
D.B.C.O.H.  
IXTLAHUACA, EDO. DE MEXICO

