

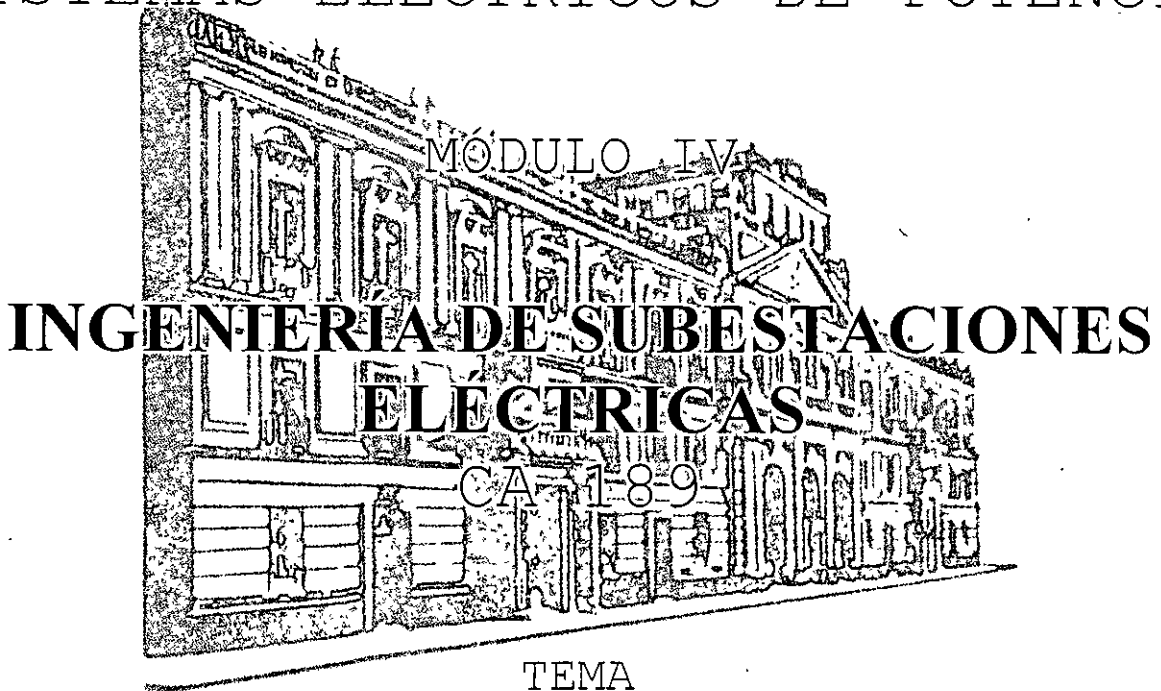


FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN
CONTINUA Y A DISTANCIA

DIPLOMADO EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA



TEMA
SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6



INGENIERÍA ELÉCTRICA

EXPOSITOR: ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO
DEL 24 DE SEPTIEMBRE AL 05 DE OCTUBRE DE 2007
PALACIO DE MINERÍA

**CURSO CA 189
INGENIERIA DE SUBESTACIONES
ELECTRICAS**

SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6

Expositor: Ing. Ricardo Antonio Espinosa y Patiño.

1.5 Subestaciones encapsuladas con aislamiento en gas hexafluoruro de azufre (SF₆) para 23, 85, 230 y 400 kV.

En la Ciudad de México y zona conurbana, se tiene la necesidad de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica en áreas densamente pobladas, donde la escasez de terrenos y su alto costo, limita y encarece la construcción de subestaciones convencionales. Asimismo, las restricciones gubernamentales referentes al impacto ambiental, han impulsado la construcción de subestaciones encapsuladas en SF₆, considerando que éstas se instalan dentro de edificios con adecuada ambientación ecológica que produce un efecto visual integrado a su entorno, así como reducción en los niveles de contaminación auditiva.

Las subestaciones encapsuladas en SF₆ se emplean en LFC desde 1979 y en la actualidad con perspectivas de utilización mayores, considerando que se cuenta con las siguientes ventajas:

- a) Debido a que todas las partes con tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina la probabilidad de un contacto accidental con partes energizadas aumentando la seguridad del personal y la confiabilidad del servicio.
 - b) La construcción blindada protege a la instalación de los efectos de la contaminación atmosférica (polvo, nieblas salinas, humo).
 - c) La construcción blindada disminuye también los efectos de la subestación sobre el medio ambiente, evitando la radiointerferencia y disminuyendo el nivel de ruido debido a la operación de interruptores.
 - d) La disminución de las dimensiones de la subestación y especialmente la disminución de la altura, mejora la apariencia de la subestación y permite realizar, en caso necesario, instalaciones subterráneas y se pueden alojar en edificios de escasos metros cuadrados de construcción.
-
- e) En más de veinte años de experiencia empleando subestaciones encapsuladas en SF₆, uno de los aspectos más ventajosos son los bajos costos de mantenimiento ya que las fallas más comunes son las fugas de gas en los diversos compartimentos y estas son muy ocasionales.
 - f) Debido a que se cuenta con los gabinetes de control, protección y medición cercanos a los equipos de potencia, el tiempo de instalación y el propio alambrado se reducen.

En la Tabla 1.2 se enlistan las subestaciones encapsuladas en SF₆ de LFC en operación, proceso de construcción o proyecto.

1.5.1 Elementos básicos de las subestaciones en hexafluoruro de azufre [12]

Las subestaciones aisladas y encapsuladas en SF₆ están integradas básicamente por los mismos elementos que constituyen a las subestaciones convencionales, salvo elementos adicionales como son las cuchillas de puesta a tierra que garantizan su seccionamiento para efectos de mantenimiento y pruebas. Los elementos principales de las subestaciones se describen a continuación:

1.5.1.1 Interruptores

Los interruptores están diseñados para formar módulos independientes, su construcción es de inserción simple junto con una cámara de gas de una sola presión, lo que los hace sencillos, compactos y robustos. La cámara de extinción suele ser la misma, o muy similar a las usadas en los interruptores en SF₆ utilizados en las subestaciones convencionales tipo intemperie y consiste por lo general en un sistema de tipo embolar que envía gas sobre el arco, a presiones varias veces mayores que la de llenado normal, originando el enfriamiento del arco y su corte cuando la corriente en él pasa por el valor cero. Este efecto de soplado acompañado obviamente al del alargamiento del mencionado arco, que se produce al incrementarse la distancia entre las partes fija y móvil.

1.5.1.2 Cuchillas desconectadoras.

Las cuchillas desconectadoras concebidas como módulo independiente, están instaladas dentro de su envolvente y son tan compactas que pueden parecer una simple prolongación de las barras. Están diseñadas en base a una conexión y desconexión telescópicas, con contactos fijos del tipo llamado "tulipán", y disponen de ventanas para poder observar desde el exterior su posición. Su operación es normalmente tripolar utilizando un mecanismo que está acoplado por lo general a sistemas motorizados.

1.5.1.3 Cuchillas de apertura con carga

Cuando la instalación lo requiere, se dispone de cuchillas de apertura con carga las cuales abren y cierran con valores de corriente nominal, y las de algunos fabricantes pueden cerrar bajo condiciones de cortocircuito. Disponen de una cámara sencilla de extinción del arco correspondiente a la corriente máxima nominal, pero con la capacidad necesaria para la corriente de corto circuito.

1.5.1.4 Cuchillas de puesta a tierra

Las cuchillas de puesta a tierra están diseñadas de tal modo que pueden aplicarse a todos los módulos distintos. Su conexión y desconexión son del tipo telescópico y suelen suministrarse de dos tipos:

a) De mantenimiento (lentas)

Se construyen para ser operadas manualmente en forma monofásica o eléctricamente en forma trifásica. Estas cuchillas están diseñadas para conducir corrientes de corto circuito en posición "cerrada". Como indica su nombre se utilizan para aterrizar toda o parte de una subestación con objeto de proporcionar seguridad al personal de mantenimiento.

b) De cierre rápido

Estas cuchillas están construidas en forma similar a las anteriores, con la diferencia de que pueden cerrar bajo corrientes de corto circuito. Su operación es trifásica basada en resortes o servomotores que a su vez son cargados por un motor eléctrico.

1.5.1.5 Transformadores de corriente y potencial

Los transformadores para instrumentos integrados en un módulo independiente cada uno, se colocan en serie o paralelo sobre las barras, están conectados eléctricamente según las necesidades de cada instalación, ya que a ellos pueden conectarse una gran diversidad de aparatos de medición y protección.

Los transformadores de potencial pueden ser suministrados del tipo inductivo o del tipo capacitivo, mientras que los transformadores de corriente son inductivos por su propia naturaleza y de construcción toroidal.

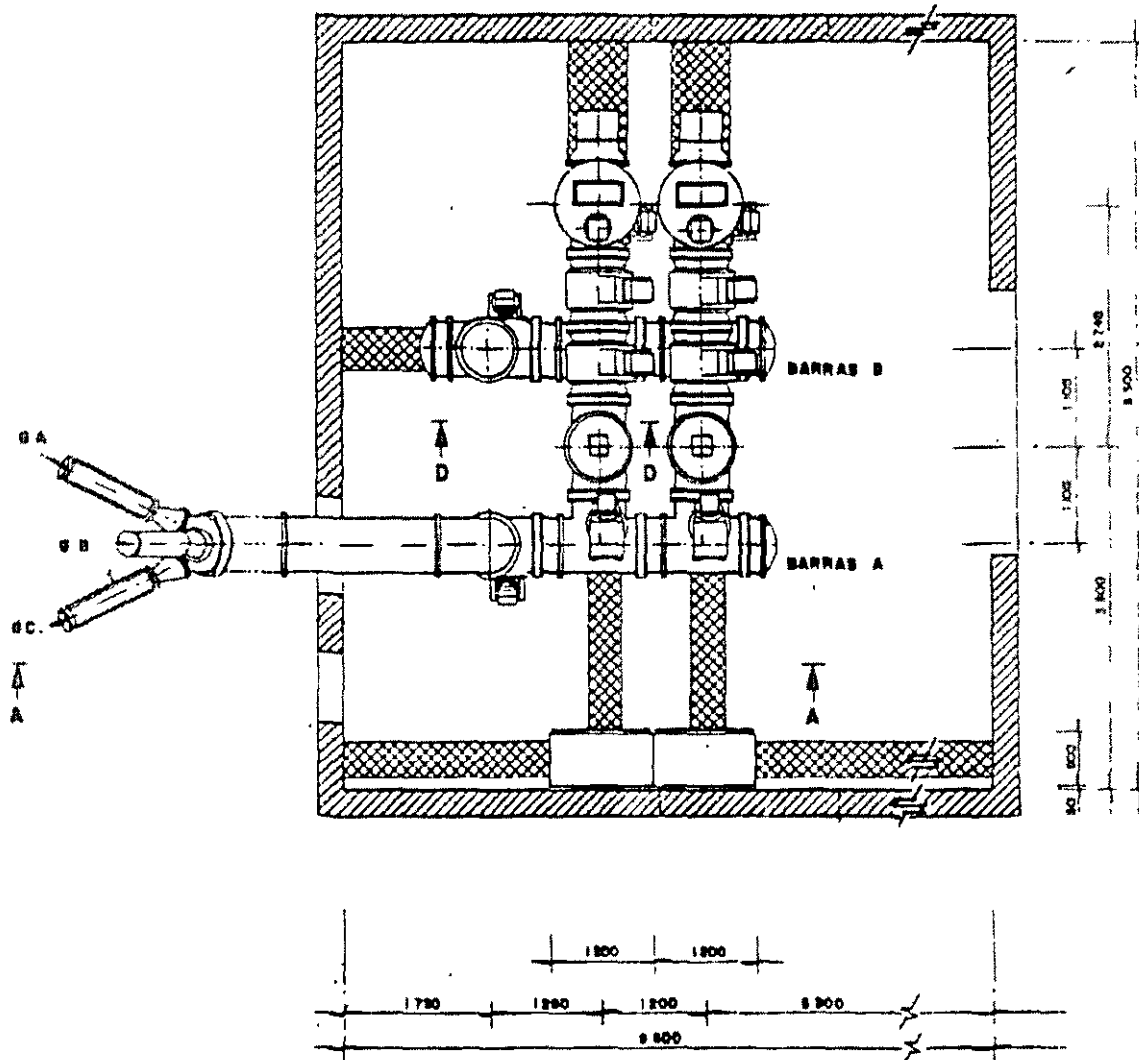
Todos los transformadores de instrumento pueden realizarse con uno o varios secundarios dentro de las precisiones de norma para medición o protección.

1.5.1.6 Barras colectoras y envolventes

En general las barras colectoras están constituidas por tubos de aluminio o cobre, soportados por aisladores del tipo de disco fabricados con resinas epóxicas. Estos aisladores además de soportar las barras colectoras que pasan por sus centros, sirven como tapas, para sellar tramos modulares (aisladores estancos).

Adicionalmente, los aisladores proporcionan el soporte mecánico necesario para resistir los esfuerzos electromagnéticos que se presentan durante los cortocircuitos.

Las envolventes o ductos que soportan las barras colectoras pueden ser monofásicas o trifásicas con una envolvente rodeando las tres fases, estas resultan más económicas y ocupan menor espacio pero las monofásicas permiten únicamente cortocircuitos de fase a tierra. La tendencia en LFC ha sido emplear estas envolventes monofásicas con objeto de incrementar la confiabilidad en las subestaciones propias, empleando como material de construcción el aluminio; en las subestaciones tipo cliente, con alimentación radial, ocasionalmente se han instalado subestaciones con envolvente trifásica (Figs. 1.65 y 1.66). En la Sección 1.5.4, se muestra, con ejemplos



PLANTA SECCION SF6 85 KV

Fig. 1.65 Subestación en SF₆ con envolvente trifásica

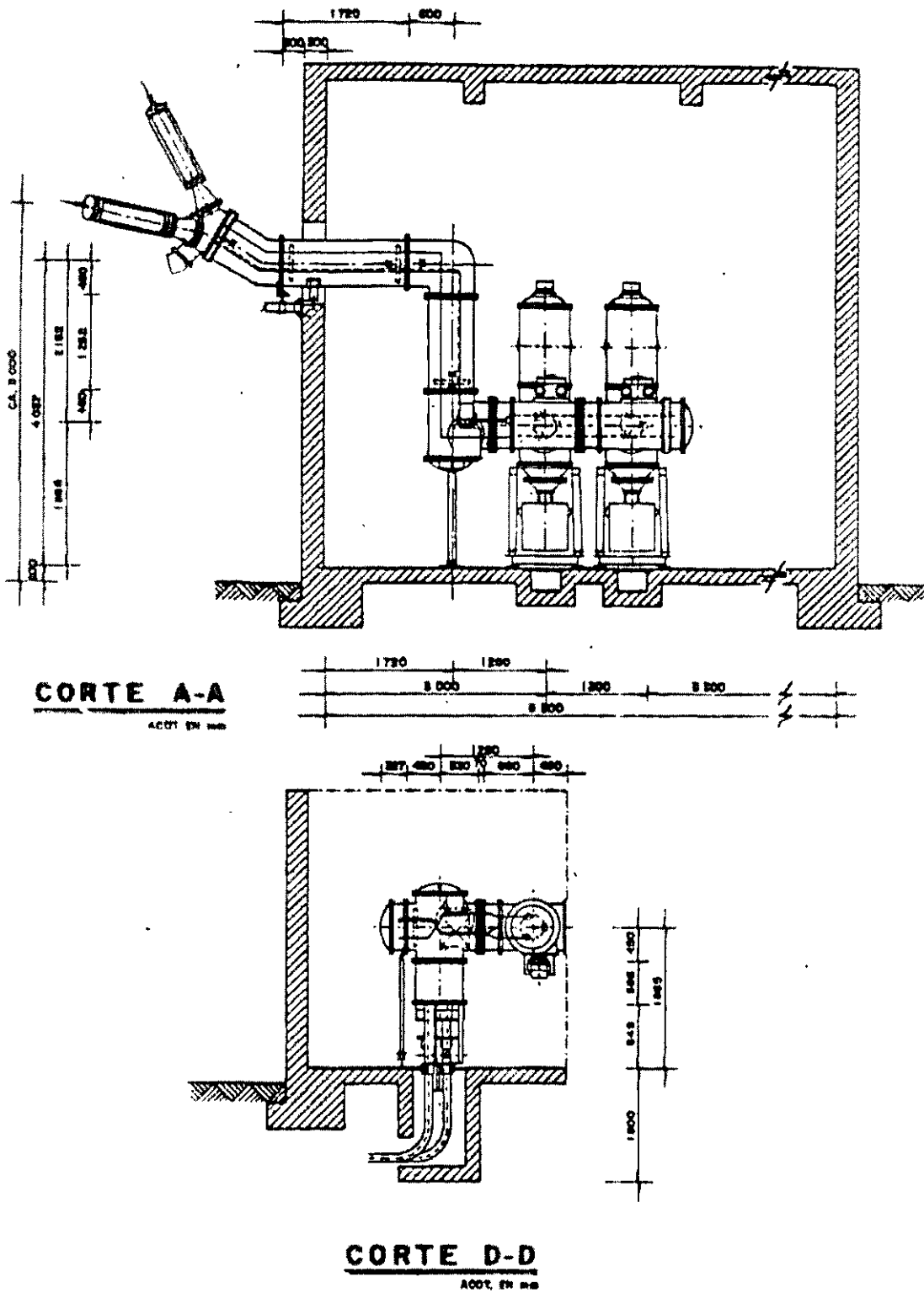


Fig. 1.66 Subestación en SF6 con envoltorio trifásico

prácticos, la aplicación de estas envolventes monofásicas en las subestaciones de la entidad.

1.5.1.7 Boquillas terminales en SF₆

Con objeto de realizar la transmisión eléctrica de los elementos convencionales hacia la subestación en SF₆, se emplean diversas boquillas terminales que concentran los campos electromagnéticos evitando arcos peligrosos. Las terminales comúnmente empleadas son:

a) Terminal SF₆/cable de potencia

Este tipo se emplea para conectar los elementos de la subestación en SF₆ hacia los cables de potencia con aislamiento sintético extruido [14,15].

b) Terminal SF₆/aire

Estas terminales se utilizan para conectar los elementos de la subestación en SF₆ hacia cables de cobre o aluminio sin aislamiento, tales como la recepción de líneas de transmisión con cable ACSR.

c) Terminal SF₆/aceite

Este tipo de terminales se emplean para interconectar los elementos de la subestación en SF₆ hacia equipos que contengan aceite tal como los transformadores de potencia o interruptores.

1.5.1.8 Gas SF₆

El gas SF₆ se obtiene a través de la síntesis directa del flúor y el azufre en forma líquida. El gas es químicamente muy estable y a temperatura ambiente puede ser considerado como un gas neutro. Térmicamente es también sumamente estable, hasta el punto de que su disociación es un fenómeno prácticamente reversible, esta característica es altamente deseable para su uso como medio apropiado para interrupción de arcos eléctricos. Su resistencia dieléctrica es de aproximadamente 2.5 veces la que dispone el aire en sus condiciones más ventajosas. Este gas es un excelente fluido de corte de arcos eléctricos por las razones siguientes: dispone de una energía de disociación, lo cual le da una notable capacidad de enfriamiento de los arcos; su rápida recombinación de las moléculas de gas disociadas le permiten el restablecimiento de tensiones muy severas; su toxicidad es nula en su estado normal y como consecuencia, su uso es inocuo para el hombre.

Comparando las propiedades del SF₆ con las de otros dieléctricos [6], se concluye lo siguiente:

ARREGLO DE DOBLE BARRA

ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO

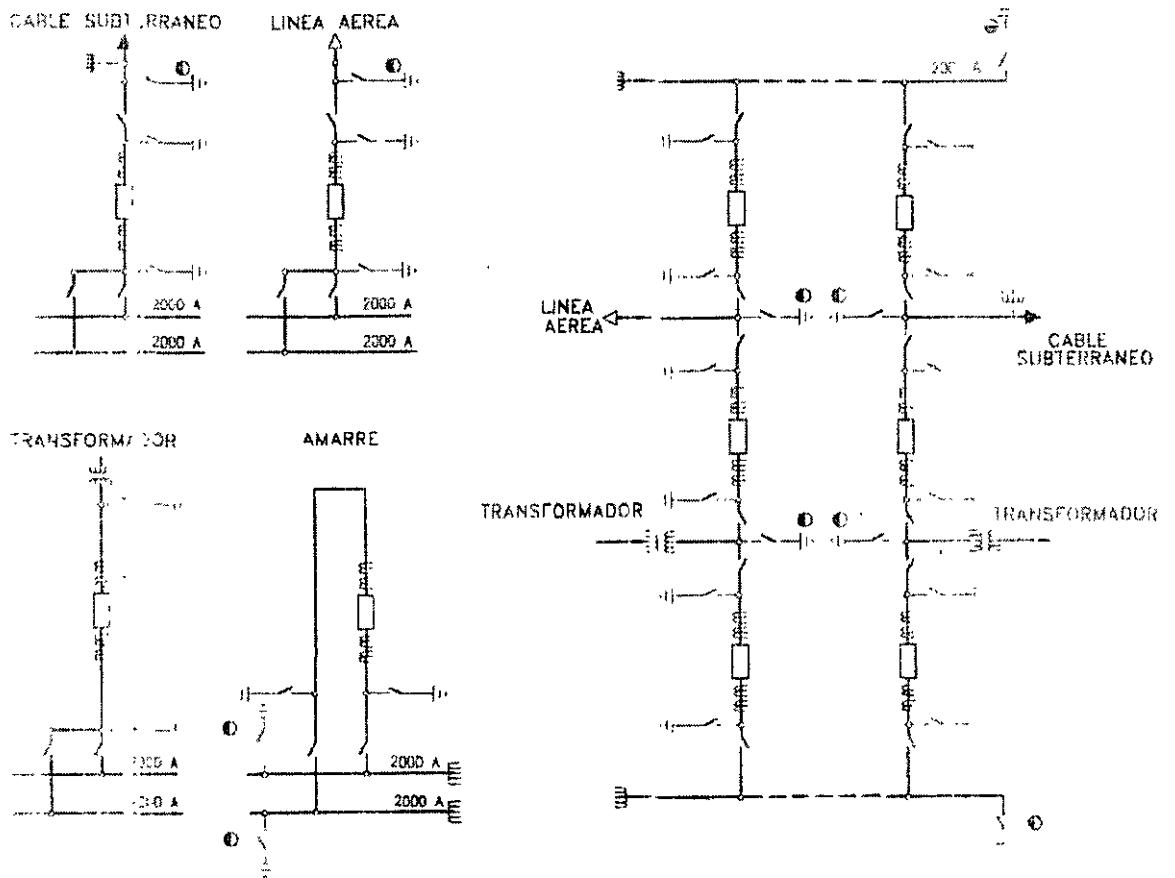


Fig. 1.67 Módulos típicos en SF₆, para tensiones de 85, 230 y 400 kV [4]

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

- a) Los dieléctricos sólidos, bajo la acción de las descargas eléctricas pueden ser dañados tanto superficialmente como en su masa, el SF₆ no sufre alteraciones apreciables porque una buena dosis de sus productos de descomposición se regeneran espontáneamente.
- b) Los dieléctricos líquidos (aceites para transformadores) son generalmente inflamables, tienen un elevado peso específico y bajo la acción de descargas forman productos de descomposición estables. El SF₆ no es inflamable, tiene bajo peso específico y no se altera en forma apreciable.
- c) Algunos otros dieléctricos gaseosos no tienen propiedades de regeneración espontánea y presentan puntos de condensación más altos.
- d) Otra propiedad fundamental del gas SF₆ es su capacidad de extinguir los arcos en corriente alterna, hasta cien veces mayor que con el mismo dispositivo de interrupción, presión y condiciones del circuito eléctrico, pueden interrumpirse en aire.

1.5.2 Características de las subestaciones encapsuladas en SF₆

La clasificación y descripción de los elementos que conforman las subestaciones de 23, 85, 230 y 400 Kv instaladas en LFC, se indican a continuación, considerando las características técnicas genéricas más importantes [4].

1.5.2.1 Clasificación

Estas se clasifican en interiores o intemperie y cuentan con envolventes monofásicas o trifásicas. Como ya se mencionó, en LFC se emplean por confiabilidad las primeras en las tensiones de 85, 230 y 400 kV.

1.5.2.2 Características generales

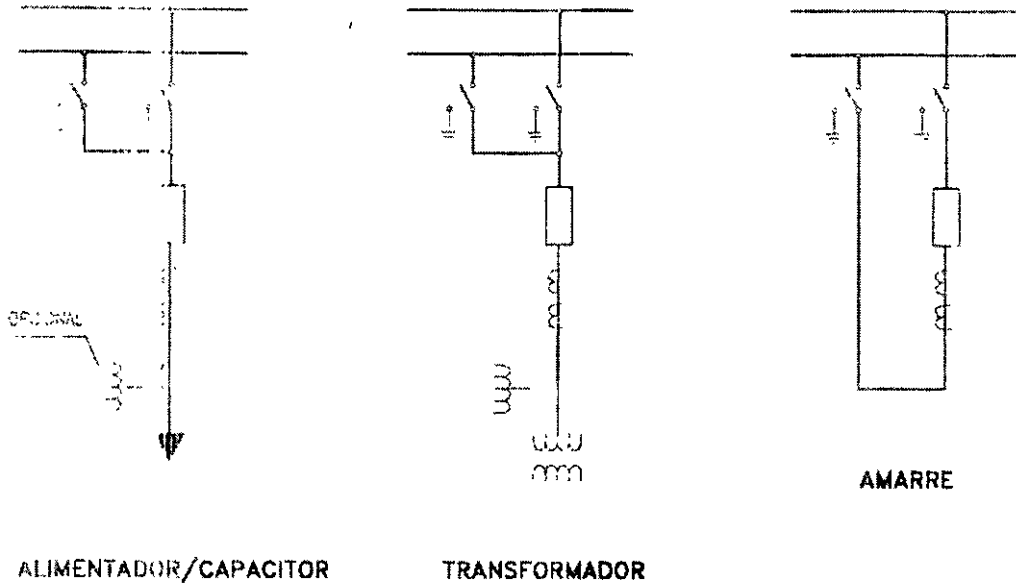
- a) Diagrama de conexiones ó arreglo de la subestación

En este tipo de subestaciones se tiene la facilidad de interconectar modularmente los elementos de la misma facilitando la construcción del arreglo seleccionado.

Los arreglos más utilizados en estas subestaciones son la doble barra con interruptor de amarre para tensiones de 85 y 230 kV e interruptor y medio en 230 y 400 kV (Fig. 1.67), empleando módulos de conexión a transformador, línea aérea o cable subterráneo.

En 23 kV se emplean diversos módulos para interconectar los elementos de la subestación, tales como el de alimentador, capacitor, transformador, servicios propios y de amarre, (Fig. 1.68).

ARREGLO DE DOBLE BARRA



SÍMBOLOS


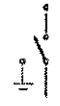







	ESCALA O SALIDA DE CABLE		CUCHILLA DESCONECTADORA / PUESTA A TIERRA (3 POSICIONES)
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		INTERRUPTOR
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		JUOGO DE BARRAS
	CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA		
	CUCHILLA DESCONECTADORA		
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA		

Fig. 1.68 Módulos típicos en SF₆, 23 kV [4]

En la Tabla 1.8 se indican los tipos de módulos que se pueden utilizar para las diversas tensiones y en la Sección 1.5.3.3 se describen los más usuales.

Tabla 1.8 Tipos de módulos en base a la tensión de operación [4]

23 kV	85, 230 y 400 kV
De alimentador	De cable subterráneo
De capacitor	De línea aérea
De transformador	De transformador
De amarre	De amarre
De servicios propios	De interruptor y medio

b) Especificaciones eléctricas

Considerando las tensiones nominales de 23, 85, 230 y 400 kV, en la Tabla 1.9 se describen los niveles de aislamiento requeridos.

Tabla 1.9 Tensiones nominales y niveles de aislamiento [4]

Tension nominal (Kv)		Niveles de aislamiento (kV)					
		Baja frecuencia 1 min., 60 Hz		Impulso por rayo onda completa 1.2 X 50 μs (cresta)		Impulso por maniobra 250 X 2500 μs (cresta)	
del sistema	de diseño	a tierra	a través de las terminales del aparato en posición abierto	a tierra	a través de las terminales del aparato en posición abierto	a tierra	a través de las terminales del aparato en posición abierto
23	24	50	60	125	145	---	---
85	123	185	210	450	520	---	---
230	245	395	460	950	1050	---	---
400	420	520	610	1425	1425 +240*	1050	900 +345*

* Estos valores son de tensión cresta a frec. del sistema, aplicada al borne opuesto
Las corrientes nominales, así como las corrientes de corto circuito que deben soportar los diferentes elementos de la subestación blindada, sin sufrir deterioros ni deformaciones y sin exceder las elevaciones de temperatura, de acuerdo a su tensión nominal, se especifican en la Tabla 1.10.

Tabla 1.10 Corrientes nominales y de corto circuito [4]

Tension nominal del sistema (kV)	Nominal o permanente (A)	Interruptiva simetrica (kA)	Interruptiva asimetrica (kA)	Sostenida de corta duracion (kA) 3s	De conexión (kA Cresta)
23	630 Y 2000	25	30	25	62.5
85	1600	31.5	37.8	31.5	78.75
230	2000	40	47.2	40	100
400	2000	31.5	37.8	31.5	78.75
	3150	40	48	40	100
	4000 y 5000	50	60	50	125

Los interruptores que se utilicen en las subestaciones encapsuladas en SF₆, independientemente de cubrir las corrientes indicadas en la Tabla 1.9, deben ser capaces de interrumpir las corrientes en vacío para líneas y cables, sin exceder sobretensiones mayores a 2.5 p.u. [5].

c) Pruebas

Las pruebas prototipo y de rutina de todos los elementos de la subestación encapsulada, se deben realizar en un Laboratorio acreditado y en la factoría del proveedor, así como las requeridas en sitio, de acuerdo a las especificaciones y recomendaciones de las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional [7]. Estas pruebas deben incluir al menos los siguientes componentes: interruptores, las cuchillas seccionadoras y de puesta a tierra, transformadores de corriente y potencial, boquillas, así como a un conjunto armado representativo de la correspondiente subestación.

Antes de la puesta en servicio de las subestaciones encapsuladas en SF₆, por norma interna de LFC, se realizan las pruebas dieléctricas de alta tensión para verificar el estado de los aislamientos y en su caso, detectar la presencia de fallas. Es recomendable en subestaciones hasta de 230 kV, realizar las pruebas de potencial aplicado con corriente alterna, impulso por rayo y descargas parciales; mientras que para las subestaciones de 400 kV, en forma adicional, se debe realizar la prueba de tensión de impulso de maniobra oscilante [13].

1.5.3 Consideraciones generales en la selección de subestaciones en SF₆ [8].

Para determinar las características genéricas que permitan una adecuada selección de la subestación, se requiere analizar las variables siguientes:

1.5.3.1 Requerimientos de espacio para la instalación.

Debido al constante incremento de la demanda de energía eléctrica en el D.F. y zona conurbada, la importancia de las subestaciones en SF₆ se incrementa, considerando que ocupan aproximadamente el 20% de la superficie que ocuparía una subestación convencional; por lo tanto, la diferencia en el monto del terreno usado es de considerarse, no solo por el precio comercial del mismo, sino por el propio valor que implica el poder utilizarlo en ampliaciones futuras. Por lo tanto, el terreno disponible es determinante en la selección de una subestación en SF₆.

1.5.3.2 Selección del diagrama de conexiones.

Como se indica en la Sección 1.5.2.2, se tienen normalizados dos arreglos básicos en 85 y 230 kV doble barra con amarre, y en 230 y 400 kV el interruptor y medio. Las subestaciones de interconexión a niveles de transmisión en 230 kV, emplean este último arreglo.

1.5.3.3 Tipos de conexión a los elementos externos.

Las subestaciones en SF₆ se enlazan a los diversos elementos externos tales como líneas aéreas, cables subterráneos, transformadores de potencia, etc., por medio de los siguientes tipos de conexión:

a) Bahía de línea.

La conexión de la subestación a las líneas aéreas, se realiza a través de boquillas terminales SF₆/aire (Fig. 1.69); estas terminales se componen de porcelana convencional, de la cual una parte queda inmersa en el gas SF₆ y la otra expuesta al aire. La brida de conexión entre la porcelana y el módulo de la subestación, es el elemento de separación de los dos medios.

b) Bahía de cable.

La conexión de la subestación a cables de potencia subterráneos, se realiza a través de boquillas terminales SF₆/cable (Fig. 1.70); estas terminales pueden alojar cables hasta de 2000 mm² y consisten esencialmente de un módulo especialmente diseñado para alojar la mufa y las barras de la subestación.

c) Bahía de transformador.

La conexión a los transformadores de potencia (Sección 1.5.4), se puede realizar de las siguientes formas:

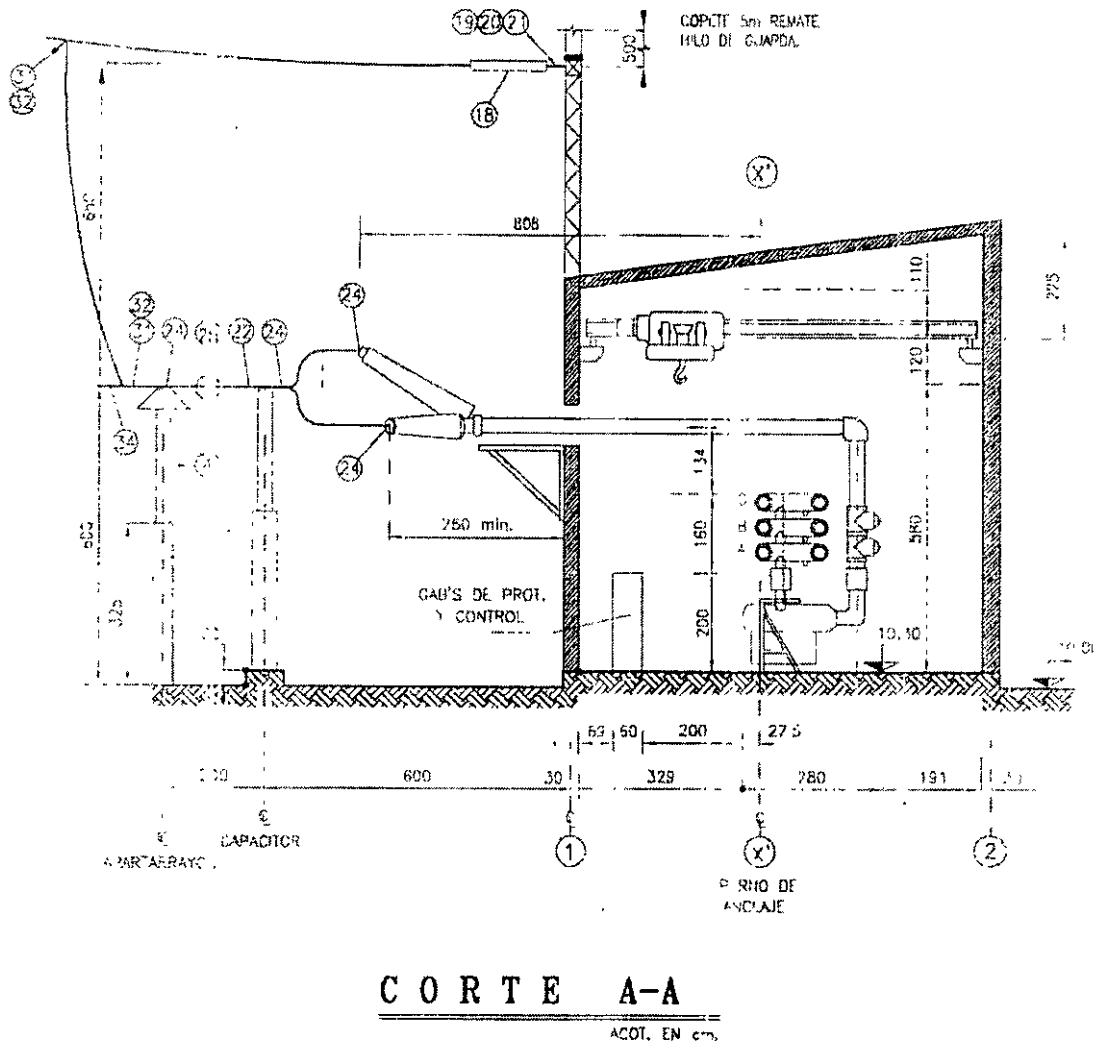
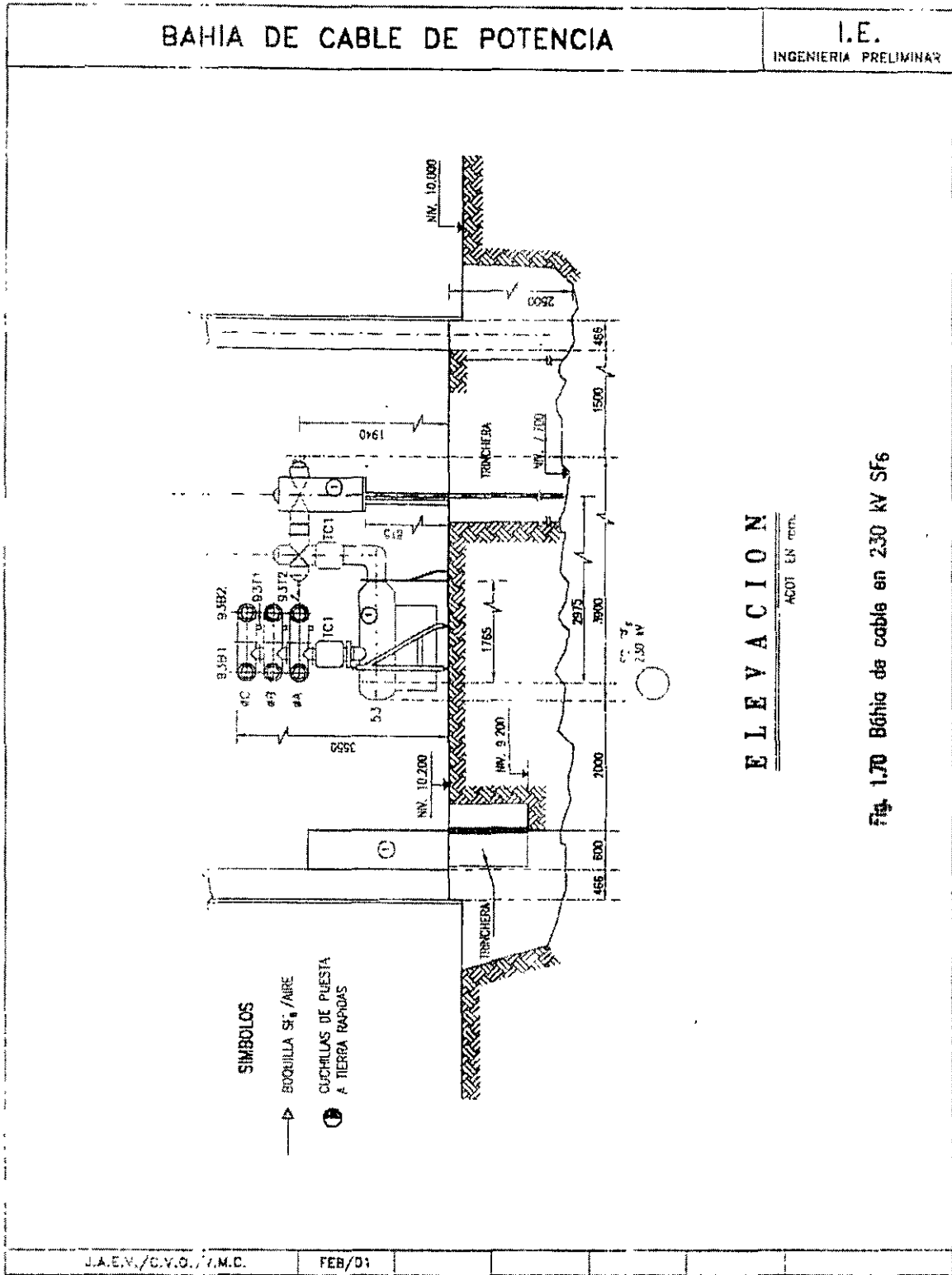


Fig. 1.69 Bahía de línea en 230 kv, SF₆



c 1) Por medio de ducto en SF₆

Este tipo de conexión es muy confiable ya que no hay ninguna parte conductora expuesta al aire y se recomienda cuando los transformadores se encuentran localizados junto al edificio de la subestación en SF₆; es decir el costo de la instalación no se eleva demasiado ya que las longitudes de ducto en SF₆ para acoplamiento a los transformadores, es corta. El acoplamiento al transformador se realiza a través de una terminal SF₆/aceite, de la cual una sección está inmersa en el aceite del transformador y la otra forma parte de la subestación. La separación entre los medios, SF₆ y aceite, se realiza mediante una junta similar a la del SF₆/aire, e incluye elementos de expansión, que absorben las dilataciones térmicas, así como los pequeños desalineamientos de montaje.

c.2) Por medio de conexión aérea

Para tal fin se utiliza una terminal SF₆/aire descrita en el inciso (a) anterior. Esta conexión se emplea cuando se requiere una instalación más económica, o cuando las características del terreno (terrenos blandos) no permiten el uso de la conexión con ducto en SF₆ descrita en el punto anterior.

c.3) Por medio de cable de potencia

En la conexión de la subestación al cable, se utiliza una terminal SF₆/cable descrita en el inciso (b) anterior. Para la conexión del cable de potencia subterráneo al transformador, existen dos alternativas: la primera es utilizar una terminal cable/aire y alimentar en forma aérea al transformador, y la segunda es utilizar una terminal cable/SF₆ y otra terminal SF₆/aceite.

Esta conexión a través de cable, es conveniente cuando la localización de los transformadores está alejada de la subestación, cuando se tienen terrenos compresibles o cuando no es posible llegar a estos con línea aérea.

d) Especificaciones

Debido a que las subestaciones en SF₆ se prueban en fábrica, independientemente de las correspondientes pruebas que realiza el laboratorio de LFC, las especificaciones deben ser muy detalladas con objeto de cumplir con las diversas características particulares del diseño propio de la subestación elegida. En dichas características se deben desglosar aspectos genéricos como son las especificaciones particulares, las generales, un cuestionario y los correspondientes dibujos. A continuación se detallan dichos aspectos:

d.1) Especificaciones particulares

Considerando que todas las subestaciones en SF₆ tienen características especiales, tales como detalles eléctricos, mecánicos, civiles, topográficos, etc., se requiere proporcionar al fabricante todas las características propias de la subestación tales como:

- Alcance y límite del suministro que involucra la relación detallada de los componentes que integran la subestación.
- Características atmosféricas como son la velocidad del viento, temperatura ambiente, humedad, contaminación y precipitaciones pluviales.
- Datos geológicos considerando las diversas características sísmicas de la zona.
- Información civil de la mecánica de suelos, tipo de terreno y las facilidades para la construcción y montaje.
- Características topográficas del terreno, vías de comunicación y facilidades de transporte.
- Datos eléctricos que permitan definir las características particulares de los equipos solicitados tales como interruptores, cuchillas, terminales, transformadores de instrumentos, etc.
- Datos mecánicos considerando los aspectos particulares de la propia instalación.
- Información genérica relacionada con las características de la propia subestación.

d.2) Especificaciones generales

En estas especificaciones se deben indicar las normas requeridas, las características de equipos y materiales, detalles de construcción y pruebas; todo lo anterior considerando aspectos comunes de los fabricantes que concursarán y basados en requerimientos internacionales mínimos por cumplir.

Estas especificaciones describen desde el objetivo y campo de aplicación hasta la garantía [4]. En la Sección 1.5 2.2 anterior, se describen las especificaciones técnicas más importantes.

e) Cuestionario

Con objeto de evitar desviaciones tanto en las especificaciones generales como en las particulares, se debe anexar un cuestionario que resuma dichas especificaciones para confirmar lo solicitado en las mismas y de esta manera facilitar la decisión de la mejor oferta.

f) Dibujos

Se requiere incluir los diagramas y dibujos que se considere deben conocer los fabricantes, para que resulte clara la configuración y requerimientos de la subestación. Dichos dibujos pueden ser el diagrama unifilar, diagrama esquemático de protección control y medición, diagrama físico preliminar ubicando los elementos de la subestación, diagramas de la filosofía de control y protección.

1.5.4 Ejemplos de aplicación de las subestaciones en SF₆

Debido a la facilidad que permiten los diversos elementos en SF₆ para formar una subestación, a continuación se describen varias alternativas de solución considerando que en la actualidad se cuenta con terrenos reducidos, poco accesibles y de características inadecuadas (comprensibles y desnivelados) y en especial LFC últimamente se ha visto en la necesidad de emplear los propios terrenos de los derechos de vía de las líneas de transmisión por la escasez de los mismos

1.5.4.1 Subestación de 230/23 kV en el derecho de vía.

La subestación Contadero de LFC, se localiza en el derecho de vía (30 m de ancho) de una línea de 230 kV y debido a lo reducido del área con la que se cuenta, se determinó diseñar un edificio en el cual se instalan las bahías en SF₆ para ambas tensiones (Figs. 1.71 y 1.71A). Con objeto de aprovechar los escasos espacios, en la azotea del edificio se encuentran los apartarrayos y los capacitores de acoplamiento así como la estructura de remate de la línea, desde donde se realiza la acometida a las bahías de 230 kV de la subestación ubicada en la planta baja, a través de terminales SF₆/aire y ductos en SF₆ (Fig. 1.72).

La conexión con los transformadores de potencia ubicados en la planta baja, se realiza por medio de ductos en SF₆ y terminales SF₆/aceite como se indica en la Fig. 1.73. Del secundario de los transformadores se conecta con la sección en SF₆ de 23 kV para distribuir la energía a 12 alimentadores subterráneos.

Como se puede observar, en la planta baja se instala el equipo pesado por razones estructurales y facilidades de maniobra. La sección de 230 kV tiene un arreglo de doble barra y esta compuesta por seis bahías (dos de línea, tres de transformadores y el amarre), la sección de 23 kV también tiene un arreglo semejante con un total de 16 bahías (doce alimentadores tres de transformadores y la de amarre).

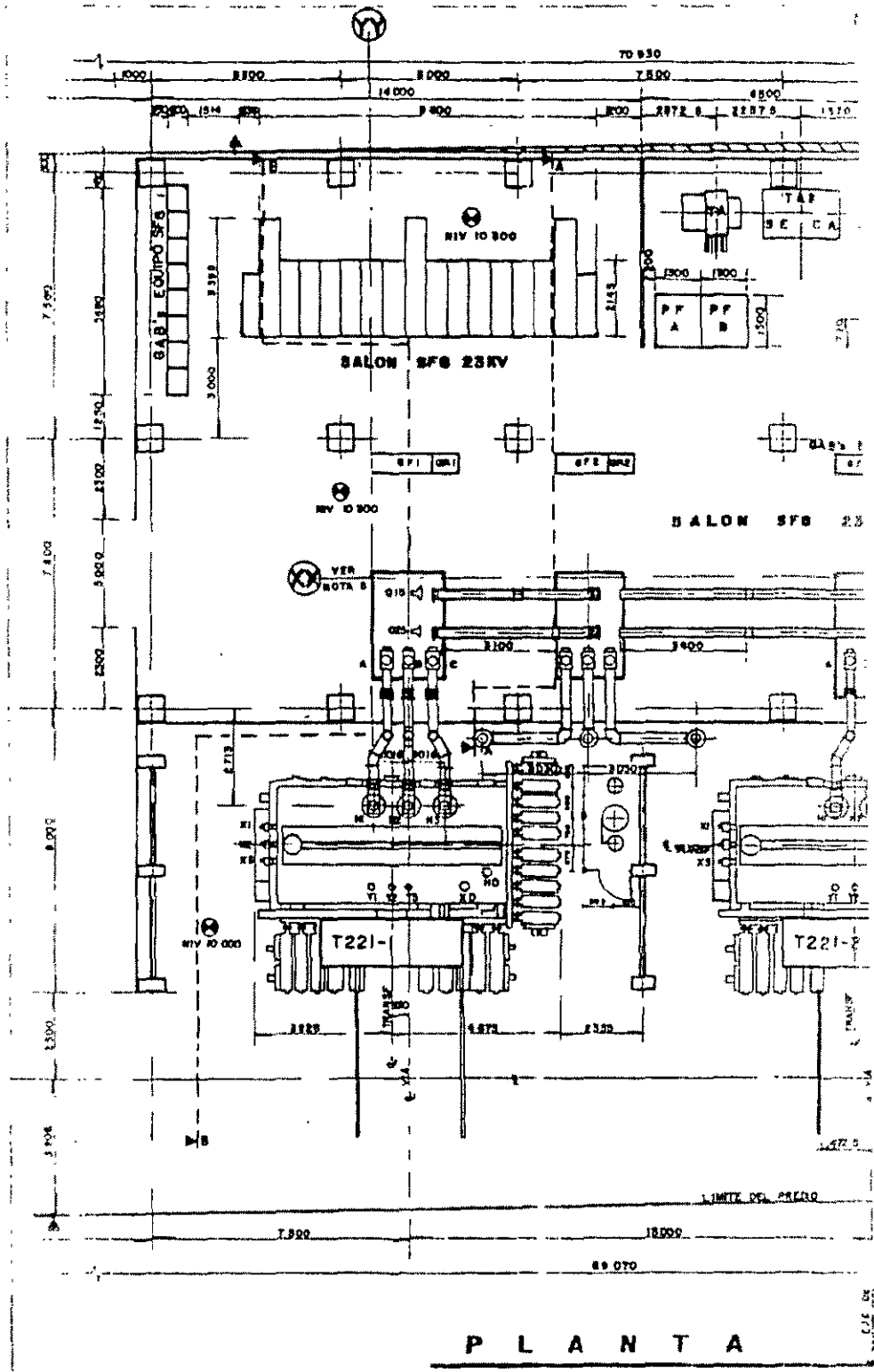
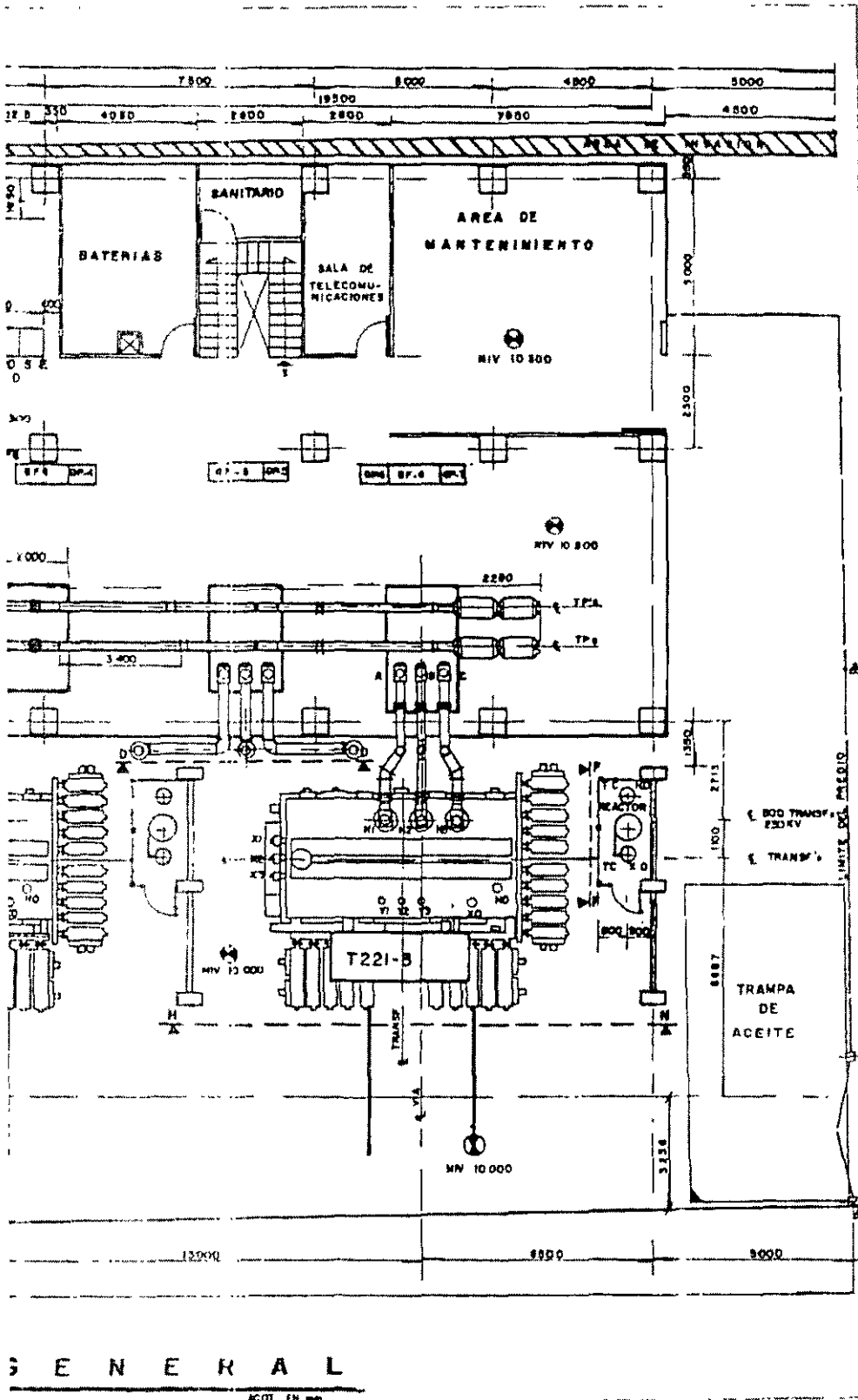


Fig. 1.71 S.E. Contadero 230/23 kV. SF₆ Planta General



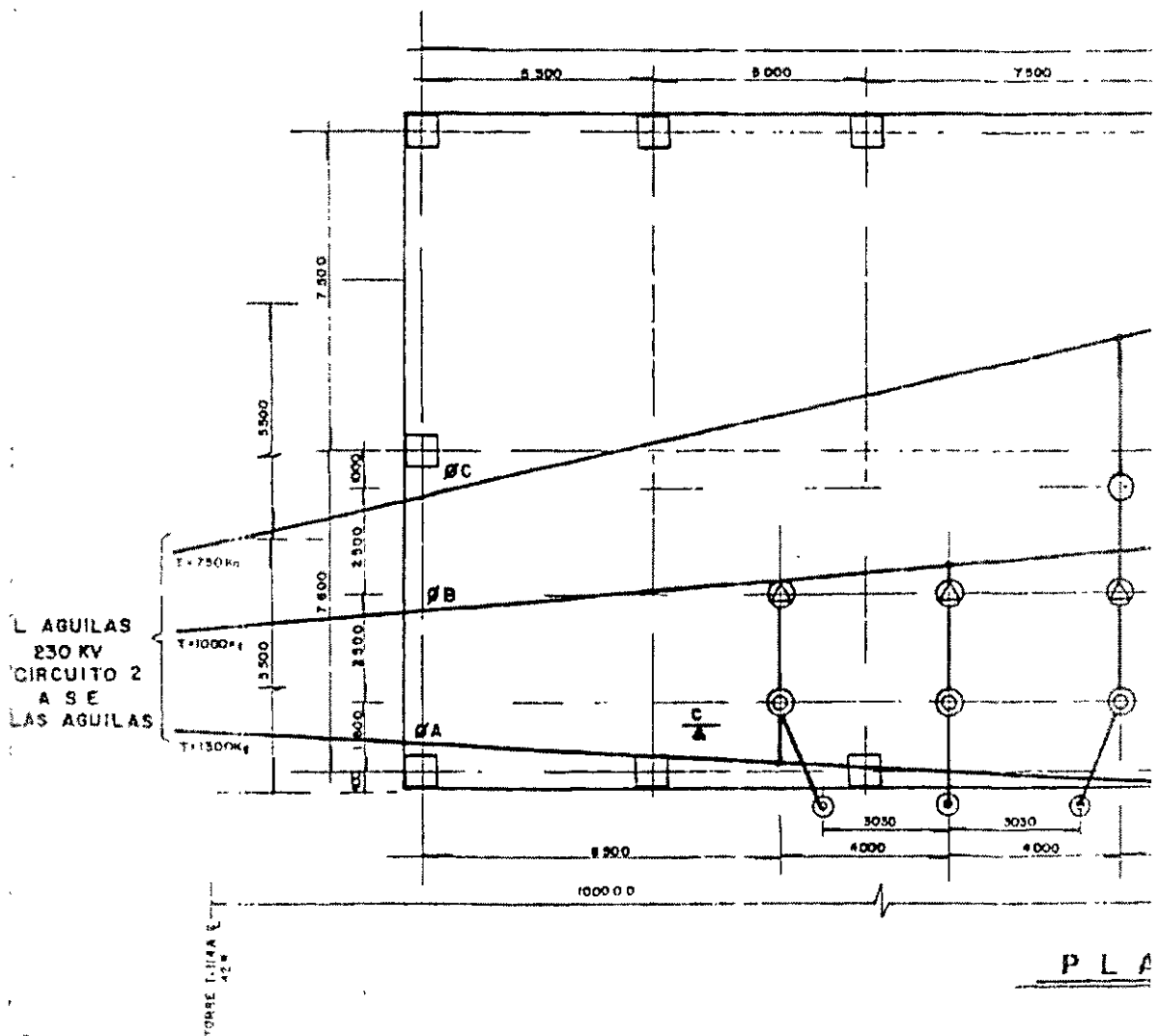
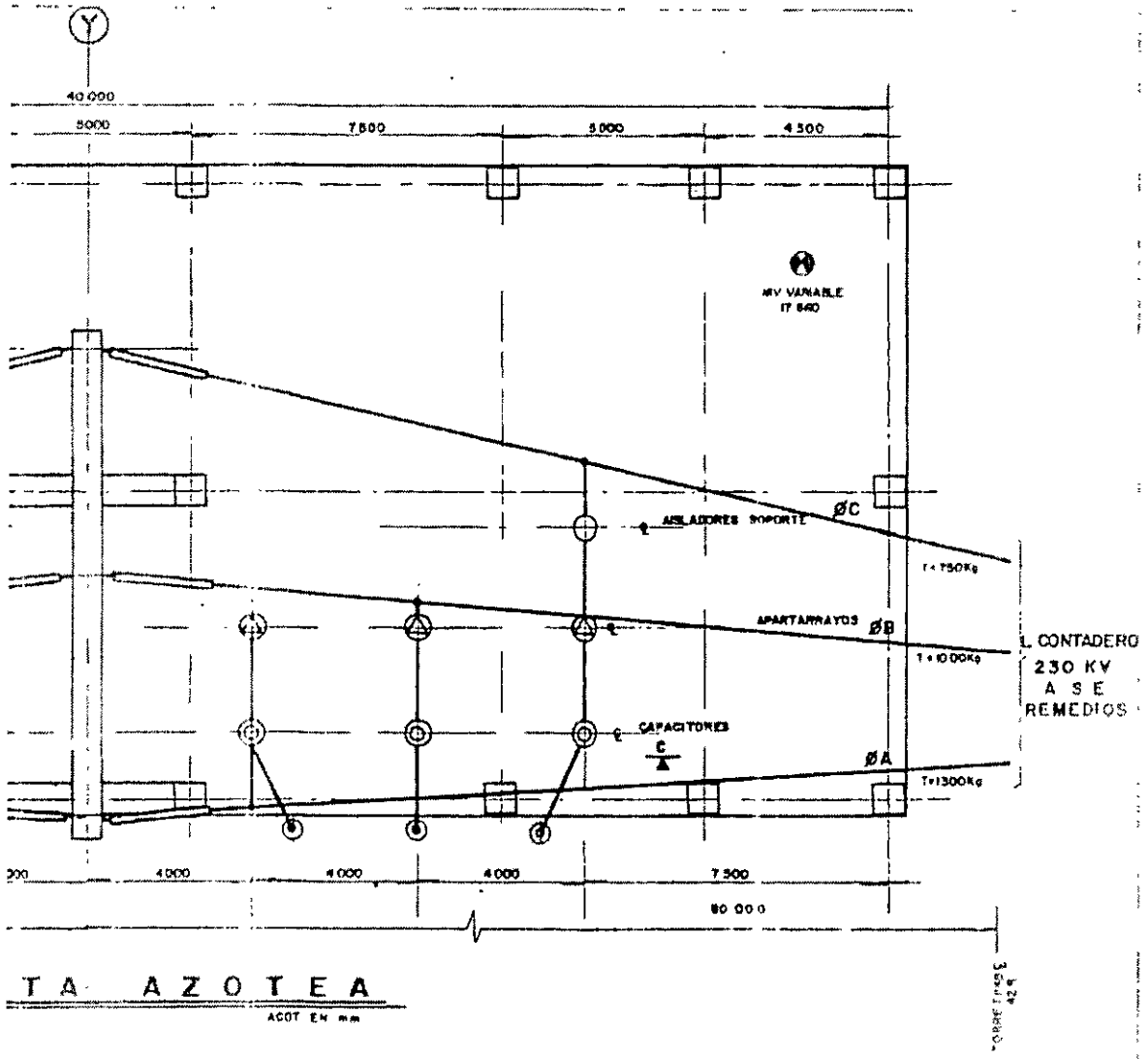


Fig. 1.71A S.E. Contadero 230/23 kV, SF₆, Planta Azotea



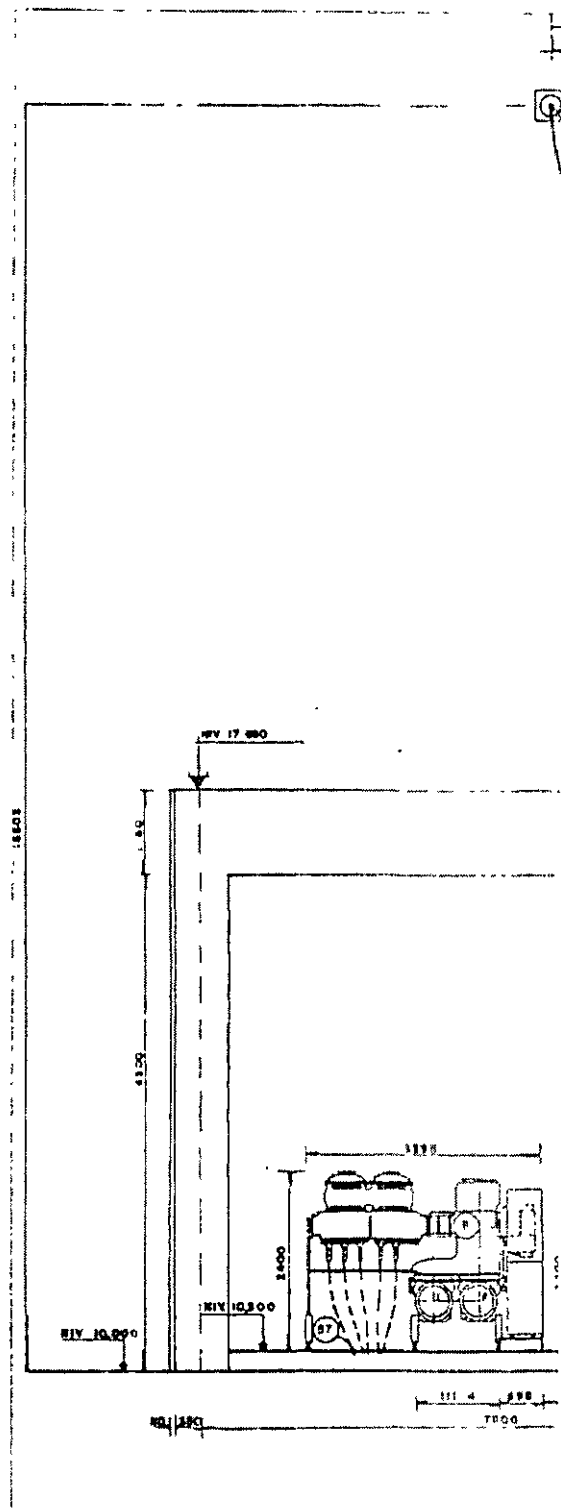
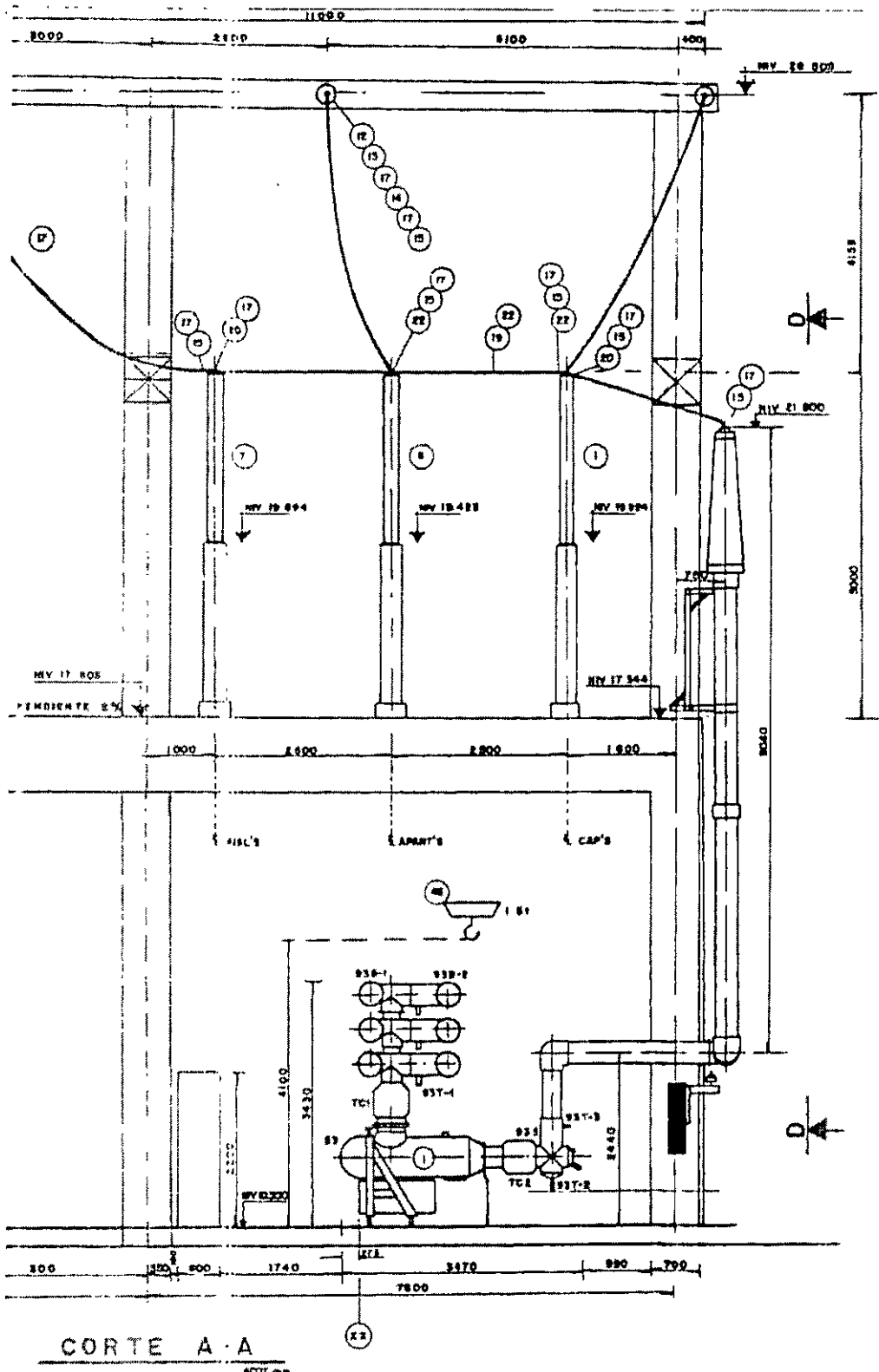


Fig. 1.72 S.E. Contadero, acometido de linea de 230 kV a bahias en SF₆



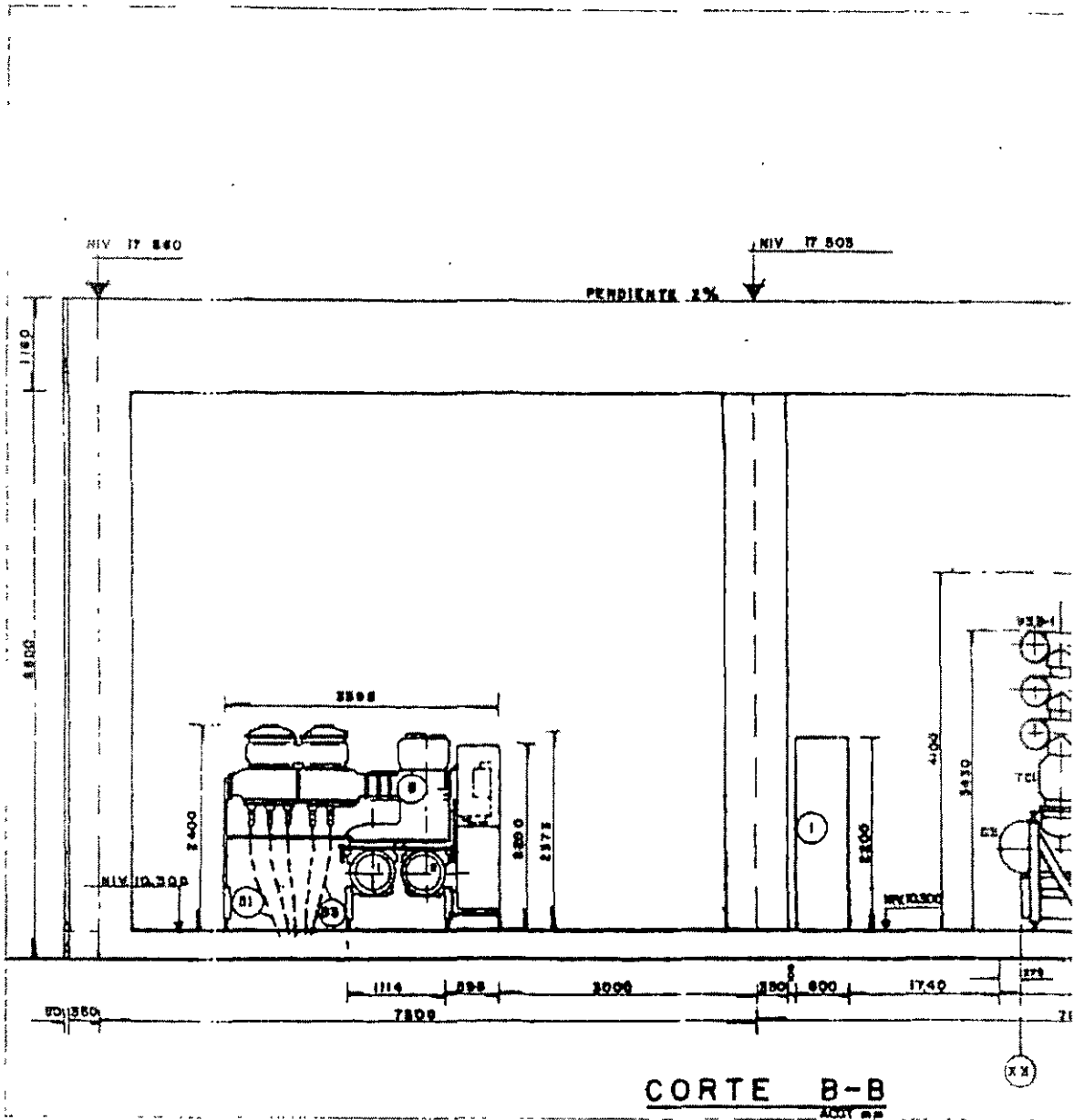
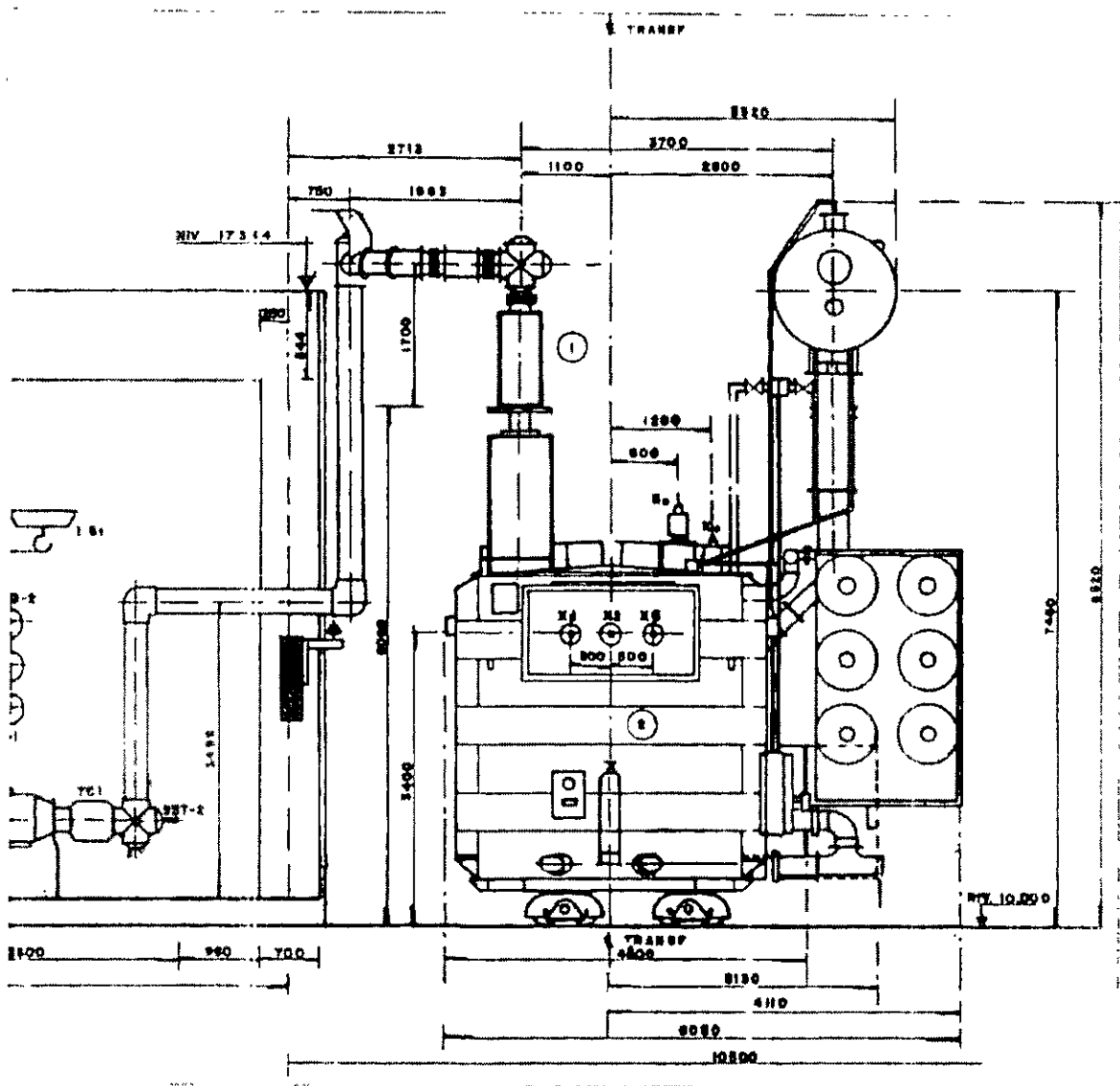


Fig. 1.73 S.E. Contadero, conexión a transformadores de potencia 230/23 kV con ducto SF₆ y terminales SF₆ /aceite



El salón de tableros y los servicios se instalan también en la planta baja junto a la sección de 23 kV. Esta alternativa permite un aprovechamiento máximo del espacio y no tiene partes expuestas a la intemperie.

1.5.4.2 Subestación de 230/23 kV instalada en terreno compresible

La subestación Xochimilco de LFC, se ubica en un predio extremadamente compresible, por lo tanto se proyectó en un edificio de un solo nivel por las características propias del terreno (Fig. 1.74). La estructura de remate de las líneas se ubica arriba del edificio y por medio de cable ACSR se conectan los capacitores de acoplamiento y los apartarrayos. La sección de 230 kV de la subestación se conecta a las líneas empleando boquillas terminales SF₆/aire. Se realiza la conexión a los transformadores en forma aérea a través de ductos en SF₆ y terminales SF₆/aire (Fig. 1.75). La sección de 230 kV al igual que la subestación Contadero, tiene un diagrama de conexiones normalizado de doble barra con interruptor de amarre (Arreglo B) y cuenta con seis bahías ó módulos (Fig. 1.67): dos de línea aérea, tres de transformador y una de amarre. La sección de 23 kV también en SF₆ es de doble barra con interruptor de amarre con doce módulos de alimentador (Fig. 1.68), tres conexiones a transformador y el módulo de amarre.

Esta alternativa tiene como ventaja primordial su bajo costo y permite evitar los riesgos de asentamientos futuros durante su operación debido a las características del suelo. Desde luego la desventaja inevitable es la de mantener las partes vivas a la intemperie, pero se conservan las distancias de seguridad requeridas, por lo cual la instalación es confiable.

1.5.4.3 Subestación de 230/23 kV con enlaces por cable de potencia

La subestación Cuauhtémoc de LFC, se enlaza al anillo de 230 kV por medio de cables de potencia con aislamiento sintético extruído para 230 kV [16], Cuauhtémoc 1 y Cuauhtémoc 2 y como futuro un cable procedente de la subestación Condesa. En la Fig. 1.76 se muestra la acometida de cables de potencia a la subestación por medio de boquillas terminales SF₆/cable. Esta alternativa se aplica cuando se tienen problemas para adquirir los terrenos (derechos de vía) donde se instalan las líneas de transmisión. La conexión a los transformadores de potencia, se realiza empleando terminales SF₆/cable, posteriormente el cable de potencia a una transición de cable al ducto SF₆ y finalmente el acoplamiento al transformador a través de las terminales SF₆/aceite (Fig. 1.77). La sección de 230 kV tiene el arreglo de doble barra con amarre similar a las subestaciones descritas pero cuenta en 230 kV con tres bahías para cable de potencia. La sección de 23 kV es convencional con un diagrama de conexiones de doble barra doble interruptor (Arreglo G) en gabinetes blindados.

Esta alternativa como se mencionó, evita comprar terrenos para instalar las líneas de transmisión, es adecuada para terrenos compresibles debido a las cimentaciones requeridas y la conexión a los transformadores de potencia garantiza inaccesibilidad a partes vivas de la instalación.

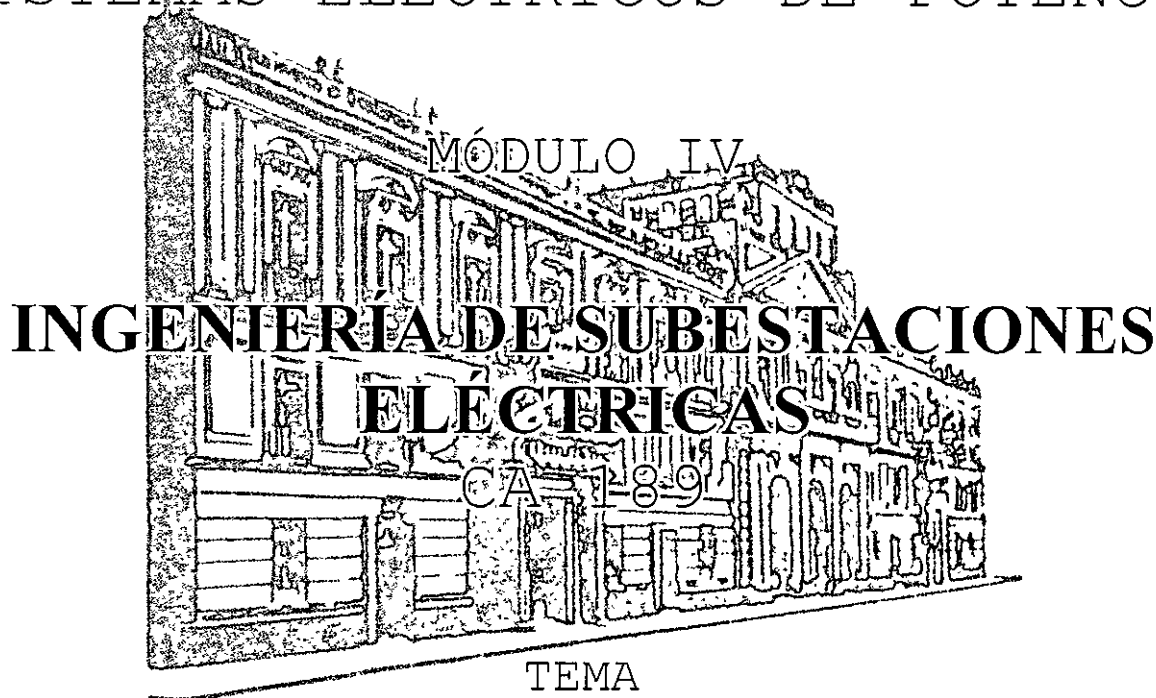


**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN
CONTINUA Y A DISTANCIA**

**DIPLOMADO EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**



**TEMA
DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES**



INGENIERÍA ELÉCTRICA

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO
DEL 24 DE SEPTIEMBRE AL 05 DE OCTUBRE DE 2007
PALACIO DE MINERÍA**

**CURSO CA 189
INGENIERIA DE SUBESTACIONES
ELECTRICAS**

DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES

Expositor: Ing. Ricardo Antonio Espinosa y Patiño.

3.1 Características generales de las disposiciones constructivas

Luz y Fuerza del Centro consecuente con el crecimiento del Sistema Central y de sus redes de transmisión, subtransmisión y distribución, ha aplicado diversas disposiciones constructivas que han evolucionado en aras de la confiabilidad y flexibilidad de operación, de tal manera que hoy en día se cuenta con los arreglos normalizados que se describen en el Capítulo 2, por lo cual la selección del tipo de subestación, convencional o aislada en hexafluoruro de azufre, lo determinan básicamente las restricciones del sitio relacionadas con el espacio disponible y los aspectos ambientales.

Debido a que el arreglo elegido determina el costo de la subestación, para la selección final se deben considerar los siguientes aspectos:

- Niveles de aislamiento y sobretensiones tomando en cuenta la tensión a la frecuencia nominal de la red, las sobretensiones temporales causadas por pérdida repentina de carga, ferorresonancia, o fallas de corto circuito a tierra, las sobretensiones de maniobra originadas por la apertura o cierre de interruptores y las provocadas por descargas atmosféricas.
- Intensidad de corriente máxima y sobrecorrientes considerando el efecto térmico y mecánico de los elementos conductores, en las condiciones de operación más desfavorables, así como las corrientes de corto circuito esperadas y determinadas por un análisis completo de la red.
- Condiciones de seguridad para el personal de operación y mantenimiento considerando la red de tierra y las distancias mínimas de seguridad entre partes vivas y el personal, así como las distancias entre partes vivas y los mecanismos de operación, tableros, paneles de control y equipo similar.

El efecto corona, la radiointerferencia y el ruido acústico deben satisfacer los niveles específicos y no exceder los límites establecidos en los reglamentos y normas nacionales.

El arreglo seleccionado determina la cantidad de equipo eléctrico que debe utilizarse, así como las limitaciones posibles de expansión de la subestación, lo cual implica en su caso adoptar una disposición constructiva que se adapte a las condiciones propias del diagrama de conexiones elegido, considerando las ventajas o desventajas al emplear los diversos equipos y materiales disponibles para la construcción. En este diagrama pueden adoptarse varias disposiciones constructivas distintas, que permite presentar diferentes ventajas ó inconvenientes desde el punto de vista de la superficie ocupada, estructuras de soporte necesarias, cantidad de aisladores requeridos, tipo y longitud de barras colectoras, claridad de la instalación para facilitar su operación y aspecto de la instalación con respecto al medio circundante; todos estos factores tendrán una repercusión en el costo de la subestación.

3.2 Características relacionadas con la tensión de operación

Una vez establecida la tensión de operación de una subestación, es necesario definir el nivel de aislamiento de las instalaciones y en subestaciones de alta tensión adoptar la normatividad y reglamentación para evitar que se produzca el efecto corona en las barras colectoras, conectores, grapas y en general en cualquier punto de la instalación.

La selección del nivel de aislamiento determina las características de aislamiento de los aparatos y las distancias entre las partes conductoras de distintas fases y entre las partes conductoras y tierra, por lo que tiene una repercusión importante en el costo de la subestación.

El nivel de aislamiento y la supresión del efecto corona presentan aspectos especiales en las subestaciones construidas a gran altitud que es el caso de las instalaciones de LFC, debido a que la rigidez dieléctrica del aire disminuye al aumentar la altitud.

3.2.1 Aislamiento de subestaciones

Los aislamiento utilizados en las subestaciones pueden clasificarse básicamente en dos grupos:

a) Aislamiento externo:

Comprende las superficies externas del equipo, el aire ambiente que lo rodea y las distancias en aire. Este tipo de aislamiento depende de las condiciones atmosféricas y de la intemperie. En los aislamientos externos quedan incluidas las boquillas de los transformadores e interruptores, cadenas de aisladores, aisladores soporte, etc

Los aislamientos externos son generalmente, pero no necesariamente, del tipo autorrecuperables.

b) Aislamiento interno:

El aislamiento interno comprende las partes sólidas, líquidas o gaseosas del equipo (aislamiento de los devanados de un transformador, etc), que están protegidas de las condiciones de la atmósfera y de la intemperie, por lo tanto, sus características son independientes de la de la altitud de operación. Los aislamientos internos son generalmente, pero no necesariamente, del tipo no autorrecuperables.

3.2.2 Nivel de aislamiento [1]

El nivel de aislamiento en una subestación, se caracteriza básicamente por dos tipos de niveles.

a) Nivel de aislamiento nominal

Es el conjunto de tensiones de aguante normalizadas que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.

b) Nivel de aislamiento normalizado

Es el nivel de aislamiento nominal cuyos valores de tensión de aguante normalizadas están asociados a la tensión máxima del equipo (V_m).

Para la selección del nivel de aislamiento, en la Tabla 3.1 se indican las tensiones de aguante normalizadas asociadas con la tensión máxima del equipo para la Categoría I (tensión máxima del equipo de 1 kV hasta 245 kV) y en la Tabla 3.2 para la Categoría II (tensión máxima del equipo mayor de 245 kV).

3.2.3 Tensión nominal del sistema (V_n)

Es el valor eficaz de la tensión de fase a fase mediante el cual se determinan o identifican ciertas características de operación del sistema.

3.2.4 Tensión máxima del sistema (V_s)

Es el valor eficaz de la tensión de fase a fase máxima, el cual ocurre bajo condiciones normales de operación en cualquier tiempo y en algún lugar del sistema.

3.2.5 Tensión máxima del equipo (V_m)

Es el valor eficaz mas alto de la tensión entre fases para el que esta diseñado el aislamiento del equipo.

- **Tensión de aguante:** es el valor de prueba que se aplica bajo condiciones específicas en una prueba de aguante, durante la que se tolera un número específico de descargas disruptivas. La tensión de aguante se designa como:

- **Tensión de aguante convencional:** cuando el número de descargas disruptivas toleradas es cero (probabilidad de aguante $P_w = 100\%$).
- **Tensión de aguante estadística:** cuando el número de descargas disruptivas toleradas está relacionado a una probabilidad de aguante especificada. Se considera que la probabilidad especificada es $P_w = 90\%$.

Para el aislamiento no autorrecuperable se especifican las tensiones de aguante convencionales y para el aislamiento autorrecuperable se especifican tensiones de aguante estadísticas.

Tabla 3.1 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la Categoría I ⁽¹⁾ [1]

Tensión nominal del sistema V_n kV (valor eficaz)	Tensión máxima del equipo V_m kV (valor eficaz)	Tensión de aguante a 60 Hz de corta duración normalizada V_{wb} (de fase a tierra) kV (valor eficaz)	Tensión de aguante al impulso por rayo normalizada V_{wL} kV (valor cresta) ⁽²⁾
2.4	3.6	10	20 40
4.4	5.5	19	45 60 75
6.9	7.2	20	40 60
13.8	15.5	35	75 95 110
23	25.8	50	95 125 150
34.5	38	70	125 150 200
44	52	95	250
69	72.5	140	325
85 – 115	123	185 ⁽⁴⁾	450
		230	550
138	145	230	550
		275	650
150 – 161	170	275	650
		325	750
230	245	360	850 ⁽³⁾
		395	950
		460	1050

Notas:

- (1) Los valores de esta tabla están referidos a condiciones atmosféricas normalizadas [1].
- (2) La tensión de aguante normalizada de impulso por rayo de fase a fase es el mismo valor que la de fase a tierra
- (3) Para la reposición de equipo en servicio se sigue conservando la tensión de aguante de impulso por rayo normalizado de 900 kV, para aislamiento interno.
- (4) Este valor se considera insuficiente para demostrar que la tensión de aguante requerida de fase a fase se cumpla y se necesitan pruebas de aguante de fase a fase adicionales

Tabla 3.2 Niveles de aislamiento normalizados de equipos de la Categoría II ⁽¹⁾ [1]

Tensión nominal del sistema V_n KV (valor eficaz)	Tensión máxima del equipo V_m kV (valor eficaz)	Tensión de aguante al impulso por maniobra normalizada V_{ms}			Tensión de aguante al impulso por rayo normalizada V_{wl} ⁽²⁾ ⁽³⁾ kV (valor cresta)
		Aislamiento longitudinal ⁽³⁾ kV (valor cresta)	Fase a tierra kV (valor cresta)	Fase a fase kV (valor cresta)	
400	420	850	850	1360	1050 1175
		950	950	1425	1175 1300
		950	1050	1575	1300 1425

Notas:

- (1) Los valores de esta tabla están referidos a condiciones atmosféricas normalizadas [1]
- (2) La tensión de aguante normalizada de impulso por rayo de fase a fase es el mismo valor que el de fase a tierra.
- (3) Valor de la componente de impulso en la prueba combinada correspondiente.

3.2.6 Sobretensiones [1]

Una sobretensión es cualquier valor de tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase, que tiene un valor pico que excede al correspondiente valor pico de la tensión máxima del equipo.

Para cualquier configuración de aislamiento, una sobretensión es cualquier tensión a través de sus terminales mayor que el pico de la tensión a frecuencia del sistema presente entre ellas, cuando todas las terminales de fase del equipo están energizadas con la tensión máxima del equipo.

Las tensiones y sobretensiones de acuerdo a su forma de onda y duración se clasifican en:

- **Tensión permanente a frecuencia del sistema:** es la tensión aplicada permanentemente a cualquier par de terminales de una configuración de aislamiento cuyo valor eficaz se considera constante a la frecuencia del sistema.

Una sobretensión es cualquier valor de tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase, que tiene un valor pico que excede al correspondiente valor pico de la tensión máxima del equipo.

Para cualquier configuración de aislamiento, una sobretensión es cualquier tensión a través de sus terminales mayor que el pico de la tensión a frecuencia del sistema presente entre ellas, cuando todas las terminales de fase del equipo están energizadas con la tensión máxima del equipo.

Las tensiones y sobretensiones de acuerdo a su clase, forma de onda y duración se clasifican según la Tabla 3.3 en:

- **Tensión permanente a frecuencia del sistema:** es la tensión aplicada permanentemente a cualquier par de terminales de una configuración de aislamiento cuyo valor eficaz se considera constante a la frecuencia del sistema.
- **Sobretensión temporal:** es una sobretensión a la frecuencia del sistema con un tiempo de duración relativamente largo.

Este tipo de sobretensiones es originada por cortos circuito de fase a tierra, ferorrresonancia, rechazo de carga, resonancia, etc.

Las sobretensiones temporales están representadas por una forma de onda normalizada de corta duración de una tensión senoidal con frecuencias entre 48 Hz y 62 Hz y con una duración de 60 segundos.

- **Sobretensión transitoria:** sobretensión de corta duración de algunos milisegundos e incluso menores a este orden de magnitud, pueden ser oscilatorias o no oscilatorias y usualmente son muy amortiguadas.

Este tipo de sobretensiones pueden ser seguidas inmediatamente por sobretensiones temporales. En tales casos las dos sobretensiones se consideran como eventos separados.

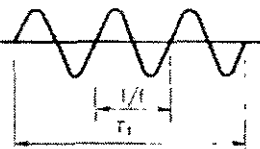
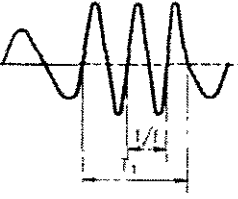
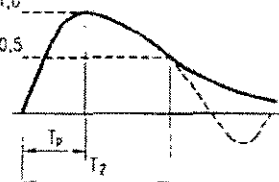
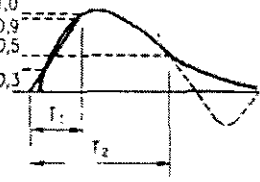
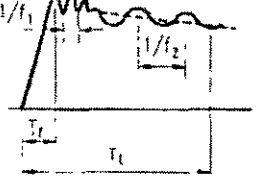
Las sobretensiones transitorias, de acuerdo con sus características, se dividen en:

- **Sobretensiones de frente lento:** sobretensión transitoria, normalmente unidireccional, con tiempo a la cresta de $20\mu s < T_p \leq 5000\mu s$ y duración de cola $T_2 \leq 20ms$. Este tipo de sobretensiones es causada principalmente por maniobra de interruptores.

Estas sobretensiones son representadas por una forma de onda normalizada de impulso por maniobra que tiene un tiempo a la cresta (T_p) de $250\mu s$ y un tiempo al valor medio de la cresta (T_2) de $2500\mu s$ sobre la cola.

- **Sobretensión de frente rápido:** sobretensión transitoria, normalmente unidireccional, con tiempo a la cresta de $0.1\mu s < T_1 \leq 20\mu s$ y duración de cola $T_2 \leq 300\mu s$. Este tipo de sobretensiones es originada normalmente por descargas atmosféricas.

Tabla 3.3 Clases y formas de onda de tensiones de y sobretensiones de aguante [1]

CLASES	BAJA FRECUENCIA		TRANSITORIA		
	PERMANENTE	TEMPORAL	FRENTE LENTO	FRENTE RAPIDO	FRENTE MUY RAPIDO
FORMA DE TENSION					
Intervalos de las formas de tensión	$f = 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_1 \leq 3,600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5,000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \geq 500 \text{ ms}$	$3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $50 \text{ kHz} < f_2 < 500 \text{ kHz}$ $T_2 \leq 300 \text{ ms}$
Formas de tensión normalizada	$f = 60 \text{ Hz}$! : (*)	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2.500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	(*)
Prueba de aguante normalizada	(*)	Prueba de corta duración a la frecuencia del sistema	Prueba de impulso por momento	Prueba de impulso por golpe	(*)
(*) Se especifica en la norma del equipo correspondiente					

Estas sobretensiones son representadas por una forma de onda normalizada de impulso por rayo que tiene un tiempo de frente (T_1) de $1.2 \mu s$ y un tiempo al valor medio de la cresta (T_2) de $50 \mu s$ sobre la cola.

- **Sobretensión de frente muy rápido:** sobretensión transitoria, normalmente unidireccional, con tiempo a la cresta de $T_f \leq 0.1 \mu s$, duración total menor de $3 ms$ y con oscilaciones superpuestas de frecuencia de $30 kHz < f < 100 MHz$. Se originan principalmente por operaciones de maniobras en subestaciones aisladas en hexafluoruro de azufre (SF_6).

Para este tipo de sobretensiones no se ha determinado todavía una forma de onda de tensión normalizada.

3.2.7 Coordinación de aislamiento [1]

Coordinación de aislamiento es la selección del nivel de aislamiento del equipo e instalación en relación con las sobretensiones que puedan presentarse en un punto del sistema, considerando las características de los dispositivos de protección y las condiciones de servicio, para reducir a un nivel técnico y económicamente aceptable la probabilidad de que los esfuerzos eléctricos puedan ocasionar falla del aislamiento o afectar la continuidad el servicio.

El procedimiento para determinar la coordinación de aislamiento [5], está basado en los siguientes cinco pasos principales:

1. Obtener las sobretensiones representativas (V_r)
2. Determinar las tensiones de aguante para coordinación (V_{cr})
3. Calcular las tensiones de aguante requeridas (V_m)
4. Establecer las tensiones de aguante requeridas corregidas (V_{mr})
5. Seleccionar tensión de aguante normalizada (V_w)

3.2.7.1 Sobretensiones representativas (V_r)

Son aquellas sobretensiones que se considera que producen los mismos efectos dieléctricos sobre el aislamiento que las sobretensiones de una clase dada, en condiciones de operación, debidas a diferentes orígenes. Las sobretensiones representativas consisten de formas de onda normalizadas para cada una de las diferentes clases y pueden ser definidas por un valor, un conjunto de valores o valores de una distribución de frecuencia que caracterizan las condiciones de operación [1]. Las

formas de onda normalizadas para cada una de las clases de sobretensiones están indicadas en la Tabla 3.3.

3.2.7.1.1 Tensión permanente a la frecuencia del sistema

En condiciones normales de operación la tensión a la frecuencia del sistema puede variar y ser diferente en un punto del sistema con respecto a otro. Para diseño y coordinación de aislamiento la tensión permanente a la frecuencia del sistema representativa se considera constante e igual a la tensión máxima del sistema, esta casi no difiere de la tensión máxima de diseño del equipo. Estas variaciones se originan por operaciones del sistema en condiciones normales.

3.2.7.1.2 Sobretensiones temporales

Los sobretensiones temporales se caracterizan por sus amplitudes, forma de onda y duración. Todos los parámetros dependen del origen de esta. Su amplitud y la forma de onda pueden variar durante la sobretensión.

Para propósitos de coordinación la sobretensión temporal representativa se considera con una forma de onda de la tensión a la frecuencia del sistema normalizada con duración de un minuto.

Este tipo de sobretensiones se puede originar por fallas a tierra, por rechazo de carga, resonancia y ferorrresonancia.

3.2.7.1.2.1 Fallas a tierra

La sobretensión temporal debida una falla a tierra se presenta en las dos fases no falladas. Las sobretensiones temporales entre fases o a través del aislamiento longitudinal no surgen. La forma de onda de la sobretensión representativa es la de la tensión a la frecuencia del sistema.

La amplitud de la sobretensión depende de la localización de la falla y del tipo de aterrizamiento del neutro del sistema que puede ser [1]:

- **Sistema con neutro aislado:** sistema cuyo neutro no tiene conexión intencional a tierra excepto a través de elementos de alta impedancia para propósitos de protección o medición.
- **Sistema con neutro sólidamente aterrizado:** sistema cuyos puntos neutros están directamente aterrizados.
- **Sistema con neutro aterrizado a través de una impedancia:** sistema cuyos neutros están aterrizados a través de una impedancia que limitan las corrientes de fallas a tierra.

- **Sistema aterrizado resonante:** sistema en el que uno o mas puntos neutros están conectados a tierra a través de reactancias que compensan aproximadamente la componente capacitiva de la corriente en una falla monofásica a tierra.

Para determinar las sobretensiones debidas a fallas a tierra se utiliza la siguiente relación.

$$k_{\mu} = \frac{V_{\max}}{V} \quad (3.1)$$

donde:

V_{\max} = valor máximo de la tensión eficaz de fase a tierra durante la falla (en las fases no falladas).

V = valor eficaz de la tensión de fase a tierra en condiciones normales de operación

k_{μ} = factor de falla a tierra.

El factor de falla a tierra es una relación numérica que caracteriza en términos generales las condiciones de conexión a tierra del sistema, calculado en el punto de falla, independientemente del valor de la tensión de operación en este punto (400,230,85 ó 23 Kv). Este factor se puede obtener a partir de las relaciones R_0, X_1 y X_0, X_1 en el punto del sistema en donde ocurre la falla, refiriéndose a las Figs 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 según sea el caso [1].

La sobretensión tiene una duración igual al tiempo desde que se inicia la falla hasta su liberación. En sistemas con neutro aterrizado es generalmente menor que un segundo. Para sistemas con neutro aterrizado resonante la liberación de la falla es normalmente menor de 10 segundos. En sistemas que no tienen libramiento de fallas a tierra la duración de la sobretensión puede ser por varias horas [5].

Por lo tanto la sobretensión de fase a tierra se determina por la siguiente expresión.

$$V_{rp} = \frac{V_s k_{\mu}}{3} \quad (3.2)$$

donde:

V_s = Tensión máxima del sistema

Un método más preciso para determinar las sobretensiones en las fases no falladas debidas a un corto circuito de fase a tierra, es utilizando las siguientes ecuaciones obtenidas por componentes simétricas [18, 19, 20]:

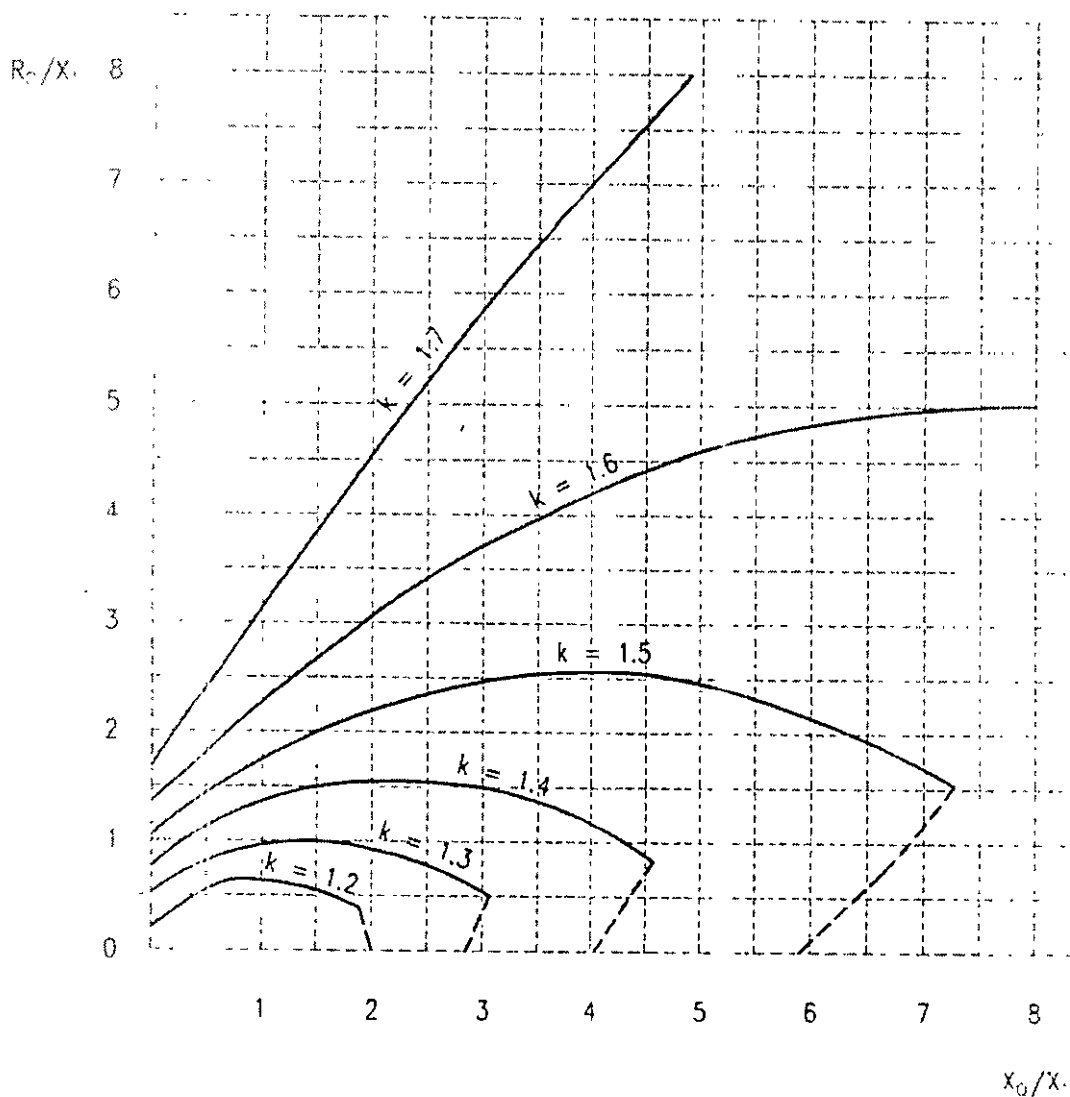


Fig. 3.1 Relación de R_0/X_1 y X_0/X_1 para diversos valores del factor de falla a tierra k cuando $R_1 = 0$ [1]

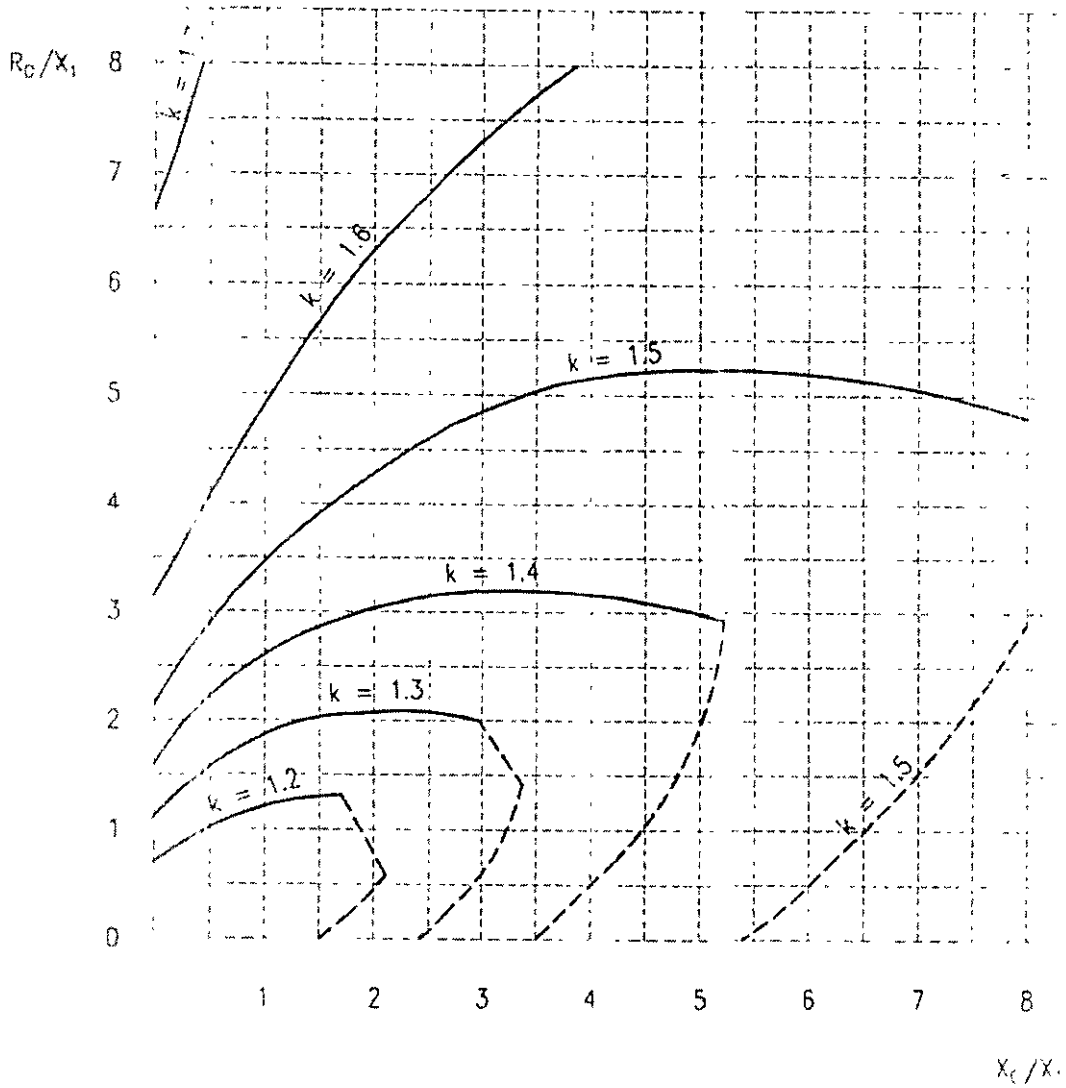


Fig. 3.2 Relación de R_0/X_1 y X_0/X_1 para diversos valores del factor de falla a tierra k cuando $R_1 = 0.5 X_1 [1]$

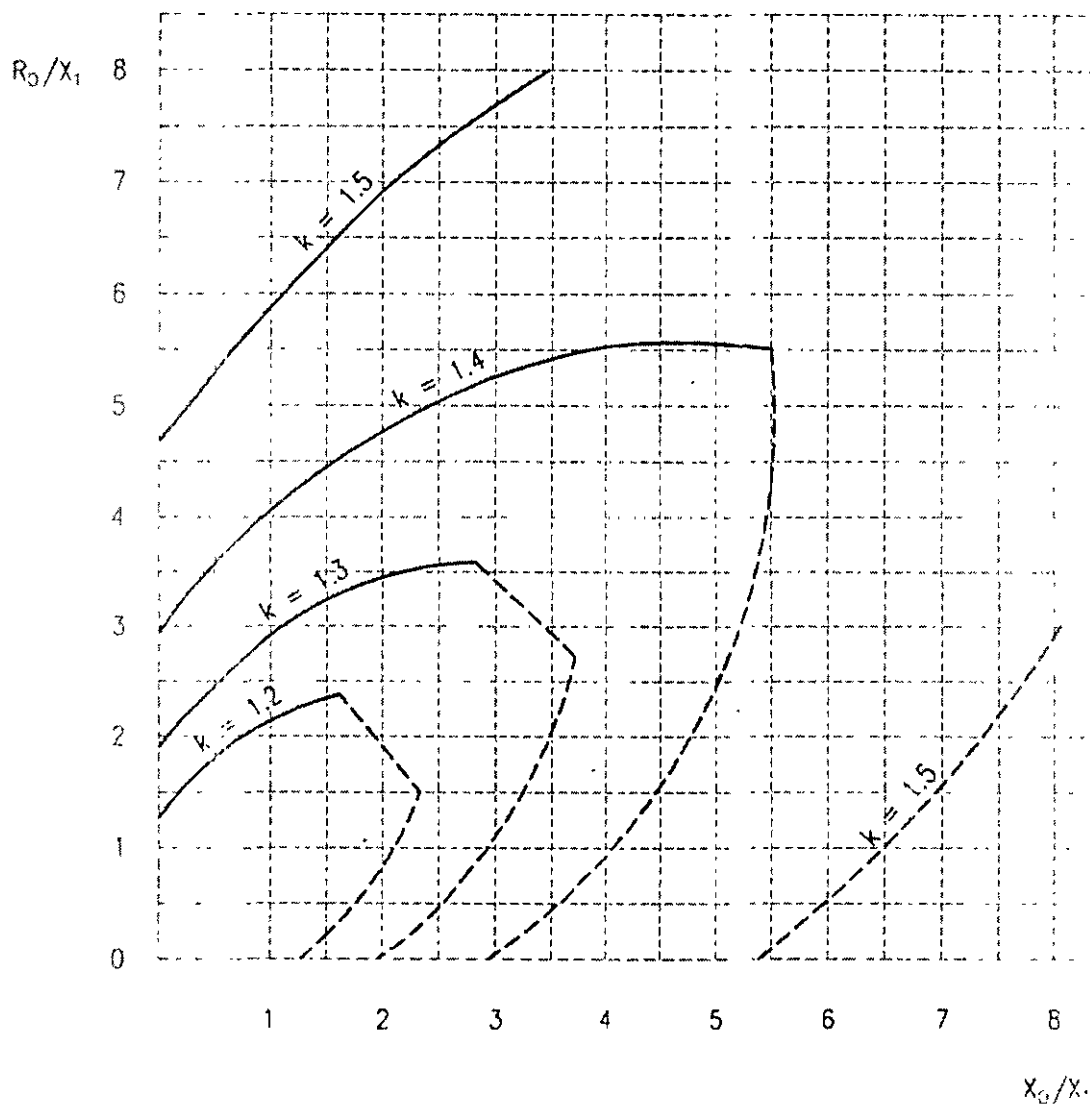


Fig. 3.3 Relació de R_0/X_1 y X_0/X_1 para diversos valores del factor de falla a tierra k cuando $R_1=X_1 [1]$

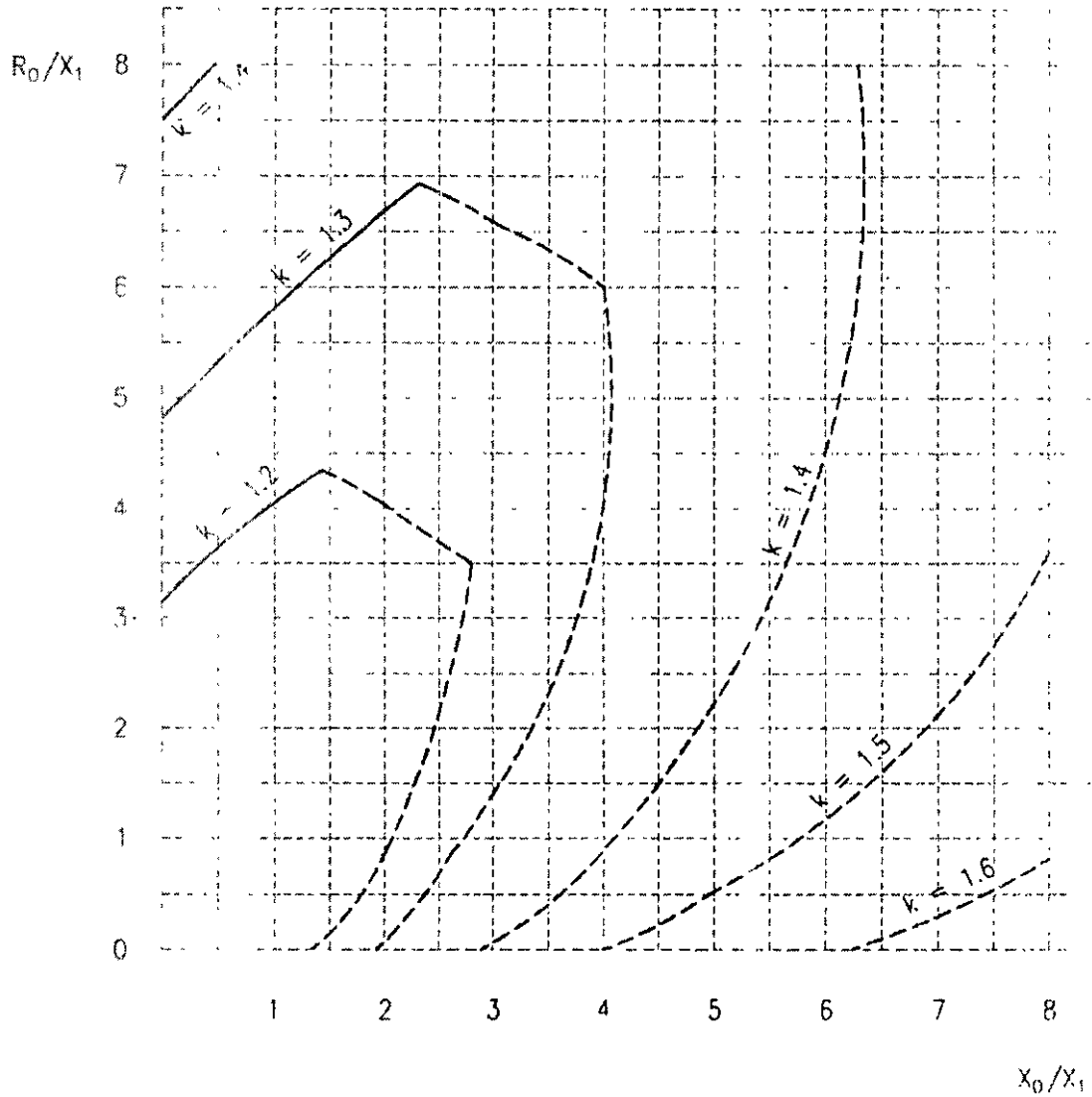


Fig. 3.4 Relación de R_0/X_1 y X_0/X_1 para diversos valores del factor de falla a tierra k cuando $R_t = 2X_1$ [1]

$$V_b = E_1 \left(-\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \right)$$

$$V_c = E_1 \left(-\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \right)$$

como:

$$Z_1 = R_1 + jX_1$$

$$Z_0 = R_0 + jX_0$$

$$V_b = E_1 \left(-\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{R_0 + jX_0 - R_1 - jX_1}{2(R_1 + jX_1) + (R_0 + jX_0) + 3R_f} \right)$$

$$V_c = E_1 \left(-\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{R_0 + jX_0 - R_1 - jX_1}{2(R_1 + jX_1) + (R_0 + jX_0) + 3R_f} \right)$$

Si se desea obtener las sobretensiones en función de las relaciones X_0/X_1 , R_0/X_1 y R_1/X_1 , se dividen entre X_1 las ecuaciones anteriores, obteniéndose:

$$V_b = E_1 \left(-\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{R_0}{X_1} + j \frac{X_0}{X_1} - \frac{R_1}{X_1} - j1.0}{\frac{2R_1}{X_1} + j2.0 + \frac{R_0}{X_1} + j \frac{X_0}{X_1} + \frac{3R_f}{X_1}} \right)$$

$$V_c = E_1 \left(-\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{R_0}{X_1} + j \frac{X_0}{X_1} - \frac{R_1}{X_1} - j1.0}{\frac{2R_1}{X_1} + j2.0 + \frac{R_0}{X_1} + j \frac{X_0}{X_1} + \frac{3R_f}{X_1}} \right)$$

donde:

E_1 = tensión de fase a tierra antes del cortocircuito en el punto donde se produce la falla.

V_b = sobretensión de la fase b a tierra durante la falla.

V_c = sobretensión de la fase c a tierra durante la falla.

R_f = resistencia de falla.

Z_1 = impedancia equivalente de secuencia positiva en el punto de falla.

Z_0 = impedancia equivalente de secuencia positiva en el punto de falla.

3.2.7.1.2.2 Rechazo de carga

Las sobretensiones temporales debidas a rechazo de carga dependen de la carga rechazada, en la configuración del sistema después de su desconexión y de las características de las fuentes (potencia de cortocircuito en la subestación, regulación de tensión, velocidad de los generadores, etcétera) [5].

La elevación de tensión puede ser importante en el caso de rechazo de carga al final de una línea larga (efecto Ferranti). Esto afecta principalmente a los equipos en la subestación conectada en el lado de la fuente del interruptor remoto abierto. Este caso no se considera para el sistema de LFC, debido a que no se cuenta con líneas de transmisión largas, por lo cual no afecta al propio sistema.

Para el caso de rechazo de carga la elevación de tensión para cada una de las tres fases a tierra es igual, por lo tanto ocurren las mismas sobretensiones relativas de fase a tierra y entre fases.

Para determinar la magnitud de estas sobretensiones se recomienda aplicar los siguientes factores K_{rc} que en la Ec. (3.2), se sustituyen por el factor de falla a tierra [5]:

- En sistemas moderadamente extendidos la sobretensión temporal es menor de 1.2 veces la tensión máxima del sistema para un rechazo de carga total. La duración de la sobretensión depende de la operación del equipo de control de voltaje y puede ser de varios minutos.
- Para sistemas extendidos las sobretensiones después de un rechazo de carga pueden alcanzar hasta 1.5 veces la tensión máxima del sistema o aún mas cuando ocurren efectos como resonancia o Ferranti. Su duración puede ser de algunos segundos.

3.2.7.1.2.3 Resonancia y ferorresonancia

Las sobretensiones temporales debidas a estas causas generalmente se originan cuando se energizan circuitos con grandes elementos capacitivos (líneas largas, cables, líneas con compensación serie, etcétera) y elementos inductivos (transformadores y reactores en derivación) con características de magnetización no lineal, o como resultado de rechazo de carga.

Estas sobretensiones pueden llegar a valores extremadamente altos y deberán evitarse desintonizando el sistema de la frecuencia de resonancia, cambiando la configuración

del sistema, o con resistores de amortiguamiento. Por lo tanto pueden no considerarse como base para la selección de apartarrayos o para el diseño de aislamiento [5].

3.2.7.1.3 Sobretensiones de frente lento

Estas tienen duraciones de frente y de cola desde algunas decenas hasta algunos miles de microsegundos. La forma de onda de la tensión representativa es el impulso por maniobra normalizado (tiempo a la cresta de 250 μ s y tiempo al valor medio de la cresta de 2500 μ s sobre la cola). Para propósitos de coordinación de aislamiento se considera igual al tiempo de cresta normalizado de 250 μ s [5].

La distribución de probabilidad de sobretensión sin la operación del apartarrayo se caracteriza por su valor de probabilidad del 2% de ser excedida, su desviación y valor de truncación.

El valor máximo supuesto de la sobretensión representativa es igual a el valor de truncación de la sobretensión o igual al nivel de protección al impulso por maniobra del apartarrayo, cualquiera que sea el valor menor.

Las causas de las sobretensiones de frente lento son:

- energización y reenergización
- fallas y libramiento de fallas
- rechazos de carga
- desconexión de corrientes inductiva o capacitivas
- incidencia de rayos en la cercanía de conductores en líneas aéreas

Las sobretensiones de frente lento que son de mayor importancia, son las producidas por la energización o reenergización de líneas que son conocidas también como de maniobra [5].

3.2.7.1.3.1 Energización y reenergización de líneas

La energización o reenergización de una línea trifásica produce sobretensiones de maniobra en las tres fases de la línea. Por lo tanto cada operación de maniobra (conexión o desconexión de la línea) produce tres sobretensiones de fase-tierra y correspondientemente tres sobretensiones fase-fase.

En la evaluación de las sobretensiones para aplicaciones prácticas, se han introducido algunas simplificaciones, con relación al número de sobretensiones por operaciones de maniobra, se utilizan dos métodos [5]:

- Método fase-pico: de cada operación por maniobra se incluye en la distribución de probabilidad de sobretensiones el valor pico más alto de la sobretensión a tierra de cada fase o entre cada combinación de fases, es decir cada operación contribuye con tres valores pico a la distribución de probabilidad de la sobretensión

representativa. Entonces esta distribución tiene que suponerse igual para cada uno de los tres aislamientos involucrados en cada parte de aislamiento, fase-tierra, fase-fase o longitudinal.

- Método pico-envolvente: de cada operación de maniobra se incluye en la distribución de probabilidad de sobretensiones el valor pico más alto de las sobretensiones de las tres fase a tierra o entre las tres fases, es decir, cada operación contribuye con un valor a la distribución de la sobretensión representativa. Esta distribución entonces es aplicable a un aislamiento dentro de cada tipo.

Las amplitudes de las sobretensiones debidas a energización de líneas, dependen de varios factores incluyendo el tipo de interruptor (si tiene o no resistencia de preinserción), naturaleza y potencia de cortocircuito de la barra a la cuál está conectada la línea, la naturaleza de la compensación utilizada, la longitud de la línea energizada y el tipo de terminación de la línea (abierta, con transformador, con apartarrays), etcétera.

Las reenergizaciones trifásicas pueden generar sobretensiones de frente lento altas debido a cargas atrapadas en la línea reenergizada. En el tiempo de la reenergización, la amplitud de la sobretensión en la línea (debida a la carga atrapada) puede ser tan alta como las sobretensión temporal pico. La descarga de esta carga atrapada depende del equipo que permanezca conectado a la línea, las condiciones ambientales o el efecto corona en los conductores y en el tiempo de recierre.

En el sistema de LFC solo se tiene recierre trifásico en los alimentadores de 23 kV de distribución, pero como los transformadores de distribución permanecen normalmente conectados durante la reenergización de las líneas y como el recierre no es rápido la presencia de cargas atrapadas es improbable. Por lo que para las sobretensiones por reenergización se hacen las mismas consideraciones que para sobretensiones por energización.

La reenergización monofásica no genera sobretensiones mayores que las de energización por lo que no se consideran.

Todas las consideraciones se relacionan con las sobretensiones en el extremo abierto de la línea (extremo receptor). Las sobretensiones en el extremo emisor pueden ser substancialmente más pequeñas que las correspondientes al extremo abierto.

A continuación se describe un procedimiento aproximado para determinar las sobretensiones de frente lento por maniobra [5].

a) Sobretensión fase-tierra

En la Fig. 3.5 se muestra el rango de valores de sobretensiones de fase-tierra con una probabilidad del 2% de ser excedidos (V_{e2}) sin protección con apartarrays (en p u a la

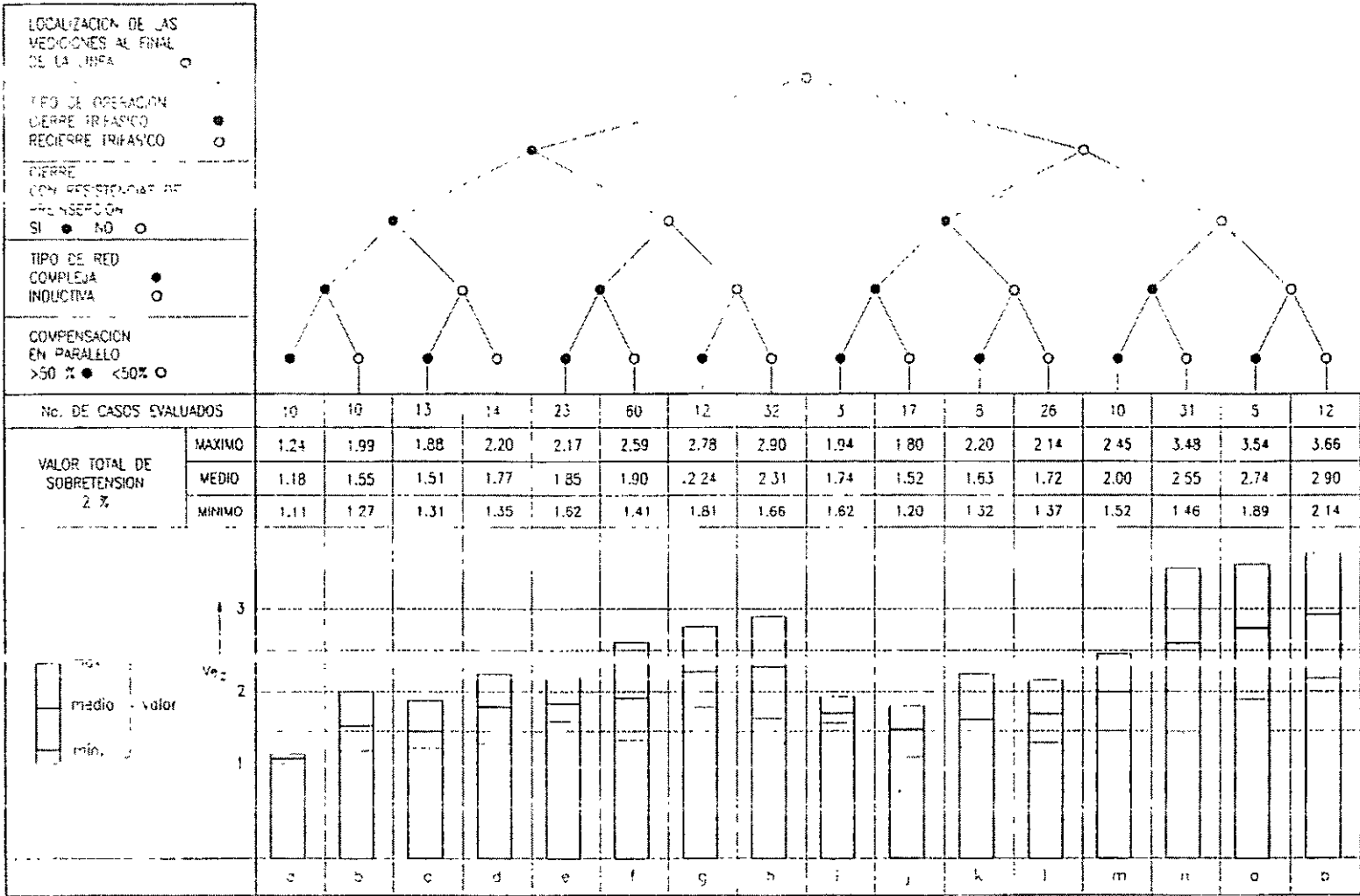


Fig. 3.5 Gráfico de sobretensiones de frente lento con valor 2%, debidas a la energización y reenergización de líneas [5]

base de $2V_{e2}$ (Fig. 3.5). Debido a la gran gama de valores, para una alternativa específica, se pueden emplear los valores de la figura, para la evaluación con el método fase-pico o el de pico-envolvente.

La Fig. 3.5 debe ser usada como una indicación para evaluar las sobretensiones en una situación dada, en la cual pueden existir sobretensiones lo suficientemente altas como para causar problemas y en su caso indica que tanto puede limitarse la sobretensión.

De los valores de la sobretensión fase-tierra 2% se puede estimar la distribución de probabilidad representativa.

- método fase-pico

$$\text{valor 2\%} \quad V_{e2} \quad V_{e2} \text{ (Fig. 3.5 en p.u.)} \quad (3.3)$$

$$\text{Desviación} \quad S_e \quad S_e = 0.25(V_{e2} - 1) \text{ p.u.} \quad (3.4)$$

$$\text{valor de truncación} \quad V_{et} \quad V_{et} = 1.25V_{e2} - 0.25 \text{ p.u.} \quad (3.5)$$

- método envolvente-pico

$$\text{valor 2\%} \quad V_{e2} \quad V_{e2} \text{ (Fig. 3.5 en p.u.)} \quad (3.6)$$

$$\text{Desviación} \quad S_e \quad S_e = 0.17(V_{e2} - 1) \text{ p.u.} \quad (3.7)$$

$$\text{valor de truncación} \quad V_{et} \quad V_{et} = 1.13V_{e2} - 0.13 \text{ p.u.} \quad (3.8)$$

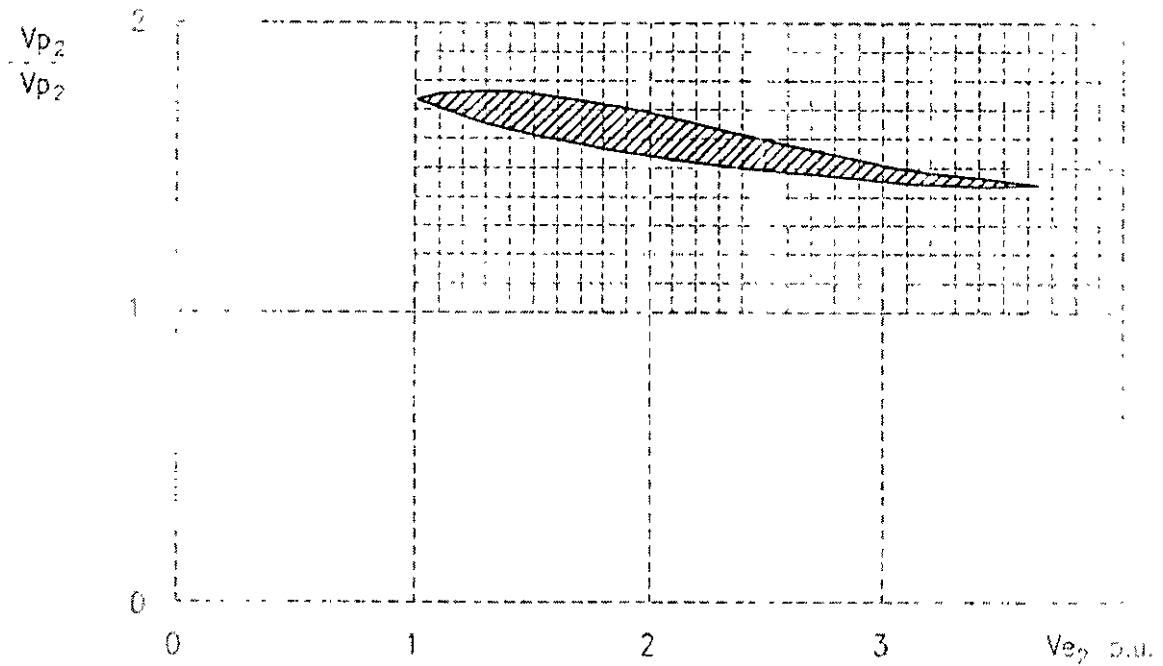
$$V_{base} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_{e2} \quad (3.9)$$

Los datos de la Fig. 3.5 están basados en varios resultados de campo y estudios, e incluyen los efectos de la mayoría de los factores que determinan la sobretensión.

Los valores de truncación obtenidos por los dos métodos son los mismos para una misma operación por maniobra. Consecuentemente los valores 2% y las desviaciones deben diferir.

b) Sobretensión fase-fase

Los valores de sobretensiones de fase-fase con una probabilidad del 2% de ser excedidos (V_{p2}), pueden ser determinados aproximadamente de la sobretensión de fase-tierra (V_{e2}). La Fig. 3.6 muestra la gama de posibles relaciones entre los valores (V_{p2}) y (V_{e2}). El límite superior de esta gama se aplica a sobretensiones por reenergizaciones trifásicas rápidas y el límite inferior a sobretensiones por energización trifásica [5]. La distribución de probabilidad de la sobretensión fase-fase se puede estimar como.



NOTA:

la parte superior indica el intervalo que puede ser aplicado a la reenergización;

la parte inferior, a la energización.

Fig. 3.6 Relación entre las sobretensiones de frente lento de valores 2% fase-fase y fase-tierra [5]

- método fase-pico

$$\text{valor 2\%} \quad V_{p2} \quad V_{p2} \text{ (Fig. 3.5 y 3.6 en p.u.)} \quad (3.10)$$

$$\text{Desviación} \quad S_p \quad S_p = 0.25(V_{p2} - 1.73) \text{ p.u.} \quad (3.11)$$

$$\text{valor de truncación} \quad V_{pt} \quad V_{pt} = 1.25V_{p2} - 0.43 \text{ p.u.} \quad (3.12)$$

- método envolvente-pico

$$\text{valor 2\%} \quad V_{p2} \quad V_{p2} \text{ (Fig. 3.5 y 3.6 en p.u.)} \quad (3.13)$$

$$\text{Desviación} \quad S_p \quad S_p = 0.17(V_{p2} - 1.73) \text{ p.u.} \quad (3.14)$$

$$\text{valor de truncación} \quad V_{pt} \quad V_{pt} = 1.14V_{p2} - 0.24 \text{ p.u.} \quad (3.15)$$

La tensión base es la indicada en la Ec. (3.9).

Para una mejor comprensión del procedimiento aproximado para determinar las sobretensiones por maniobra de frente lento se recomienda ver el inciso 1.3 del apéndice I.

3.2.7.1.4 Sobretensiones de frente rápido

3.2.7.1.4.1 Sobretensiones por rayo

Las sobretensiones por rayo son causadas por descargas directas sobre los conductores de fase, flameos inversos o son inducidas por descargas atmosféricas a tierra cerca de la línea. Estas sobretensiones son menores de 400 kV en líneas aéreas, por lo que solo se consideran en sistemas con tensiones nominales menores a esta.

Las sobretensiones de aguante por rayo en subestaciones dependen de los siguientes factores:

- Índice de ocurrencia de descargas atmosféricas sobre las líneas aéreas conectadas a esta.
- Configuración de la subestación, tamaño y en particular el número de líneas conectadas a esta.
- El valor instantáneo del voltaje de operación en el momento de la descarga

La sobretensión representativa tiene la forma de onda de la sobretensión por rayo normalizada ($1.2 \times 50 \mu s$) y su amplitud corresponde a un índice de ocurrencia deseado por año. Para obtener la amplitud de la sobretensión representativa se utiliza el mismo método estadístico simplificado empleado para obtener la sobretensión de aguante para coordinación, obteniéndose así los mismos resultados tanto para la sobretensión de aguante representativa como para la de coordinación (Sección 3.2.7.2.4).

Las sobretensiones por rayo entre fases tienen aproximadamente las mismas amplitudes que las de fase a tierra, debido a que se considera que el efecto de la tensión de operación y el acoplamiento entre conductores se cancelan entre si

3.2.7.1.4.2 Sobretensiones por maniobra

Son sobretensiones de frente rápido que ocurren cuando el equipo se conecta o desconecta del sistema a través de conexiones cortas principalmente dentro de las subestaciones. Aunque generalmente son oscilatorias, para propósitos de coordinación de aislamiento la forma de onda de sobretensión representativa puede considerarse que corresponde a la de impulso por rayo normalizada ($1.2 \times 50 \mu s$).

Las amplitudes de las sobretensiones representativas dependen del tipo y comportamiento del equipo de maniobra. Como las amplitudes de las sobretensiones por maniobra generalmente son mas pequeñas que las provocadas por rayos, pueden ignorarse salvo casos especiales.

Como la ocurrencia simultánea de sobretensiones por maniobra de frente rápido en más de una fase es altamente improbable, uno puede considerar que sobretensiones de fase a fase mayores que la de fase a tierra no existen

3.2.7.2 Tensiones de aguante para coordinación (V_{cw})

La tensión de aguante para coordinación es el valor de la tensión de la configuración del aislamiento, en condiciones reales de servicio, que satisface el criterio de comportamiento para cada clase de tensión [1].

El procedimiento para determinar la tensión de aguante para coordinación consiste en obtener el más bajo valor de la tensión de aguante del aislamiento, satisfaciendo el criterio de comportamiento cuando está sujeto a la sobretensión representativa bajo las condiciones de servicio.

Las tensiones de aguante para coordinación tienen la forma de onda de las sobretensiones representativas para cada clase y sus valores se obtienen multiplicando los valores de las sobretensiones representativas por un factor de coordinación [1].

3.2.7.2.1 Tensión permanente a la frecuencia del sistema

La tensión de aguante permanente para coordinación a la frecuencia del sistema es igual a la tensión máxima del sistema de fase a fase y se divide entre 3 para aislamientos de fase a tierra, es decir, igual al valor máximo considerado para la tensión representativa, con una duración igual a la vida de servicio [5].

3.2.7.2.2 Sobretensión temporal

Se conoce como la tensión de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración para coordinación y debe ser al menos igual a la sobretensión temporal representativa [5].

3.2.7.2.3 Sobretensiones de frente lento

Para las sobretensiones de frente lento, para coordinación, se emplea un método determinístico, que implica determinar el valor máximo de la tensión que esfuerza al equipo y después elegir la rigidez dieléctrica mínima de este equipo con un margen que cubra las incertidumbres inherentes en la determinación de esos valores [5].

La tensión de aguante para coordinación se obtiene multiplicando el valor máximo supuesto de la tensión representativa correspondiente, por el factor de coordinación determinístico K_{cd} .

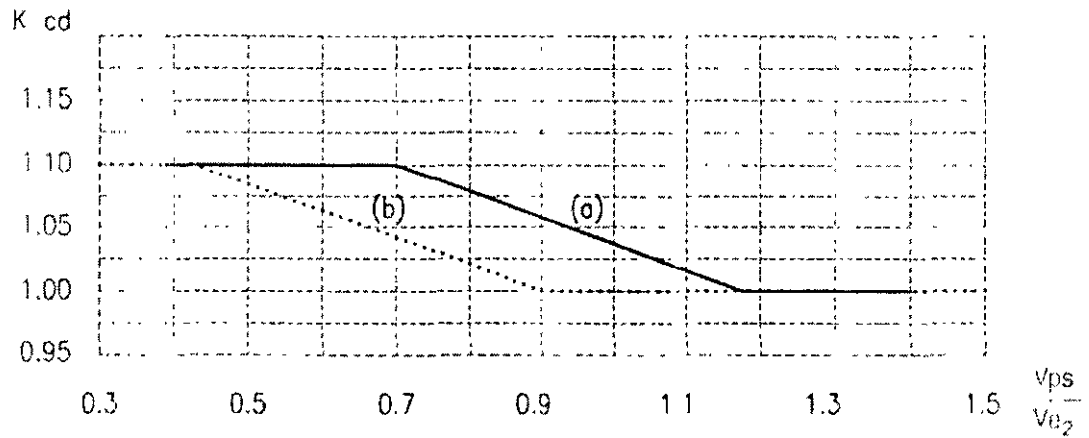
Para equipos protegidos por apartarrayos la sobretensión máxima supuesta es igual al nivel de protección al impulso por maniobra (V_{pn}) del apartarrayos, sin embargo, para este caso se presenta una severa variación en la distribución estadística de las sobretensiones particularmente cuando V_{pn} alcanza valores bajos. En estas situaciones, variaciones pequeñas en la rigidez de aguante del aislamiento puede tener un gran impacto en el riesgo de falla. Para cubrir este efecto, se recomienda que el valor del factor K_{cd} se determine en base a la relación del nivel de protección al impulso por maniobra del apartarrayo entre el valor 2% de la sobretensión de fase a tierra probable (V_{e2}), y refiriendo esta relación a la grafica de la Fig. 3.7.

Para la tensión de aguante de coordinación fase-fase, se requiere multiplicar por dos al nivel de protección al impulso por maniobra (V_{pn}) del apartarrayos y dividirlo entre el valor del sobrevoltaje de fase-fase con un 2% de probabilidad de ser excedida (V_{p2}) para después referir esta relación a la Fig. 3.7.

Para el equipo no protegido por el apartarrayos, la sobretensión máxima considerada es igual al valor de truncación (V_{ct} o V_{pt}) y el factor de coordinación determinístico es:

$$K_{cd} = 1$$

Por lo tanto, las tensiones de aguante para coordinación (V_{cw}) de fase a tierra y de fase a fase se calculan multiplicando el factor de coordinación determinístico K_{cd} para cada caso, por la correspondiente sobretensión de frente lento representativa.



- a) Factor de coordinación aplicado al nivel de protección para obtener el voltaje de aguante para coordinación fase-tierra.
- b) Factor de coordinación aplicado a dos veces el nivel de protección del apartorayo para obtener la tensión de aguante fase-fase.

Fig. 3.7 Evaluación del factor de coordinación determinística K_{cd} [5]

3.2.7.2.4 Sobretensiones de frente rápido

Para determinar la sobretensión de frente rápido para coordinación, se emplea un método estadístico simplificado que describe la caída de tensión expresada en p.u., el cual depende del comportamiento de la línea aérea ante descargas atmosféricas (la línea conectada al equipo), del arreglo de la subestación y del índice del comportamiento adoptado para el equipo y que se basa en la siguiente expresión [5]:

$$V_{cw} = V_{pt} + \frac{A}{n} \left(\frac{L}{L_p + L_a} \right) \quad (3.16)$$

donde la longitud:

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (3.17)$$

L_a representa la longitud de la línea aérea enfrente de la subestación, para la cual el índice de eventos es igual al índice de fallas aceptable.

V_{cw} = tensión de aguante al impulso por rayo para coordinación (kV)

A = constante indicada en la Tabla 3.4 que valora el comportamiento del rayo en la línea aérea conectada a la subestación

V_{pt} = nivel de protección al impulso por rayo del apartarrayos (kV)

n = número mínimo de líneas conectadas a la subestación

L = distancia total del apartarrayos al equipo protegido

L_p = longitud del claro entre la primer torre y el cuadro de remate de la línea para la entrada a la subestación

L_a = sección de la línea aérea con índice de salidas igual al índice de falla aceptable

R_{km} = Índice de salidas de la línea aérea por año para un diseño correspondiente al primer kilómetro de la subestación

R_a = Índice de falla aceptable para el equipo

Las subestaciones aisladas en SF₆ están generalmente mejor protegidas que las subestaciones convencionales tipo intemperie debido a que tienen una impedancia característica mucho menor que las líneas aéreas. No se puede dar una recomendación generalmente válida para estimar el comportamiento de las subestaciones en SF₆ comparadas con las subestaciones en aire. Sin embargo, el uso de la Ec. (3.16) para las subestaciones convencionales, dará como resultado una estimación conservadora de la tensión de aguante al impulso por descarga atmosférica para coordinación o del rango de protección, y se puede considerar una reducción del 50% en la relación A //

de las subestaciones convencionales, para estimar las sobretensiones por descargas atmosféricas en las subestaciones aisladas en SF₆ [5].

Tabla 3.4 Factor A para líneas aéreas [5]

Tipo de línea	A (kV)
Líneas de distribución (flameo fase-fase):	
- con cruceta aterrizada (flameo a tierra en baja tensión)	900
- líneas en poste de madera (flameo a tierra en alta tensión)	2700
Líneas de transmisión (flameo una fase a tierra)	
- un conductor por fase	4500
- dos conductores por fase	7000
- cuatro conductores por fase	11000
- seis y ocho conductores por fase	17000

3.2.7.3 Tensión de aguante requerida (V_{rw})

Es la tensión de prueba que el aislamiento debe soportar en una prueba de aguante normalizada, para asegurar que el aislamiento satisface el criterio de comportamiento cuando esté sujeto a una clase de sobretensión dada en condiciones reales de servicio y durante todo el tiempo de servicio [1].

La tensión de aguante requerida tiene la forma de onda de la tensión de aguante para coordinación y se especifica con referencia a todas las condiciones de la prueba de aguante normalizada, seleccionada para verificarla [1].

Para determinar las tensiones de aguante requeridas del aislamiento, las tensiones de aguante de coordinación respectivas se convierten a las condiciones de prueba normalizadas multiplicándolas por factores con el fin de compensar las diferencias entre las condiciones reales del servicio del aislamiento y las de prueba de aguante normalizadas [1].

3.2.7.3.1 Factor de seguridad (K_s)

Los factores por aplicar deben compensar lo siguiente:

- las diferencias en el ensamble del equipo
- la dispersión en la calidad del producto
- la calidad de la instalación
- el envejecimiento del aislamiento durante el tiempo de vida esperada
- imprecisión de las tensiones de aguante

Si estos factores no pueden evaluarse individualmente, se adopta un factor de seguridad K , que los englobe, recomendándose los siguientes factores:

- aislamiento interno 1.15
- aislamiento externo 1.05

3.2.7.3.2 Factor de corrección por altitud (K_a)

La tensión de aguante al impulso del aislamiento externo del equipo, se ve afectada por la densidad relativa del aire circundante y por su contenido de humedad. Dicha tensión decrece con la reducción de la presión atmosférica al aumentar la altitud y con el aumento de la temperatura, pero aumenta con el incremento de la humedad hasta antes que se condense sobre la superficie de un aislador.

Las condiciones atmosféricas de referencia normalizadas son:

Temperatura	t_0	= 20°C
Presión atmosférica	b_0	= 101.3 kPa (1013 mbar)
Humedad absoluta	h_{a0}	= 11 g/m ³

Para determinar el factor de corrección por efectos atmosféricos puede suponerse que los efectos de la temperatura y de la humedad tienden a cancelarse entre si, excepto para casos especiales. En consecuencia para propósitos de coordinación de aislamiento, solamente la presión atmosférica promedio, correspondiente a la altitud del sitio de instalación, necesita considerarse, tanto para aislamiento seco como bajo lluvia. Por lo que el factor de corrección por altitud (K_a) queda determinado por la relación siguiente [1]:

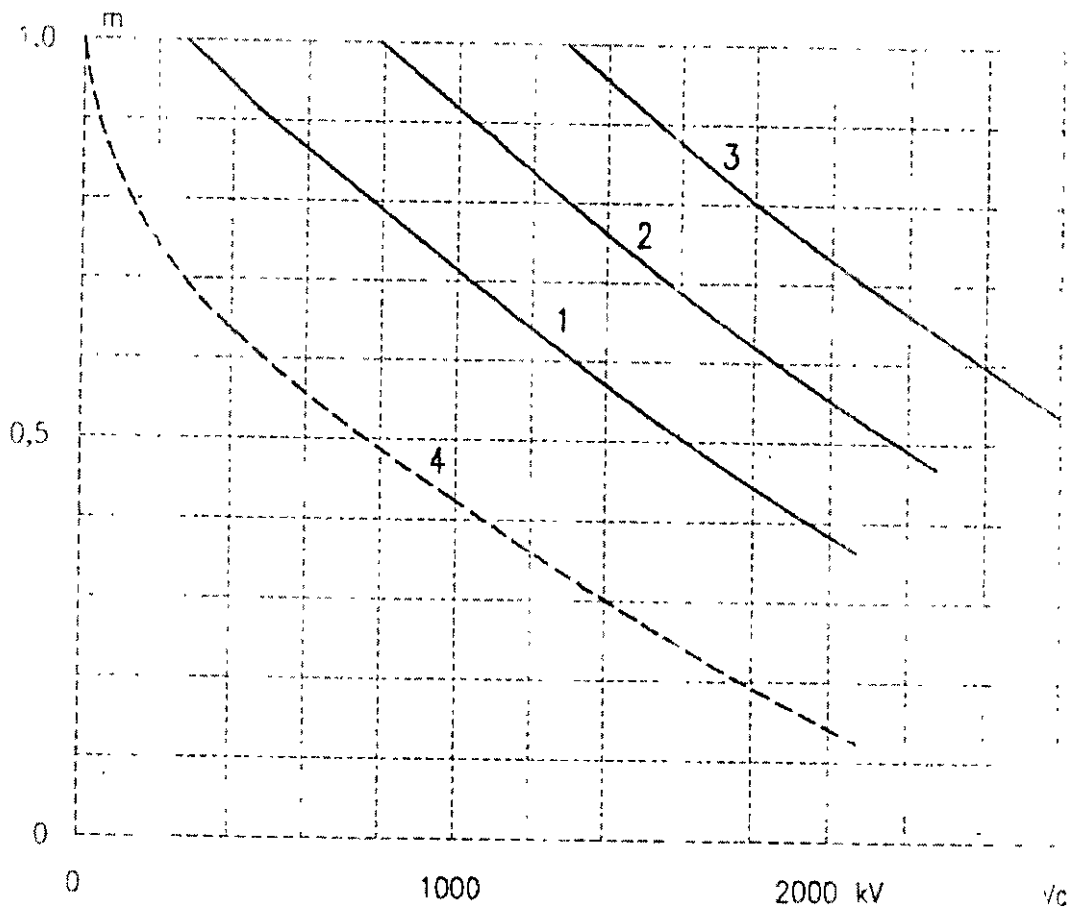
$$K_a = \left(\frac{b_0}{b} \right)^m \tag{3.18}$$

Los valores de presión atmosférica (b) para diferentes altitudes [8], se indican en la Tabla 3.5.

En caso de no conocer el valor de la presión atmosférica y si se sabe con mayor precisión el valor de la altitud para una instalación determinada, se puede utilizar la relación siguiente

$$\frac{b_0}{b} = e^{\left(\frac{H_a}{8150} \right)}$$

Por lo que el factor de corrección (K_a) en función de la presión atmosférica, a una altitud determinada, puede ser calculada como [1]:



Tensión de aguante para coordinación

- 1 : Aislamiento de fase a tierra
- 2 : Aislamiento longitudinal
- 3 : Aislamiento de fase a fase
- 4 : Distancia entre electrodos punta-plano

Para tensiones formadas por dos componentes, los valores de tensión se obtienen como la suma de los componentes.

Fig. 3.8 Valores del exponente m para corrección de la tensión de aguante al impulso por maniobra para coordinación. [1]

$$K_a = e^{m \left(\frac{H_a}{8150} \right)} \quad (3.19)$$

en donde:

H_a = altitud (m).

m = 1 para coordinación con tensiones de aguante al impulso por rayo.

m = ver Fig. 3.8, para coordinación con tensiones de aguante al impulso por maniobra

m = 1 para coordinación de tensiones de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración, para claros en aire y aisladores limpios. El valor mas bajo es 0.5 para aisladores sucios

Tabla 3.5 Presión del aire para altitudes sobre el nivel del mar [8]

Altitud (m)	Presión del aire (kPa)
5 000	54.0
4 000	61.6
3 000	70.1
2 000	79.5
1 000	89.9
0	101.3

El exponente m depende de varios parámetros incluyendo la trayectoria mínima de descarga, la cual es desconocida en la etapa de especificación. Sin embargo para propósitos de coordinación de aislamiento se pueden usar las estimaciones conservadoras mostradas en la Fig. 3.8, para la corrección de las tensiones de aguante al impulso por maniobra.

Para aisladores sucios, el valor del exponente m no esta bien definido. Para propósitos de prueba de larga duración a 60 Hz y si se requiere para la tensión de aguante de corta duración, el valor de m puede ser tan bajo como 0.5 para aisladores normales y tan alto como 0.8 para aisladores tipo niebla [1].

Aplicando a la tensión de aguante para coordinación (V_{cr}) el factor de seguridad (K_s) y el de corrección por altitud (K_a), la tensión de aguante requerida (V_m) queda determinada por:

$$V_m = K_s K_a V_{cr} \quad (3.20)$$

3.2.7.4 Tensión de aguante requerida corregida (V_{rwr})

Cuando la tensión de aguante de prueba que va a ser aplicada al equipo tiene una forma de onda diferente a la de la tensión de aguante requerida (V_{rv}), se le aplica un factor de conversión de prueba (K_r) a la tensión de aguante requerida, para calcular el valor de la tensión de aguante requerida corregida (V_{rwr}), con la que se obtiene el límite inferior de la tensión de prueba normalizada. La tensión de aguante requerida corregida se calcula de acuerdo a lo siguiente [1]:

- Para la Categoría I, las sobretensiones de aguante al impulso por maniobra requeridas, se convierten en tensiones de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración y de aguante al impulso por descargas atmosféricas, aplicando los factores de conversión de prueba K_{id} y K_{il} según se indican en la Tabla 3.6 [5].

$$V_{rwid} = K_{id} V_{rv} \tag{3.21}$$

$$V_{rwil} = K_{il} V_{rv} \tag{3.22}$$

donde:

V_{rwid} = tensión de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración requerida corregida

V_{rwil} = tensión de aguante al impulso por rayo requerida corregida

K_{id} = factor de conversión de prueba aplicado a la tensión aguante a la frecuencia del sistema de corta duración requerida, en el caso de que la tensión de aguante normalizada de prueba sea seleccionada con forma de onda diferente [1].

K_{il} = factor de conversión de prueba aplicado a la tensión aguante al impulso por rayo requerida, en el caso de que la tensión de aguante normalizada de prueba sea seleccionada con forma de onda diferente [1].

Los factores se aplican con objeto de que la tensión de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración normalizada (V_{wid}) o la tensión de aguante al impulso por rayo normalizada (V_{wil}) cubran la tensión de aguante al impulso por maniobra requerida (V_{rvs}) de fase a tierra y de fase a fase.

- Para la Categoría II, la tensión a la frecuencia del sistema permanente y la tensión de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración requerida se transforman en tensiones de aguante al impulso por maniobra aplicando factores de conversión K_{is} los cuales se indican en la Tabla 3.7 [5].

Tabla 3.6 Factor K_{ID} o K_{II} aplicado en la Categoría I para convertir las tensiones de aguante al impulso por maniobra requeridas en tensiones de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración y de aguante al impulso por rayo respectivamente [5]

Aislamiento	Factor K_{ID} para la tensión de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración ¹	Factor K_{II} para la tensión de aguante al impulso por rayo
Externo:		
▪ distancias en aire con aisladores limpios y secos:		
○ fase-tierra	$0.6 + V_{rw}/8500$	$1.05 + V_{rw}/6000$
○ fase-fase	$0.6 + V_{rw}/12700$	$1.05 + V_{rw}/9000$
▪ aisladores limpios y húmedos	0.6	1.3
Interno:		
▪ GIS	0.7	1.25
▪ aislamiento líquido	0.5	1.10
▪ aislamiento sólido	0.5	1.00
Notas:		
1. Los factores de conversión incluyen un factor de $1/\sqrt{2}$ para transformar los valores pico en eficaces.		
2. V_{rw} es la tensión de aguante al impulso por maniobra requerida.		

Tabla 3.7 Factor K_{IS} aplicado en la Categoría II para convertir las tensiones de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración requeridas en tensiones de aguante al impulso por maniobra [5]

Aislamiento	Factor K_{IS} para la tensión de aguante al impulso por maniobra
Externo:	
▪ distancias en aire con aisladores limpios y secos	1.4
▪ aislamientos limpios y húmedos	1.7
Interno	
▪ GIS	1.6
▪ líquido	2.3
▪ sólido	2.0
Nota:	
1. Los factores de conversión incluyen factor de $\sqrt{2}$ para convertir de valor eficaz a valor pico	

$$V_{rwIS} = K_{IS} V_{rv} \quad (3.23)$$

donde:

- V_{rwIS} = tensión de aguante al impulso por maniobra requerida corregida
- K_{IS} = factor de conversión de prueba aplicado a la tensión aguante al impulso por maniobra requerida, en el caso en que la tensión de aguante normalizada de prueba sea seleccionada con forma de onda diferente.

Esto es para que la tensión de aguante al impulso por maniobra normalizada (V_{wIS}), cubra la tensión a la frecuencia del sistema permanente requerida y la de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración requerida.

3.2.7.5 Selección de la tensión de aguante normalizada (V_w)

Las tensiones de aguante de prueba temporales, de frente lento y de frente rápido, ya sea para aislamientos de fase a tierra o entre fases, se pueden seleccionar con la misma forma de onda de la tensión de aguante requerida o con diferente forma de onda considerando las propiedades intrínsecas del aislamiento [1]

El valor de la tensión de aguante normalizada se selecciona de las Tablas 3.1 y 3.2 y se elige el valor igual o mayor que [1]:

- La tensión de aguante requerida (V_{rv}) si la forma de onda es la misma.
- La tensión de aguante requerida corregida (V_{rwI}) si la forma de onda es diferente.

Para definir el nivel de aislamiento normalizado solamente son suficientes dos tensiones de aguante normalizadas asociadas con la tensión máxima del equipo (V_m) [4]:

Para la Categoría I:

- tensión de aguante al impulso por rayo normalizada (V_{wl}).
- tensión de aguante a la frecuencia del sistema de corta duración normalizada (V_{wI})

Para la Categoría II:

- tensión de aguante al impulso por maniobra (V_{wS}).
- tensión de aguante al impulso por rayo (V_{wl}).

En la Tabla 3.1 se indican las tensiones de aguante normalizadas, asociadas a la tensión máxima del equipo para la categoría I y en la Tabla 3.2 para la categoría II. Las

asociaciones obtenidas al conectar con una línea las tensiones de aguante normalizadas de todas las columnas, sin cruzar las líneas horizontales marcadas, se definen como niveles de aislamientos normalizados.

Para aislamientos de fase a fase, categoría I, las tensiones de aguante normalizadas de corta duración a 60 Hz y de impulso por rayo de fase a fase, son iguales a las tensiones de aguante de fase a tierra correspondientes (Tabla 3.1).

Para aislamientos de fase a fase, categoría II; las tensiones de aguante de impulso por rayo normalizada de fase a fase es igual a la tensión de impulso por rayo de fase a tierra (Tabla 3.2)

Para aislamiento longitudinal, categoría I, las tensiones de aguante de corta duración a la frecuencia del sistema normalizadas (V_{wD}) y las tensiones de aguante al impulso por rayo normalizadas (V_{wI}) son iguales a las tensiones de aguante de fase a tierra correspondientes (Tabla 3.1).

Para aislamiento longitudinal, categoría II, la componente de impulso por maniobra normalizada de la tensión de aguante combinada, se indica en la Tabla 3.2, mientras el valor pico de la componente a la frecuencia del sistema de polaridad opuesta es $U_m \times 2^{1/3}$ y la componente de impulso por rayo normalizada de la tensión de aguante combinada es igual a la tensión de aguante de fases a tierra correspondiente y el valor pico de la componente a la frecuencia del sistema de polaridad opuesta es $0.7 \times V_m \times 2^{1/3}$.

En el Apéndice I se describe un ejemplo del procedimiento de coordinación de aislamiento, aplicando los conceptos anteriores.

3.2.7.6 Distancias mínimas en aire de fase a tierra y entre fases

Para tener una correcta coordinación de aislamiento en una subestación, debe fijarse una distancia a través del aire entre las partes con potencial y tierra, que proporcione un nivel de aislamiento al impulso igual al adoptado para los aislamientos de los equipos [6].

En la Tabla 3.8 se indica la relación de las distancias mínimas en aire con las tensiones de aguante al impulso por rayo normalizadas. Esta tabla es aplicable para tensiones de fase a tierra, así como para tensiones entre fases [5].

La Tabla 3.9 establece la relación entre las tensiones de aguante al impulso por maniobra normalizadas con las distancias mínimas en aire de fase a tierra. En la Tabla 3.10 se indica la relación entre las tensiones de aguante al impulso por maniobra normalizadas con las distancias mínimas en aire entre fases [5].

Tabla 3.8 Relación entre las tensiones de aguante al impulso por rayo normalizadas con las distancias mínimas en aire [5]

Tensión de aguante al impulso por rayo normalizada (kV)	Distancia mínima en aire (mm)	
	Punta-estructura	Conductor-estructura
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
110	167	
125	220	
145	270	
150	300	
170	320	
200	380	
250	480	
325	630	
350	680	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

Notas:

- Los valores están referidos a las condiciones atmosféricas de referencia normalizadas.
- La tensión de aguante al impulso por rayo normalizada, es aplicable para fase-fase y para fase-tierra.

Tabla 3.9 Relación entre las tensiones de aguante al impulso por maniobra normalizadas con las distancias mínimas en aire de fase a tierra [5]

Tensión de aguante al impulso por maniobra normalizada (kV)	Distancia mínima en aire de fase a tierra (mm)	
	Conductor-estructura	Punta-estructura
750	1600	1900
850	1800	2400
950	2200	2900
1050	2600	3400
1175	3100	4100
1300	3600	4800
1425	4200	5600
1550	4900	6400

Tabla 3.10 Relación entre las tensiones de aguante al impulso por maniobra normalizadas con las distancias mínimas en aire de fase a fase [5]

Tensión de aguante al impulso por maniobra normalizada (kV)			Distancia mínima en aire de fase a fase (mm)	
Fase-tierra	Relación entre valor fase-fase y fase-tierra	Fase-fase	Conductor-conductor paralelo	Punta-conductor
750	1.5	1125	2300	2600
850	1.5	1275	2600	3100
850	1.6	1360	2900	3400
950	1.5	1425	3100	3600
950	1.7	1615	3700	4300
1050	1.5	1575	3600	4200
1050	1.6	1680	3900	4600
1175	1.5	1763	4200	5000
1300	1.7	2210	6100	7400
1425	1.7	2423	7200	9000
1550	1.8	2480	7600	9400

Las distancias en aire aplicables en servicio, se determinan de acuerdo a las siguientes reglas:

- Para la Categoría I, la distancia mínima en aire de fase a tierra y de fase a fase, se determinan de la Tabla 3.8 para la tensión de aguante al impulso por rayo normalizada

- Para la Categoría II, la distancia de fase a tierra es el valor que resulte mayor entre las distancias determinadas para la configuración de electrodos punta-estructura de la Tabla 3.8 para la tensión de aguante de impulso por rayo normalizada, y de la Tabla 3.9, para la tensión de aguante de impulso por maniobra normalizada respectivamente.
- Para la Categoría II, la distancia de fase a fase es el valor que resulte mayor entre las distancias determinadas para la configuración de electrodos punta-estructura de la Tabla 3.8 para la tensión de aguante de impulso por rayo normalizada, y de la Tabla 3.10 para la tensión de aguante de impulso por maniobra normalizada respectivamente.
- Los valores son válidos para las altitudes que han sido consideradas para determinar las tensiones de aguante requeridas (Sección 3.2.7.3.2).

Las distancias indicadas en las Tablas 3.8, 3.9 y 3.10 pueden ser menores, si se ha demostrado con pruebas en configuraciones existentes o similares, que las tensiones de aguante normalizadas se cumplen, tomando en cuenta todas las condiciones relevantes que puedan crear irregularidades como por ejemplo lluvia, contaminación, etcétera. Estas distancias también pueden ser menores donde se ha confirmado por experiencia de operación, que las sobretensiones son más bajas que las tensiones seleccionadas de aguante normalizadas o que la configuración de los electrodos es más favorable que la considerada para las distancias recomendadas [5].

Estas distancias no son aplicables a equipos que tienen pruebas prototipo de impulso incluidas en la especificación, ya que estas distancias pueden restringir el diseño del equipo, incrementando su costo y dificultando su desarrollo.

Luz y Fuerza ha establecido, basándose en la experiencia de operación adquirida a través de los años, las distancias mínimas en aire para el diseño de sus subestaciones de acuerdo a la tensión de aguante al impulso. La Tabla 3.11 establece la relación entre las distancias mínimas en aire utilizadas por LFC, con las tensiones de aguante al impulso normalizadas y la asociación de estas con la tensión máxima de diseño y las tensiones nominales del sistema.

Para el diseño de subestaciones, en LFC se ha establecido el criterio de aplicar un factor de seguridad de 1.1 a las distancias mínimas en aire indicadas en la Tabla 3.11, para obtener las distancias mínimas de fase a tierra para tensiones nominales hasta 230 kV, y un factor de 1.06 para 400 kV. Para obtener la distancia mínima entre fases se aplica el criterio de multiplicar por 1.15 a la distancia mínima de fase a tierra obtenida en el párrafo anterior [6].

En el proyecto de una subestación es conveniente indicar las distancias entre ejes de conductores, por lo que hay que aumentar a las distancias mínimas antes mencionadas, el diámetro de los conductores y las dimensiones de las partes con tensión del equipo tales como zapatas, la parte de la porcelana de los aisladores soporte y de los transformadores de instrumento que esta en contacto directo con los conductores,

etcétera. Cuando los conductores no sean rígidos debe considerarse el desplazamiento de estos debido al viento [6].

Tabla 3.11 Relación entre las tensiones de aguante al impulso normalizadas con las distancias mínimas en aire usadas por LFC [6]

Tensión nominal del sistema (kV)	Tensión máxima de diseño (kV)	Tensión de aguante al impulso aislamiento externo (kV)	Distancia mínima en aire (mm)
23	24	150	256
85	123	550	1070
230	245	1050	2279
400	420	1675	3546

En instalaciones para tensiones de 230 kV o superiores es necesario tener en cuenta que la distancia entre fases es uno de los parámetros que controlan el gradiente de potencial de la superficie de los conductores, y que este gradiente debe limitarse a valores inferiores al gradiente crítico para el cual se inicia el efecto corona [6].

Es conveniente considerar que en instalaciones para tensiones muy altas, en las que las sobretensiones transitorias producidas por la interrupción o la conexión de circuitos, pueden igualar o exceder la magnitud de los impulsos debidos a rayos y en consecuencia condicionar el nivel de aislamiento. Las distancias mínimas a tierra y entre fases deberán fijarse tomando en cuenta este tipo de sobretensiones.

En la Tabla 3.12 se indican las distancias mínimas de fase a tierra, entre fases y las distancias entre centros de conductores rígidos y no rígidos, calculadas de acuerdo con los criterios antes expuestos, para el diseño de subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución de LFC [6].

Tabla 3.12 Distancias normales en aire para el diseño de subestaciones de LFC a 2300 m de altitud

Tensión nominal del sistema (kV)	Distancia mínima de fase a tierra (mm)	Distancia mínima de fase a fase (mm)	Distancia normal entre centros de buses rígidos (mm)	Distancia normal entre centros de buses no rígidos (mm)
23	282	325	500	1000
85	1177	1354	2000	2500
230	2507	2884	3600	4500
400	3759	4323	6500	8000

3.3 Distancias de seguridad [10]

Desde el punto de vista de la seguridad del personal de operación y mantenimiento de una subestación, pueden hacerse las siguientes consideraciones.

Las partes con potencial (partes vivas) deben quedar fuera del alcance del personal, para lo cual puede recurrirse a los siguientes procedimientos:

- a) Puede utilizarse equipo auto-protegido particularmente en zonas donde el espacio es limitado, en el que las partes vivas quedan encerradas en cubiertas, concebidas de manera que, en servicio normal, impidan cualquier acceso al personal a dichas partes vivas.
- b) Las partes con potencial pueden hacerse inaccesibles mediante barreras o cercas que impidan al personal acercarse a distancias peligrosas de las partes vivas.
- c) Las partes con potencial pueden ponerse fuera del alcance del personal colocándolas a distancias de las zonas de circulación ó de trabajo suficientemente grandes para hacer imposible un contacto accidental con las mismas.

Las características de seguridad del equipo autoprotegido se definen en las especificaciones para dicho equipo (Apéndice I, Capítulo 1), así como en las subestaciones encapsuladas y aisladas en SF₆.

El análisis siguiente se referirá exclusivamente a las distancias de seguridad en instalaciones abiertas, definidas por los siguientes parámetros:

- a) Altura mínima de las partes vivas sobre las superficies accesibles.
- b) La distancia horizontal mínima entre una parte viva y barandales, cercas ó instalaciones similares.
- c) La distancia mínima entre las partes vivas y el cuerpo humano (o alguna herramienta conductora) durante circulación de personal en la subestación.
- d) La distancia mínima entre partes vivas y los mecanismos de operación ó cualquier parte conductora en movimiento.

Las distancias de seguridad a través del aire están constituidas por la suma de dos términos:

El primer término es una distancia base que es función de la tensión de aguante al impulso¹; esta distancia debe ser suficiente para impedir todo riesgo de flameo y es

¹ El término Tensión de Aguante al Impulso sustituyó al utilizado anteriormente como Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBAI), de acuerdo con la última edición de la norma para coordinación de aislamiento [1].

igual a la distancia mínima de fase a tierra correspondiente a cada nivel de aislamiento, determinada como se describe en la Sección 3.2.7.6 y cuyos valores, para una altitud de 2300 m y para las tensiones utilizadas en nuestras instalaciones, se indican en la Tabla 3.12.

El segundo término, que debe sumarse a la distancia base, depende de la talla media de los operadores y de la naturaleza y características de los trabajos que se realicen en las instalaciones, incluyendo la circulación del personal y el acceso a los lugares posibles de trabajo. En la Fig. 3.9 se indican las dimensiones medias del operador

Se analizan a continuación los siguientes casos:

- Circulación del personal en la subestación.
- Circulación de vehículos en la subestación.
- Intervención del personal en algún punto de la instalación.

3.3.1 Circulación del personal en la subestación.

Cuando no existen barreras ó cercas de protección, la altura mínima de las partes vivas sobre el piso debe ser suficiente para permitir sin riesgo la circulación del personal dentro del área de la subestación. Esta altura mínima debe ser igual a la distancia base, que es función del nivel de aislamiento al impulso, aumentada en 2.25 m, que es la altura que puede alcanzar un operador de talla media con un brazo extendido.

La altura mínima de las partes vivas sobre el piso, en zonas no protegidas por las barreras o cercas de protección, no debe ser nunca inferior a 3.0 metros.

La altura mínima sobre el piso de la parte inferior de la porcelana de un aislador tipo columna, en zonas no protegidas por barreras o cercas, no debe ser inferior a 2.25 m, ya que el aislador debe considerarse como una pieza bajo tensión, cuyo valor decrece a lo largo del aislador y sólo la base metálica inferior está al potencial de tierra

En zonas de la subestación donde las partes con potencial tengan alturas inferiores a las especificadas en los párrafos anteriores, deben instalarse barandales ó cercas de las siguientes características:

- Como se muestra en la Fig. 3.10, cuando se usen barandales, éstos deben ser mínimo de 1.20 m de altura y deben quedar a una distancia de las partes con potencial igual a la distancia base, aumentada en 0.90 m como mínimo

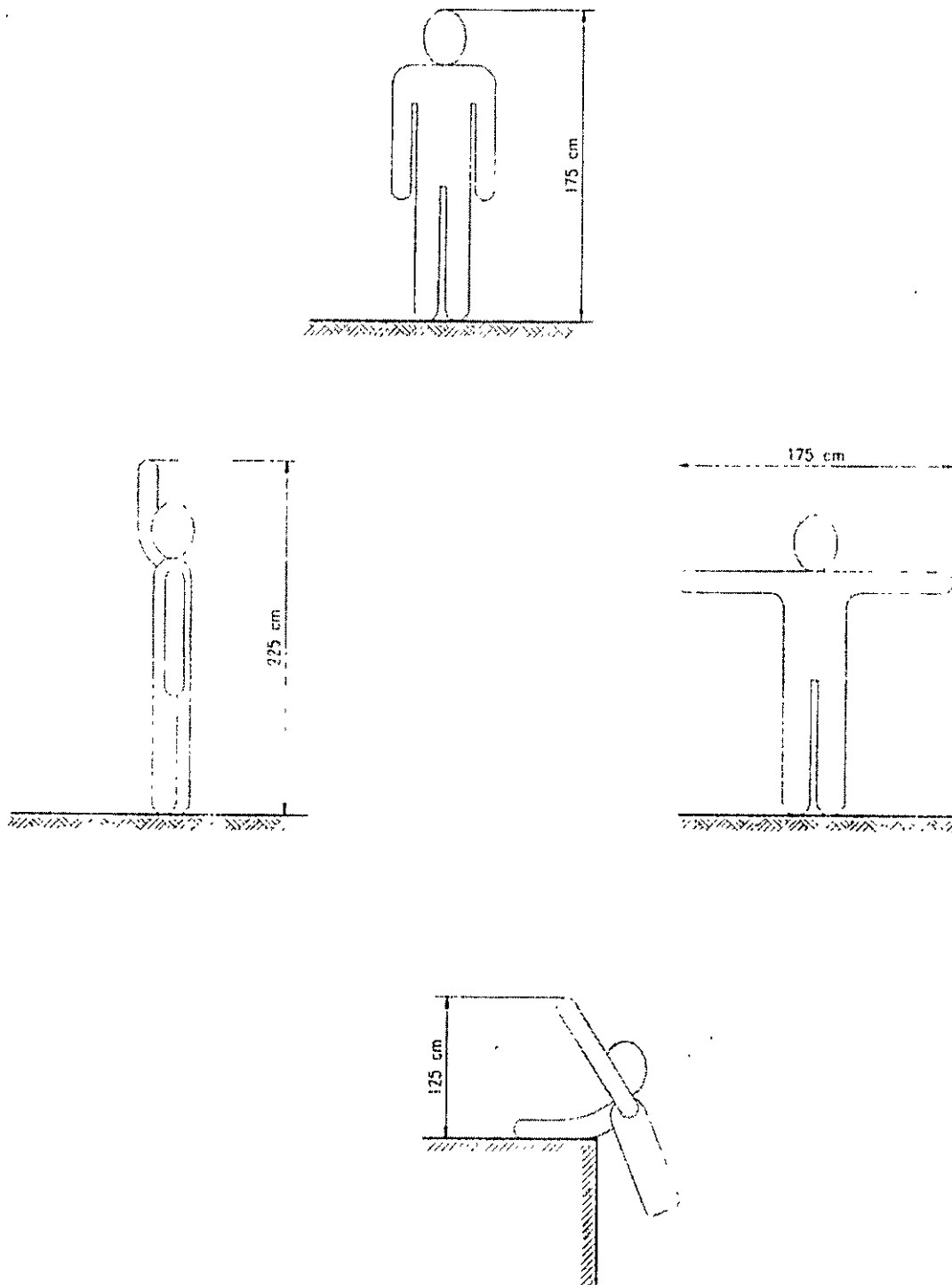
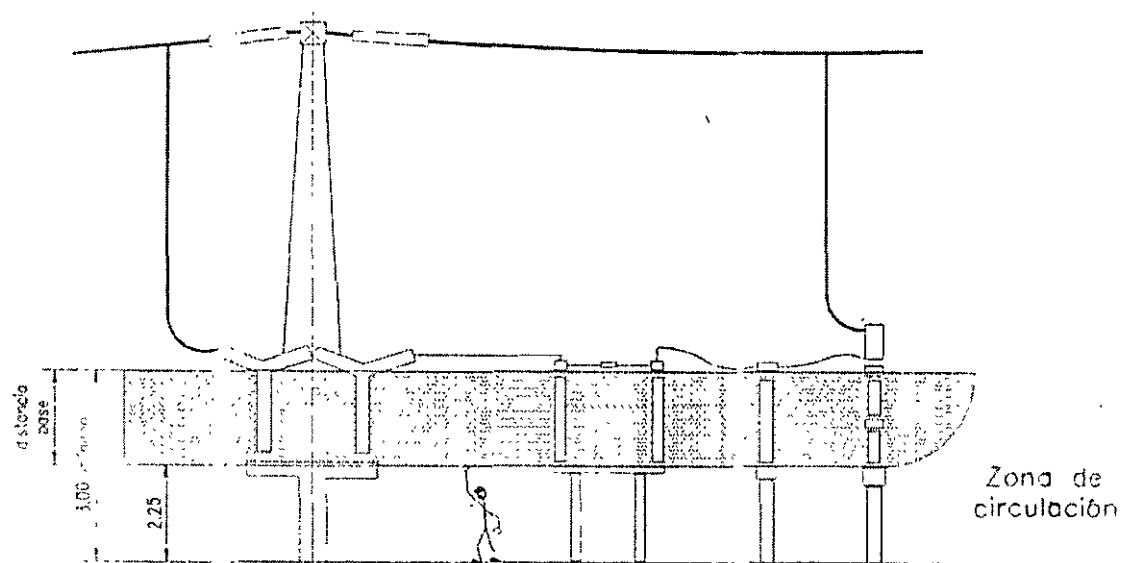


Fig. 3.9 Dimensiones medias del operador



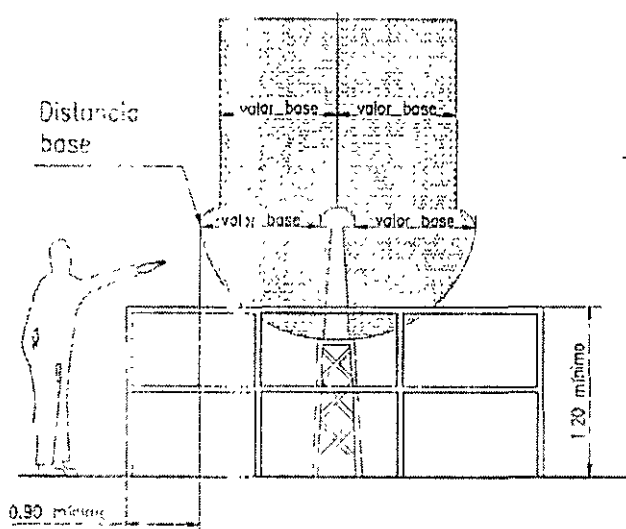
Altura mínima = Valor base + 2.25m

Dist Horizontal mínima = Valor base + 0.90m

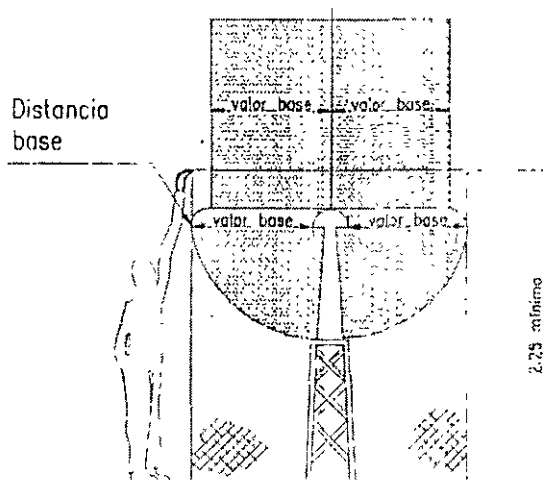
valor base

zona de seguridad

Acot. en m



Barandales



Cubiertas o cercas

Fig. 3.10 Zonas de circulación de personal [10]

- Cuando se usen cercas, éstas deben tener, como se muestra en la Fig. 3.10, una altura mínima de 2.25 m y deben estar alejadas de las partes con potencial una distancia igual a la distancia base.

3.3.2 Circulación de vehículos en la subestación.

En las zonas de la subestación destinadas a la circulación de vehículos utilizados para labores de mantenimiento, el espacio mínimo para la circulación debe determinarse tomando en cuenta las dimensiones del vehículo como se muestra en la Fig. 3.11 y de acuerdo a lo siguiente:

- La altura mínima de las partes con potencial en las zonas para la circulación de vehículos, se determina sumando la distancia base a la altura del vehículo.
- El ancho mínimo entre las partes con potencial en las zonas para la circulación de vehículos, se obtiene sumando dos veces la distancia base al ancho del vehículo más 0.70 m para tomar en cuenta la imprecisión probable en la conducción del vehículo.

3.3.3 Distancias de seguridad en zonas de trabajo.

En cualquier sección de las instalaciones de alta tensión de una subestación, se deben poder realizar con toda seguridad trabajos de mantenimiento, una vez que la sección ha sido desconectada mediante la apertura de los interruptores y cuchillas correspondientes, sin tener que desconectar las secciones contiguas que deben seguir funcionando para no afectar la operación del sistema.

Las distancias de seguridad en zonas de trabajo, según se indica en la Fig. 3.12, se determina de acuerdo a lo siguiente:

- La distancia mínima horizontal debe ser igual a la distancia base más una longitud adicional de 1.75 m.
- La distancia mínima vertical debe ser igual a la distancia base más una longitud adicional más 1.25 m.

La distancia total no debe ser en ningún caso inferior a 3 m.

En la Tabla 3.13 se indican las distancias de seguridad para los distintos casos que pueden presentarse en instalaciones con tensiones nominales de 23, 85, 230 y 400 kV.

La filosofía para determinar las distancias de seguridad descritas anteriormente, se basa en las recomendaciones de la referencia [10], pero en la Norma Oficial Mexicana (NOM) de Instalaciones Eléctricas [11], se indican aspectos genéricos de seguridad para instalaciones en alta y baja tensión. En la Sección 110-34 de dicha norma, se describen los espacios de trabajo mínimos para diversas tensiones de acuerdo con la

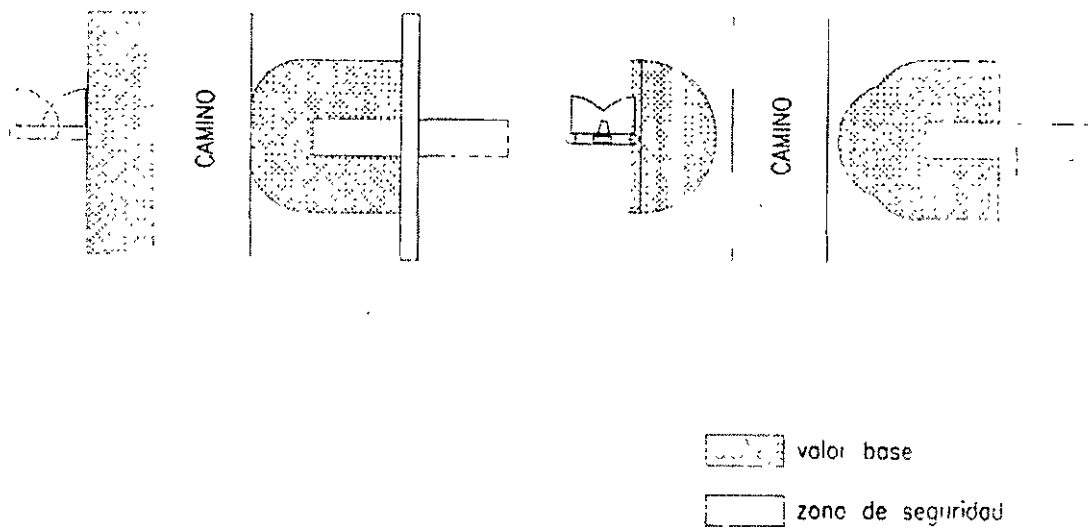
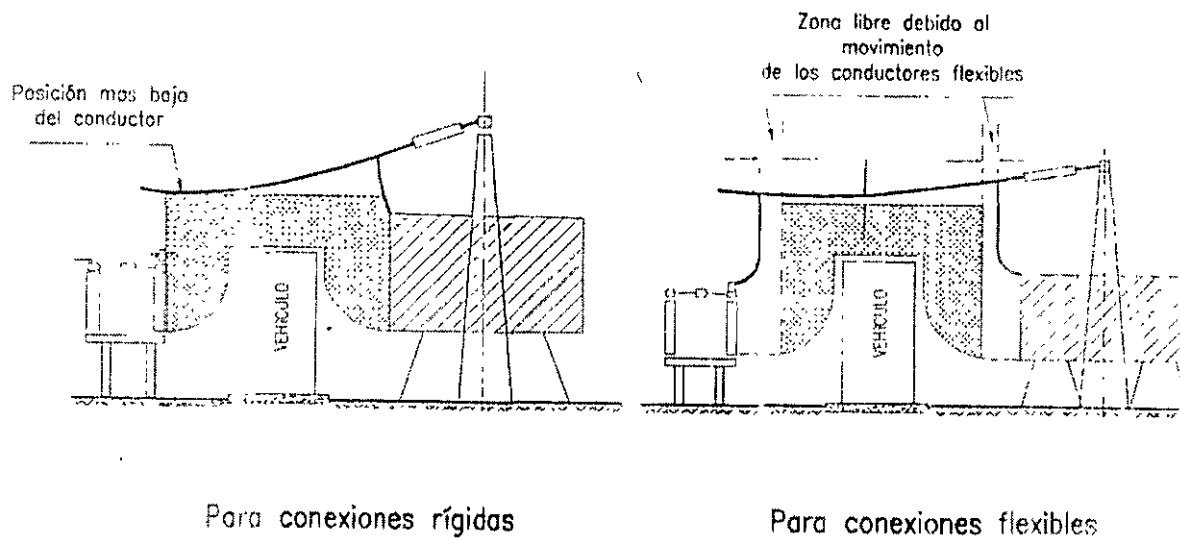


Fig. 3.11 Zonas de circulación de vehículos [10]

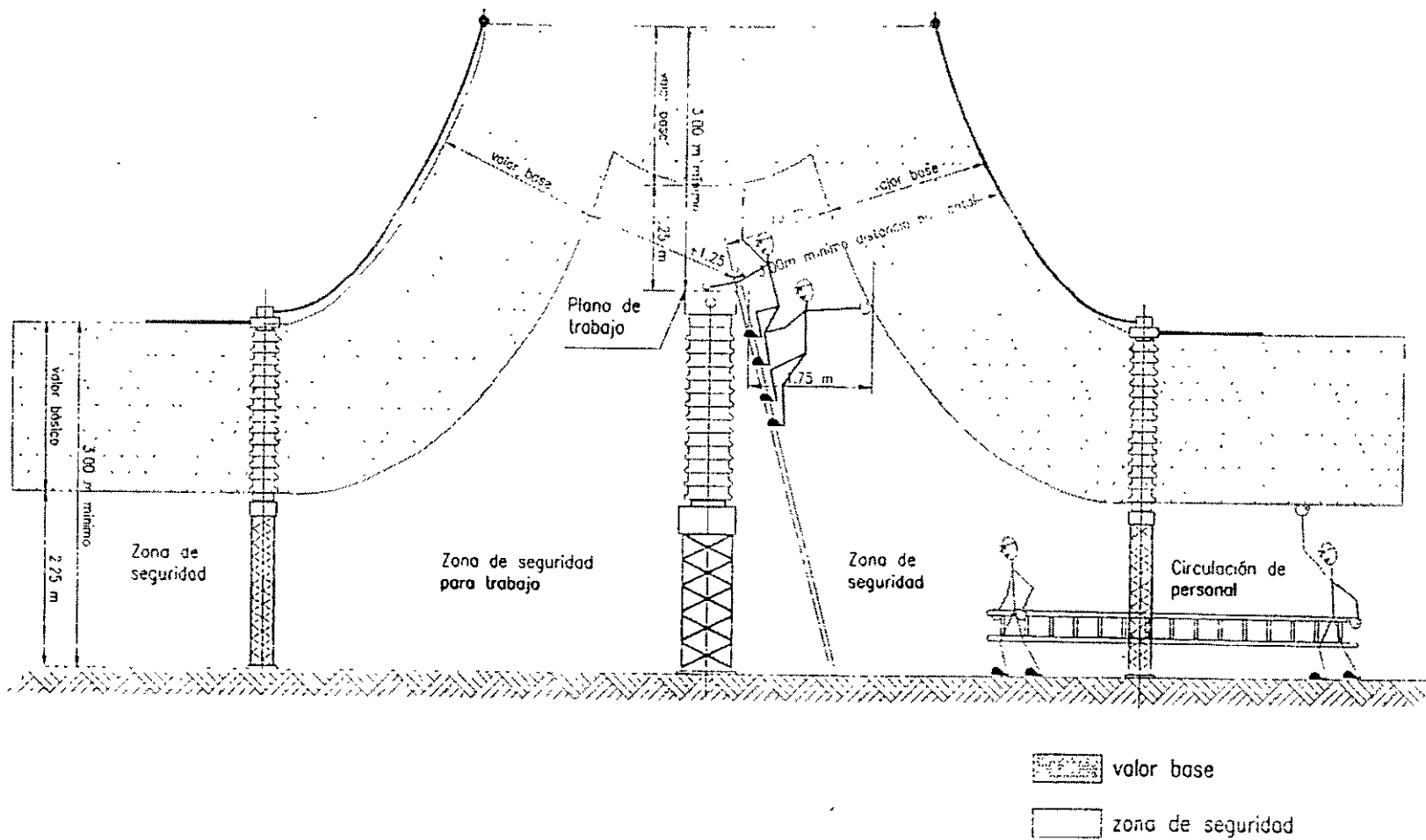


Fig. 3.12 Distancias de seguridad en zonas de trabajo [10]

Tabla 3.13 Distancias de seguridad a 2300 m de altitud [6]

Tensión nominal del sistema (kV)	Tensión de aguante al impulso por rayo aislamiento externo (kV)	Distancia base ¹ (m)	Zonas de circulación del personal		Zonas de trabajo del personal			
			Longitud adicional (m)	Altura mínima de partes vivas (m)	Longitud adicional horizontal (m)	Distancia mínima horizontal (m)	Longitud adicional vertical (m)	Distancia mínima vertical (m)
23	150	0.282	2.25	3.00	1.75	3.00	1.25	3.00
85	550	1.177	2.25	3.43	1.75	3.00	1.25	3.00
230	1050	2.507	2.25	4.76	1.75	4.26	1.25	3.76
400	1675	3.759	2.25	6.01	1.75	5.51	1.25	5.01

1) Es la distancia mínima de fase a tierra indicada en la columna 2 de la Tabla 3.12.

Tabla 3.14 (Tabla 110-34 (a) en la referencia original), considerando que las distancias se deben medir desde las partes vivas expuestas. Por otra parte, la altura de las partes vivas sin proteger sobre el espacio de trabajo, no debe ser menor que la indicada en la Tabla 3.15 (Tabla 110-34 (e) en la referencia original).

Tabla 3.14 Distancia mínima del espacio de trabajo en una instalación eléctrica [11]

Tensión eléctrica nominal a tierra (V)	Distancia mínima (m)		
	Condición 1	Condición 2	Condición 3
601 – 2500	0.9	1.2	1.5
2501 – 9000	1.2	1.5	1.8
9001 – 25000	1.5	1.8	2.7
25001 – 75000	1.8	2.4	3.0
más de 75000	2.4	3.0	3.6

Tabla 3.15 Altura mínima de partes vivas sin proteger sobre el espacio de trabajo [11]

Tensión eléctrica nominal entre fases (V)	Altura mínima (m)
601 – 7500	2.60
7501 – 35000	2.75
Más de 35000	2.7 + 0.01 por cada kV arriba de 35

Las condiciones indicadas en la Tabla 3.14, son las siguientes:

- (1) Partes vivas expuestas en un lado y no activas ó conectadas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo, ó partes vivas expuestas a ambos lados protegidas eficazmente por madera u otros materiales aislantes adecuados. No se consideran partes vivas los cables o barras aisladas que funcionen a no más de 300 V.
- (2) Partes vivas expuestas a un lado y conectadas a tierra al otro lado. Las paredes de concreto, tabique ó azulejo se consideran superficies conectadas a tierra.
- (3) Partes vivas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo (no protegidas como lo señala la condición 1), con el operador entre ambas.

Excepción: No se requiere espacio de trabajo en la parte posterior de conjuntos tales como tableros de distribución de frente muerto ó centros de control de motores en los que no haya partes intercambiables o ajustables tales como fusibles ó conmutadores en

ó fabricación de las terminales interiores ó exteriores de equipos eléctricos, probados de acuerdo con las NOM ó NMX aplicables y vigentes.

Como se mencionó, en la Tabla 3.12 se indican las distancias mínimas en aire para el diseño de subestaciones de LFC a una altitud de 2300 m.

Por otra parte en la NOM referida [11], para los conductores en instalaciones subterráneas, se indica la posibilidad de instalarlos directamente enterrados ó dentro de canalizaciones adecuadas cumpliendo con las mínimas profundidades de enterramiento indicadas en la Tabla 3.17 (Tabla 710-4 (b) de la NOM).

Tabla 3.17 Profundidad mínima de enterrado (mm)*

Tensión eléctrica nominal entre fases (Kv)	Cables directamente enterrados **	Tubo (conduit) no – metálico	Tubo (conduit) Metálico
más de 0.600 a 22	750	450	150
más de 22 a 40	900	600	150
más de 40	1100	750	150
<p>* La profundidad mínima es la distancia en mm más corta desde un punto en la superficie superior de cualquier conductor directamente enterrado, cable en tubo en tubo conduit u otra canalización hasta la superficie exterior del piso laminado, concreto u otro recubrimiento similar.</p> <p>** Probados y listados como adecuados para enterrarse directamente sin estar embebidos. Todos los demás sistemas no-metálicos requieren una protección de 50 mm de espesor de concreto ó un material equivalente sobre el tubo (conduit), además de la profundidad indicada en la tabla.</p>			

Excepción 1: En áreas sujetas a tráfico de vehículos, tales como casetas de cobro ó áreas de estacionamientos comerciales, se debe enterrar como mínimo a una profundidad de 60 cm.

Excepción 2: La profundidad mínima para enterrar otras canalizaciones diferentes al tubo (conduit) metálico tipo pesado y semipesado, puede reducirse a 15 cm, por cada 50 mm de protección de concreto ó material equivalente.

Excepción 3: Los requerimientos de profundidad mínima no se aplican a tubo (conduit) u otras canalizaciones situadas bajo un edificio ó una placa exterior de concreto de un espesor no menor de 100 mm, y que se extienda más allá de la instalación subterránea por lo menos 150 mm. Se debe poner una cinta con un letrero de advertencia u otro método adecuado sobre la instalación subterránea para señalar la existencia de ésta.

su parte posterior, y donde todas las conexiones estén accesibles desde lugares que no sean la parte superior. Cuando se requiere acceso posterior para trabajar en partes no energizadas de la parte trasera del equipo encerrado, debe existir un espacio horizontal mínimo de trabajo de 0.8 m.

Asimismo, la separación mínima entre conductores desnudos vivos y entre estos conductores y las superficies adyacentes puestas a tierra, de acuerdo con la Tabla 3.16 (Tabla 710-33 de la NOM referida), no deben ser menores a los valores indicados

Tabla 3.16 Claro mínimo a partes vivas [11]

Tensión eléctrica nominal (kV)	Nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI) ^[1] (kV)		Claro mínimo a partes vivas (cm)			
			Entre fases		Fase a tierra	
	Interior	Exterior	Interior	Exterior	Interior	Exterior
2.4	60	95	12	18	8	15
4.16	60	95	12	18	8	15
6.6	75	95	14	18	10	15
13.8	95	110	19	31	13	18
23	125	150	27	38	19	26
34.5	150	150	32	38	24	26
	200	200	46	46	33	33
69		250		54		43
		350		54	43	
85		450		107		88
115		550		135		107
138		550		130		107
		650		160		127
161		650		160		127
		750		183		148
230		750		183		148
		900		226		180
		1050		267		211

[1] El término nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI) se sustituyó por "tensión de aguante al impulso" según la última edición de la norma para coordinación de aislamiento [1].

Los valores de la Tabla 3.16, deben considerarse como valores mínimos aplicables en condiciones atmosféricas normales, hasta 1000 m de altitud, 20° C de temperatura, presión 101.3 kPa, humedad absoluta $h_o = 11 \text{ g/m}^3$ y no deben utilizarse en el diseño



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN
CONTINUA Y A DISTANCIA**

**DIPLOMADO EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

MÓDULO IV

**INGENIERÍA DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS**

CA 189

TEMA

CÁLCULO DE BARRAS



INGENIERÍA ELÉCTRICA

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO
DEL 24 DE SEPTIEMBRE AL 05 DE OCTUBRE DE 2007
PALACIO DE MINERÍA**

**CURSO CA 189
INGENIERIA DE SUBESTACIONES
ELECTRICAS**

CALCULO DE BARRAS

Expositor: Ing. Ricardo Antonio Espinosa y Patiño.

4.1 Introducción

Las barras colectoras es el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras, pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o diversos niveles de tensión, dependiendo del propio diseño de la subestación, las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

- a) Conductores eléctricos.
- b) Aisladores que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor
- c) Conectores y herrajes que sirven para unir un tramo de conductor con el siguiente y para sujetar el conductor al aislador.

El diseño propio de las barras colectoras, implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace basándose en los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras, y de acuerdo a las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc.; la selección final de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

4.2 Barras [2]

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que llamaremos barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos se componga el circuito tanto para corriente alterna como para directa.

4.2.1 Tipos de barras

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

- a) Cables
- b) Tubos
- c) Soleras

4.2.1.1 Cables

El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más comúnmente usado. También se han usado conductores de un solo alambre, en subestaciones de pequeña capacidad; las principales ventajas del uso de cable son las siguientes:

- a) Es el más económico de los tres tipos.
- b) Se logran tener claros más grandes.

Sus desventajas son.

- a) Se tienen mayores pérdidas por efecto corona.
- b) También se tienen mayores pérdidas por efecto piel.

Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales.

4.2.1.2 Tubos

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas.

El uso del tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras. Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio, las principales ventajas del uso de tubo son las siguientes:

- a) Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- b) Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez.
- c) Facilidad en la unión entre dos tramos de tubo.
- d) Reduce las pérdidas por efecto corona.
- e) Reduce las pérdidas por efecto piel.

- f) Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.

Las desventajas del uso del tubo son las siguientes:

- a) Alto costo del tubo en comparación con los otros tipos de barras.
- b) Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.

La selección del tamaño y peso de los tubos se realiza sobre la base de la capacidad de conducción de corriente y de su deflexión. Generalmente el factor determinante en el diseño de barras tubulares es la deflexión. En la mayoría de los casos se usan diámetros mayores que los necesarios para la conducción de corriente, obteniendo en esta forma mayor rigidez y un aumento en la longitud de los claros y por lo tanto una reducción en el número de soportes, disminuyendo además las pérdidas por efecto corona.

Ventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre.

- a) Mayor capacidad de corriente en igualdad de peso.
- b) A igual conductividad el costo del tubo de aluminio es menor que el de cobre.
- c) Requiere estructuras más ligeras.

Desventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre:

- a) Mayor volumen del tubo en igualdad de conductividad.
- b) Los conectores son más caros y requieren una construcción especial para evitar el efecto galvánico al conectarse a elementos de cobre.

4.2.1.3 Barras de solera

La forma más comúnmente usada para llevar grandes cantidades de corriente (especialmente en interiores), es la solera de cobre o de aluminio, las principales ventajas del uso de soleras son las siguientes:

- a) Es relativamente más económica que el tubo.
- b) Es superior eléctricamente para conducción de corriente directa.
- c) Tiene excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación en comparación con su sección transversal, especialmente en posición vertical.

Las principales desventajas son las siguientes:

- a) Baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de corto circuito
- b) Mayores pérdidas por efecto piel y de proximidad cuando se conduce corriente alterna.
- c) Requiere de un número mayor de aisladores soporte.

La posición vertical de las soleras es la forma más eficiente para conducción de corrientes tanto alterna como directa debido a su mejor ventilación, ya sea que se use una sola o un grupo de soleras separadas entre sí cierto espacio para dejar circular el aire y mejorar la ventilación.

Cuando varias soleras se agrupan en forma laminar, la eficiencia de conducción de corriente por unidad de sección transversal, es menor que cuando se usa una sola solera.

Al conducir corriente directa en grupos de soleras, y debido al poco espacio que hay entre ellas, su conducción de calor disminuye lo que hace que las soleras del centro se calienten más, bajando la eficiencia de conducción de corriente.

En corriente alterna, debido al efecto piel que origina mayor densidad de corriente en la periferia del conductor, ocasiona que en un conductor formado por más de seis soleras, la capacidad de conducción de corriente del grupo ya no aumente en la misma proporción que al aumentar el número de soleras.

4.2.2 Materiales de las barras

El material que forma un conductor eléctrico, es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor está sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad y las sustancias con mayor conductividad son los metales.

Los materiales comúnmente usados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

La selección de un material conductor determinado es esencialmente un problema económico, el cual no sólo considera las propiedades eléctricas del conductor sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del materia, etc.

En la Tabla 4.1 se indican las propiedades físicas de los metales normalmente utilizados para la fabricación de conductores eléctricos.

Tabla 4.1 Constantes físicas de los metales comúnmente usados como conductores eléctricos [2]

Propiedades Físicas	Cobre electrolítico	Aluminio	Acero
Peso específico (gr/cm ³) a 20°C	8.91	2.71	7.63
Punto de fusión (°C)	1084	658	1406
Coef. lineal de expansión térmica: (°C)	17.6	23.1	10.9
Resistividad eléctrica a 20°C	1.68	2.68	Aprox 16
Conductividad eléctrica en % del cobre recocido a 20°C	101.0	61.0	12 3
Resistencia a la tensión (kg/cm ²) duro	3866	1898	9139
Resistencia a la tensión (kg/cm ²) blando	2249	844	6046
Módulo de elasticidad (kg/cm ² x 10 ⁶)	1.19	0.70	2.1

4.2.2.1 Cobre

La mayoría de los conductores eléctricos están hechos de cobre, sus principales ventajas son las siguientes:

- a) Es el metal que tiene la conductividad eléctrica más alta después de la plata. Esta última se usa poco por su alto costo.
- b) Tiene gran facilidad para ser estañado, plateado o cadminizado y puede ser soldado usando equipo especial de soldadura para cobre.
- c) Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido a cable, tubo o rolado en forma de solera u otra forma.
- d) Tiene buena resistencia mecánica, aumentando cuando se usa en combinación con otros metales para formar aleaciones.
- e) No se oxida fácilmente por lo que soporta la corrosión ordinaria.
- f) Tiene buena conductividad térmica.

Para conductores de cobre desnudos, la temperatura máxima de operación se fija por el valor al cual el metal empieza a aumentar su velocidad de oxidación y por lo tanto ésta no deberá llegar a 80°C, la cual comprende la suma de la temperatura del conductor más la temperatura ambiente de 40°C. Debido a lo anterior, el nivel máximo de temperatura recomendado es de 30°C sobre la temperatura de 40°C.

4.2.2.2 Aluminio

Los conductores de aluminio son muy usados para exteriores, en líneas de transmisión y distribución y para servicios pesados en subestaciones, las principales ventajas son:

- a) Es muy ligero, tiene la mitad de peso que el cobre para la misma ampacidad
- b) Altamente resistente a la corrosión atmosférica.
- c) Puede ser soldado con equipo especial.
- d) Se reduce el efecto piel y el efecto corona debido a que para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores.

Las principales desventajas son:

- a) Menor conductividad eléctrica que el cobre.
- b) Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente por lo que causa problemas en juntas de contacto.
- c) Debido a sus características electronegativas, al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que siempre se deberán usar juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas.

4.2.2.3 Características de los materiales de las barras

La Tabla 4.2, indica la capacidad de conducción de corriente relativa a 70° C para conductores del mismo diámetro y sección de metal.

Tabla 4.2 Capacidad de conducción de corriente relativa [2]

Material	Conductividad (%)	Capacidad de corriente relativa
Cobre	100	1.00
Aleaciones de cobre	95	0.98
	90	0.96
	85	0.94
	80	0.91
	70	0.86
Aluminio	61	0.78
Aleaciones de aluminio	55	0.74
	50	0.71

En las Tablas 4.3 a 4.6 se describen las características y propiedades físicas del cable ACSR y tubo de aluminio que se emplean como barras colectoras en LFC.

Nota.- Las capacidades de corriente en 60 Hz son para conductores de aluminio de 61% de conductividad. Para una elevación de temperatura de 30° C para un conductor en interiores con una temperatura de 40° C. Cuando se encuentre a la intemperie o con corriente de aire forzado o en condiciones especiales del clima, etc., podrán utilizarse valores ligeramente más altos que los valores nominales indicados. Las capacidades de corriente están basadas en distancias de 45.72 cm. (18") entre conductores: para espacios menores, debe tomarse en cuenta el efecto de proximidad.

Tabla 4.3 Características del cable ACSR [3]

Cable ACSR (AWG KCM)	Área de la sección transversal (mm ²)	Conductores de aluminio		Núcleo de acero		Resistencia eléctrica nominal a 20° 1) (Ω / km)	Carga de ruptura (mínima) 2) (kV)	Diámetro exterior del cable 3) (mm)
		Número de alambres	Diámetro nominal	Número de alambres	Diámetro nominal			
8	8.367	6	1.33	1	1.33	3.42	3.35	3.99
6	13.30	6	1.68	1	1.68	2.15	5.30	5.04
4	21.15	6	2.12	1	2.12	1.35	8.30	6.36
2	33.62	6	2.67	1	2.67	0.851	12.67	8.01
1/0	53.48	6	3.37	1	2.37	0.535	19.48	10.11
2/0	67.43	6	3.78	1	3.78	0.424	23.52	11.34
3/0	85.01	6	4.25	1	4.25	0.336	29.38	12.75
4/0	107.2	6	4.77	1	4.77	0.267	37.03	14.31
335	170.5	26	2.89	7	3.25	0.170	62.99	18.29
556	282.0	26	3.72	7	2.89	0.103	100.66	23.66
795	402.8	54	3.08	7	3.08	0.071	125.34	27.72
954	483.4	54	3.38	7	3.38	0.059	150.69	30.42
1113	564.0	45	4.00	7	2.66	0.0514	132.36	31.98

Notas:

- 1) La resistencia del aluminio está de acuerdo con la Tabla 1, (NMX-J-300, inciso 4.4.42), y basada en una conductividad eléctrica del 61% IACS, para el aluminio.
- 2) El esfuerzo por tensión a la ruptura y alargamiento está de acuerdo con la Tabla 1, (NMX-J-300, inciso 4.2)
- 3) Las dimensiones del cable terminado está de acuerdo con la Tabla 1, (NMX-J-300, inciso 4.5). Para los cálculos de masa y área de la sección transversal específica del aluminio es de 2.703 g/cm² y de 7.78 g/cm² a 20° C.

Tabla 4.4 Características del cable ACSR [3]

Cable ACSR (AWG KCM)	Área de la sección transversal (mm ²)	Resistencia C A. corriente normal ohms/Km	Corriente normal de trabajo 1) (A)	Clase de cableado	P e s o			Cantidad por carrete 2)	
					Aluminio (Kg/Km)	Acero (Kg/Km)	Total (Kg/Km)	(m)	(Kg)
8	8 367	4.06	70	A, AA	22.9	10.9	33.8	4150	140
6	13 30	2.56	104	A, AA	36.3	17.1	53.4	5300	283
4	21 15	1.64	139	A, AA	37.9	27.4	85.3	3300	283
2	33 62	1.07	183	A, AA	92.0	43.4	135.4	2100	283
1/0	53.48	0.696	240	A, AA	146.4	69.2	216.6	2600	565
2/0	67.43	0.558	275	A, AA	184.4	87.2	271.6	2100	565
3/0	85.01	0.448	316	A, AA	232.8	109.8	342.6	1650	565
4/0	107.2	0.364	360	A, AA	293.3	138.5	431.9	1300	565
335	170.5	0.198	534	AA	470.2	217.2	687.50	2580	1778
556	282.0	0.121	725	AA	782.9	259.2	1142.1	1775	2027
795	402.8	0.085	881	AA	1113.0	407.7	1520.7	1525	2324
954	483.4	0.070	960	AA	1334.7	489.2	1824.3	1270	2327
1113	564.0	0.061	1051	AA	1562.6	303.9	1866.5	1350	2524

Notas:

- 1) Determinada para una temperatura del conductor de 75° C, temperatura ambiente de 25° C, velocidad de viento 0.61 m/seg., con una emisividad relativa de la superficie del conductor de 0.5 y expuestos al sol.
- 2) Con una tolerancia de ± 1%

Tabla 4.5 Capacidad de conducción del tubo de aluminio [8]

Diámetro nominal		Capacidad de conducción (A)	
plg.	mm.	Interior	Intemperie
¾	21	435	530
1 ¼	35	740	890
2 ½	63	1490	1790
5	129	3100	3660

Tabla 4.6 Características de los tubos de aluminio aleación 6063 ASTM |4|

Características	Descripción	Unidades	Diámetro nominal							
			¼ plg	21 mm	1 ¼ plg	35 mm	2 ½ plg	63 mm	5 plg	129 mm
Dimensiones	Diámetro exterior	Plg	1.050	1.660	2.875	5.563				
		Mm	26.670	42.640	73.025	141.30				
	Diámetro interior	Plg	0.824	1.380	2.469	5.047				
		Mm	20.930	35.052	62.713	128.194				
	Espesor	plg	0.113	0.143	0.203	0.258				
		mm	2.87	3.556	5.156	6.553				
	Área	mm ²	214.78	430.86	1099.0	2733.5				
		plg ²	0.333	0.668	1.704	4.30				
Peso	Kg/m	0.580	1.168	2.979	7.516					
	lb/pie	0.390	0.785	2.002	5.051					
Eléctricas	Resistencia C.D. a 20°C	μΩ/m	140.788	70.181	27.528	10.893				
		μΩ/pie	42.910	21.390	8.390	3.320				
	Conductividad eléctrica	%	54							
	Capacidad de conducción de	interior	A	435	740	1490	3100			
interperie		530		890	1790	3660				
Mecánicas	Momento de inercia	cm ⁴	1.54	8.104	63.683	631.006				
		plg ⁴	0.0370	0.1947	1.530	15.160				
	Módulo de sección	cm ³	1.155	3.844	17.442	89.325				
		plg ³	0.7050	0.2346	1.0649	5.4510				
	Radio de giro	mm	8.4760	13.7080	24.0640	47.7012				
		plg	0.3337	0.5397	0.9474	1.8780				
	Carga de cedencia	kg	2871.2	5756.2	14696.7	37059.1				
		lb	6330	12690	32400	81700				
	Carga de ruptura	Kg	3322.6	6663.4	17044.0	42910.6				
		lb	7325	14690	37575	94600				
	Módulo de elasticidad	Kg/cm ²	0.703 X 10 ⁶							
		lb/plg ²	10 X 10 ⁶							
	Esfuerzo máx. permisible o Resistencia a la tensión	Kg/cm ²	2460							
		lb/plg ²	35000							
	Resistencia al punto de cedencia	Kg/cm ²	2180							
		lb/plg ²	31000							
	Resistencia al corte	Kg/cm ²	1540							
		lb/plg ²	22000							
Elongación	%	12								
Dureza	grados Brinell	73								
Densidad relativa	-	2.7								

4.3. Accesorios de las barras colectoras [2]

Los accesorios de las barras colectoras, son todos aquellos elementos que se utilizan para unir elementos conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en instalaciones de barras colectoras

4.3.1 Tipos de accesorios

Los tipos de accesorios más usados en la instalación de barras son los siguientes

a) Conectores

Sirven para conectar los diferentes tramos de tubos que forman una barra, entre el juego de barras y las derivaciones a los aparatos. Los conectores pueden ser de diversos tipos (rectos, "T", codos, etc.) y además pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

Cuando se usan conexiones soldadas se tienen las siguientes ventajas:

- Son más económicas que las atornilladas a medida que crecen las subestaciones en tamaño
- Las soldaduras son más confiables
- No se requiere la adquisición de accesorios complementarios

Los requisitos que debe reunir un buen conector eléctrico son en general los siguientes:

- Buena resistencia mecánica para soportar los esfuerzos causados por corto circuitos, viento y expansión térmica, sin producir deformación visible.
- Alta conductividad eléctrica, que disminuya las pérdidas en la conexión
- Baja elevación de temperatura, aún con sobrecarga, es decir, la elevación de temperatura del conector será menor que la elevación de temperatura de los conductores que conecta.
- La trayectoria de la corriente deberá ser la más corta y directa posible.
- La resistencia eléctrica del conector debe ser igual o menor que una longitud equivalente de los conductores que conecta.
- Baja resistencia de contacto, lo que se logra aumentando el número de puntos de contacto; esto se obtiene al aumentar la presión de contacto sobre materiales relativamente maleables.

Para conectores de presión atomillados, además de los requisitos anteriores, se necesita que:

- Los pernos estén lo más próximo posible a los conductores.
- Los pernos estén en pares opuestos para obtener un apriete máximo.
- El diámetro y número de pernos necesarios sean diseñados para producir el apriete deseado.

b) Juntas de expansión

Son las formadas por conductores flexibles y sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras. Se deben instalar a la llegada de las barras al equipo pesado, para evitar esfuerzos en las boquillas de entrada a dicho equipo. El tipo de junta que se escoja dependerá del equipo y de la disposición de la instalación adoptada.

c) Herrajes

Sirven para la fijación o soporte de las barras sobre los aisladores. Los herrajes usados en barras colectoras de tubo o solera son de los siguientes tipos:

- Soportes de anclaje (clemas fijas).
- Soportes deslizantes sobre los que resbala el conductor al dilatarse

4.3.2 Materiales y características de los accesorios

Las características de un buen material para conectores, deben ser las siguientes:

- a) Alta conductividad unitaria
- b) Superficie maleable para obtener buen contacto a la presión
- c) Ductilidad, que permita un contacto envolvente alrededor del conductor y de esta manera obtener una eficiente transferencia de corriente.

Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio utilizándolos en diferentes aleaciones cuyas características principales son las siguientes:

- Aleaciones con alto contenido de cobre.

Se usan para muy altas corrientes y pueden llevar hasta el doble de corriente de la normal del conductor que une.

- Aleación de alta resistencia mecánica pero de baja conductividad eléctrica.

Se usan para sujetar el conductor al aislador.

Ambas aleaciones tienen coeficientes de expansión térmica casi iguales al del cobre puro, lo cual permite que los conectores no se aflojen al variar los ciclos de temperatura, de acuerdo con la variación de carga en las barras.

En los pernos de unión se usa bronce al silicio que tiene igual coeficiente de expansión térmica que el cobre, teniendo como características principales, alta resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión.

Los cambios de temperatura en las conexiones debido a la temperatura ambiente o a la corriente eléctrica, ocasiona movimientos relativos muy pequeños del metal de las zonas de alta presión a las zonas de baja presión, haciendo que el conductor se afloje. Este fenómeno se llama cedencia del material, y aumenta cuando los metales son diferentes. Al aflojarse el conector, reduce la presión de contacto, que hace aumentar la temperatura y con el tiempo se producen esfuerzos tales que hacen fallar al conector. Esto es mayor cuando el cable es de aluminio.

Las Figs 4.1 a 4.6 muestran las características de un conjunto de conectores, diseñados y fabricados por LFC y que se utilizaron en las subestaciones de bajo perfil, que emplean barras tubulares de aluminio.

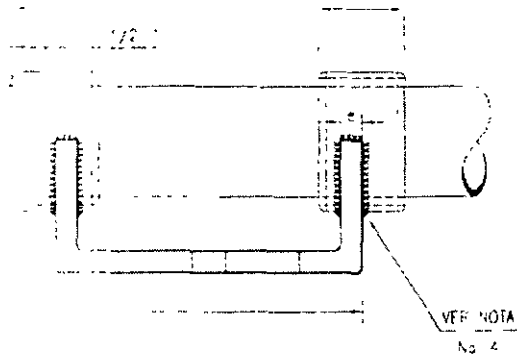
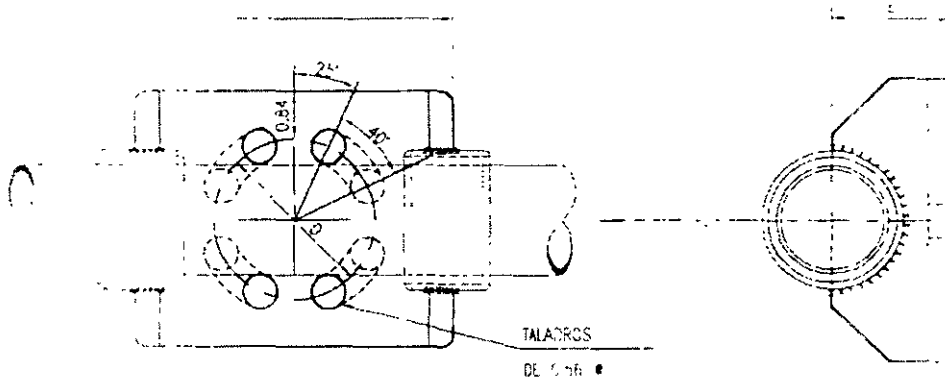
Los conectores y accesorios en general que actualmente se utilizan en la instalación de barras colectoras (Tabla 4.7), se compran a los diversos fabricantes que los producen, de acuerdo con las características indicadas en las especificaciones correspondientes [7, 8, 9]

4.4 Aisladores para las barras colectoras [2]

Los aisladores para las barras colectoras, son aquellos elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y además proporcionan el nivel de aislamiento necesario.

4.4.1 Tipos de aisladores

La selección adecuada para determinado tipo de aislador, depende de varios factores como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que esté sujeto, condiciones ambientales, etc



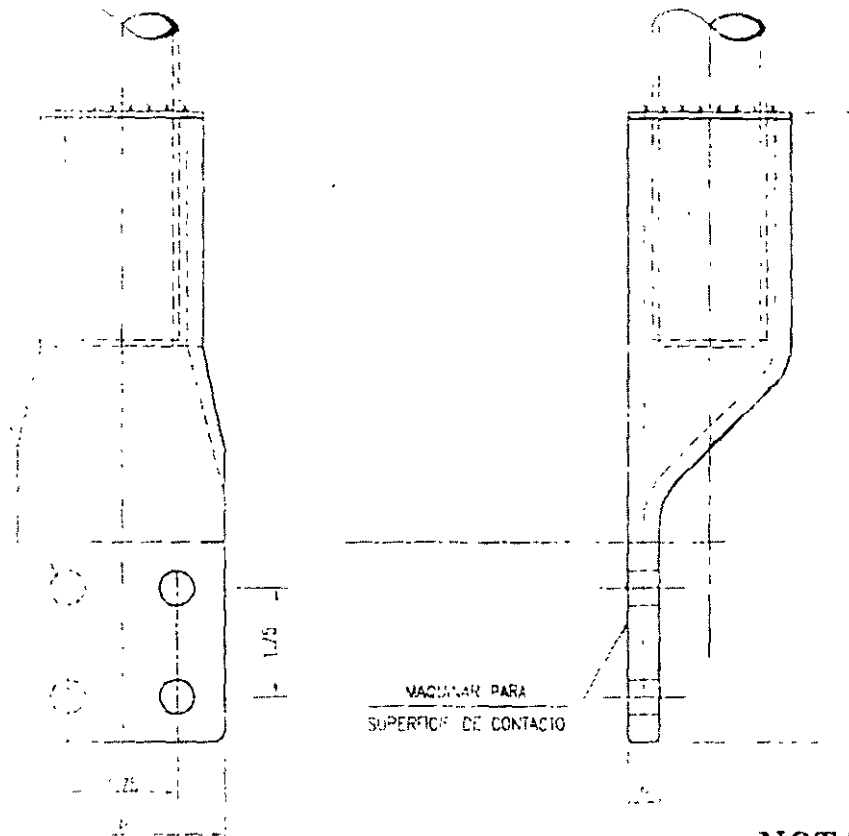
NOTAS

1. PARA CLEMA Fija SOLAMENTE
2. CATALOGO DE CLEMAS Fijas
3. ASOCIACIONES EN PUNTA
4. SE SUELDA EN EL TIPO

CAT	CONDUCTOR			CONECTOR							
	Ø NOMINAL	Ø INT.	Ø EXT.	Ø NOMINAL	Ø INT.	Ø EXT.	D	e	l	l1	c
O 125-3	1.25	1.38	1.66	2.00 *	1.94	2.35	3.00	0.44	5.75	1.50	2.25
O 125-5	1.25	1.38	1.66	2.50 *	1.94	2.35	5.00	0.44	7.75	1.50	2.25
O 200-3	2.00	2.08	2.38	2.50	2.47	2.88	3.00	0.65	5.75	1.50	2.75
O 200-5	2.00	2.08	2.38	2.50	2.47	2.88	5.00	0.65	7.75	1.50	2.75
O 250-3	2.50	2.47	2.88	3.00	3.07	3.50	3.00	0.69	5.75	2.25	3.13
O 250-5	2.50	2.47	2.88	3.00	3.07	3.50	5.00	0.69	7.75	2.25	3.13
O 300-3	3.00	3.07	3.50	3.50	3.55	4.00	3.00	0.69	5.75	2.25	3.63
O 300-5	3.00	3.07	3.50	3.50	3.55	4.00	5.00	0.69	7.75	2.25	3.63
O 400-3	4.00	4.03	4.50	4.50 *	4.81	5.56	3.00	0.75	5.75	2.25	4.50
O 400-5	4.00	4.03	4.50	4.50 *	4.81	5.56	5.00	0.75	7.75	2.25	4.50

* - CELDA BC

Fig. 4.1 Clema fija ó deslizante de aluminio



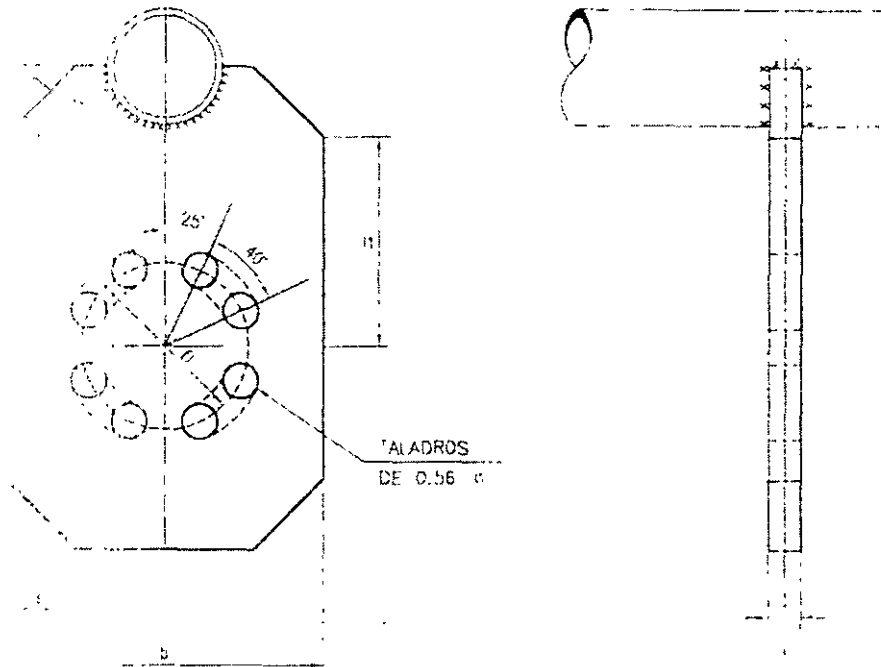
NOTAS

- 1 - CENTRO TALLADO
- 2 - AJUSTE EN BUCLE
- 3 - SI PREPARADO
- 4 - SI SE PREPARA

CANT.	CONDUCTOR			CONECTOR						
	NOMINAL	INT.	EXT.	NOMINAL	INT.	EXT.	l	e	b	c
A 075	0.75	0.524	1.050	1.50	1.44	1.88	9	0.43	3	3
A 125	1.25	1.38	1.66	2.00	1.94	2.38	9	0.43	3	3
A 200	2.00	2.08	2.38	2.50	2.42	2.88	9	0.50	3	3
A 250	2.50	2.42	2.88	3.00	3.02	3.50	1	0.50	4.68	3
A 300	3.75	3.02	3.50	3.50	3.50	4.00	1	0.64	4.75	3
A 400	4.00	4.03	4.50	4.50	4.506	5.00	1	0.67	5.75	3

* CEBILLO 80

Fig. 4.2 Zapata de aluminio

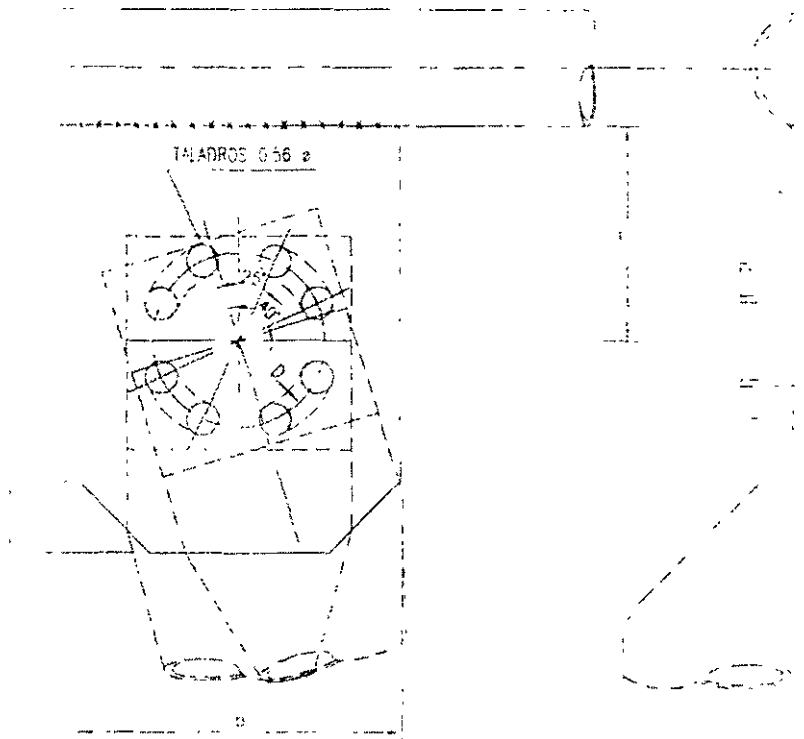


NOTAS

- 1. ACOTACIONES EN PULGADAS
- 2. SE SUPLEN EN EL DISEÑO PARA USAR HASTA 25 KV

C#1.	CONDUCTOR			CONECTOR					
	NOMINAL	INT.	EXT.	b	D	I	II	s	c
125	1.25	1.38	1.66	4.50	2.47	6.00	3.10	1.00	0.44
160	2.00	2.08	2.38	4.50	2.47	6.00	3.10	1.00	0.50
200	2.50	2.47	2.89	4.50	2.47	6.00	3.10	1.00	0.69
250	3.00	3.07	3.50	4.50	2.47	6.50	3.10	1.00	0.99
300	4.00	4.03	4.50	4.50	2.47	6.50	3.10	1.00	0.75

Fig. 4.3 Conector " T " de aluminio (universal)

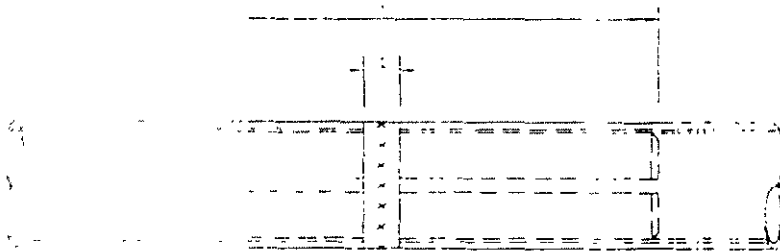


NOTAS

- 1.- ACOTACIONES EN PULGADAS
- 2.- SE DLE DA EN EL TERRENO
- 3.- PARA USARSE HASTA 65 KV

CAT	CONDUCTOR			CONECTOR					
	Ø NOMINAL	Ø INT.	Ø EXT.	b	e	l	q	s	Ø
T121	1.25	1.38	1.66	4.50	0.44	6.00	3.00	1.00	2.47
T201	2.00	2.08	2.38	4.50	0.50	6.00	3.00	1.00	2.47
T251	2.50	2.47	2.88	4.50	0.69	6.00	3.00	1.00	2.47
T301	3.00	3.07	3.50	4.50	0.66	6.00	3.00	1.00	2.47
T401	4.00	4.03	4.50	4.50	0.75	6.00	3.00	1.00	2.47

Fig. 4.4 Conector " T " de aluminio (axial)

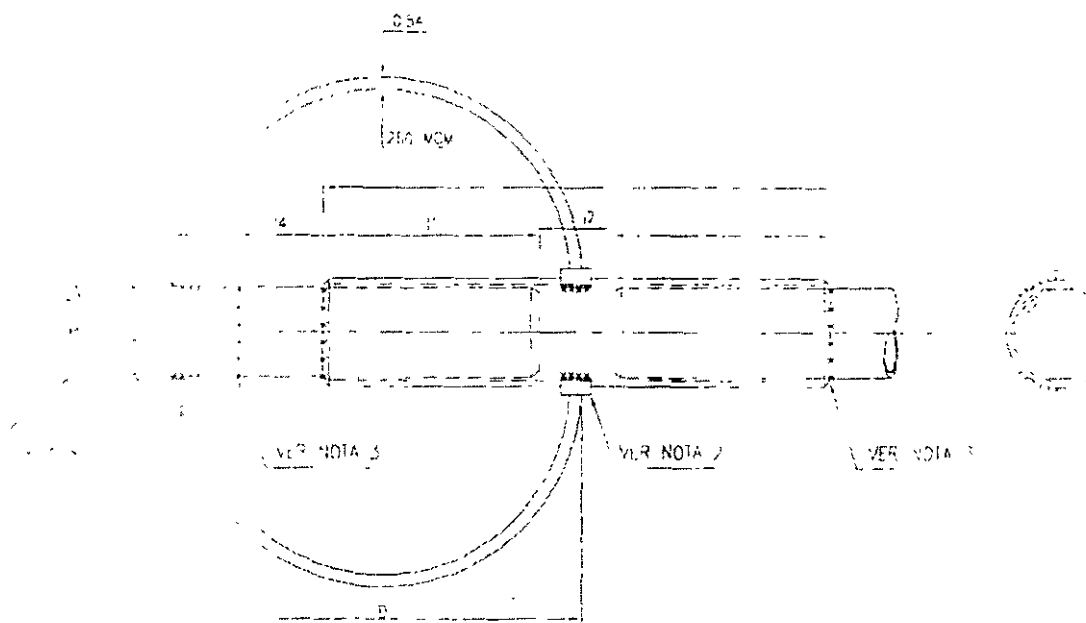


NOTAS

- 1 - PARA HACERSE EN EL TERRENO
- 2 - ACOLOCACIONES EN PULGADAS

CAT.	CONDUCTOR			CONECTOR				
	2 NOMINAL	2 INT.	2 EXT.	2 NOMINAL	2 INT.	2 EXT.	1	2
S125	1.25	1.35	1.66	PARA FABRICAR EL CONECTOR, UTILIZAR EL MISMO CALIBRE DEL CONDUCTOR, RAM. BRANDELO COMO SE INDICA.			9.00	5.52
S200	2.00	2.06	2.38				10.32	6.52
S250	2.50	2.47	2.88				15.00	7.54
S300	3.00	3.07	3.50				17.00	8.14
S400	4.00	4.03	4.50				24.00	9.30

Fig. 4.5 Cople de aluminio



NOTAS

- 1- DIMENSIONES EN PULGADAS
- 2- A SUELDAR EN EL TALLER
- 3- A SUELDAR EN EL TERMINO
- 4- PARA CONECTOR TERMINAL DE EXPANSION SUELDAR ZAPATA SEGUN PLANO 1/1
- 5- PARA USARSE CON CORRIENTE NOMINAL DE 1000 A

CA"	CONDUCTOR			CONECTOR								
	NOMINAL	Ø INT.	P. EXT.	Ø NOMINAL	Ø INT.	P. EXT.	1	11	12	13	14	Ø
x125		1.38	1.66	2.00	1.84	2.38	7.00	3.07	3.00	2.00	2.86	3.00
x200		2.07	2.37	2.50	2.47	2.86	15.00	4.5	2.00	3.00	2.46	3.00
x250		2.47	2.88	3.00	3.07	3.50	15.00	4.5	2.00	3.00	2.46	3.00
x300		3.07	3.50	3.50	3.55	4.00	17.00	5	2.00	3.00	2.46	3.00
x400		4.07	4.50	4.50	4.57	5.00	22.00	6.5	3.00	3.00	2.86	3.00

Fig. 4.6 Cople de expansión (aluminio)

Tabla 4.7 Diferentes tipos de conectores atornillados de tubo a tubo, de tubo a cable y de cable a cable [2]

T i p o	U s o
Conector "T"	Derivación en "T" de un tubo a otro tubo o de un tubo a un cable, o de cable a cable
Conector "T"	Derivación en "T" de un tubo a dos tubos formando un ángulo, de un tubo a dos cables, de un cable a otros dos o de tubo a solera
Coples	Unión recta de tubos, extremo con extremo, de tubo con cable, o de dos cables de tubo con solera, o de dos soleras
Reducción	Unión recta de tubos, extremo con extremo, que absorbe cualquier movimiento longitudinal de los tubos o de las soleras
Conector "T" en expansión	Derivación en "T" de un tubo a otro tubo que absorbe cualquier desplazamiento de los tubos en el sentido longitudinal y angular
Conectores a birlo de expansión	Unión recta o en ángulo de tubo o de solera a birlo roscado, que absorbe cualquier movimiento del tubo o del birlo
Terminal de expansión	Unión de tubo a placa que absorbe cualquier movimiento longitudinal del tubo
Clemas	Soportan los tubos y van montadas sobre los aisladores, pueden ser fijas o deslizantes. También se usan para fijar cables o soleras, ya sean estas últimas horizontales o verticales
Conectores a birlo rígido	Unión recta o en ángulo de tubo o solera, a birlo roscado

Los tres tipos de aisladores más utilizados son: los aisladores soporte, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial. Los diversos tipos de aisladores se usan para soportar barras rígidas como son los tubos y las soleras.

a) Aisladores soporte

El aislador está formado de una sola pieza y actúa como una columna mecánica. Sus principales ventajas son:

- Alta resistencia mecánica
- Alta rigidez
- Mayor estabilidad

- Ofrece una superficie mayor a la atmósfera contaminante
- Aunque se contamina más, es más fácil de limpiar ya sea por lluvia o por algún medio artificial.

También se usan solos o ensamblados uno sobre otro.

b) Aisladores de suspensión

Se usan para soportar los cables que se utilizan como barras. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos esperados. Se enlaza un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado tal como se indica en la Tabla 4.8.

c) Aisladores especiales

Corresponde a todos los tipos de aisladores que tienen un diseño especial debido a las condiciones donde se van a instalar. Algunos de ellos son del tipo de aislamiento reforzado y se usan en los casos en los cuales las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humos químicos, humedad, etc.)

4.4.2 Materiales y características de los aisladores

Los materiales aislantes más usados son la porcelana y el vidrio templado, pero últimamente se están utilizando para ciertas aplicaciones los aisladores de material polimérico, básicamente del tipo hule silicón. Las principales características de los materiales aislantes usados son:

- a) Alta resistencia eléctrica
- b) Alta resistencia mecánica
- c) Estructura muy densa
- d) Cero absorción de humedad

Las cachuchas y alfileres de los aisladores están hechos de fundición de hierro maleable. La ventaja del hierro maleable es que elimina la oxidación y por lo tanto no es necesario su galvanización. La unión de los materiales aislantes y los metales se hace por medio de tratamientos especiales que aumentan la adherencia entre las superficies, por lo cual no se emplea ningún tipo de pegamento. Las características eléctricas y mecánicas de los diversos tipos de aisladores utilizados para los niveles de tensión de 23, 85, 230 y 400 kV, se describen en las especificaciones indicadas en las referencias [5,6,10]. Estas características se resumen en las Tablas 4.9 a 4.13.

Tabla 4.8 Aisladores de suspensión para 23, 85, 230 y 400 kV, altitud 2300 m [5]

Clase de aislador	Tipo	Nivel de tensión	Cantidad de aisladores en cadena	Clase de aislador		
				52-3	52-5-N1	52-5-N2
				Condiciones normales	Para niebla	Para niebla
Nivel de Tensión Eléctrica Nominal Aplicada	Suspensión	23 kV				
	Tensión	23 kV	3	X		
	Suspensión	85 kV	6		X	X
	Tensión	85 kV	7		X	X
	Suspensión	230 kV	16		X	X
	Tensión	230 kV	17		X	X
	Suspensión	400 kV	23		X	X
	Tensión	400 kV	2 x 24		X	X

Tabla 4.9 Aisladores de suspensión para 23 kV, altitud 2300 m [5]

Características	Clase			52-3
	De acuerdo a la Norma			NMX-J-334-1978
Dimensiones	Diámetro y espaciamiento		mm	254 X 146
	Distancia mínima de fuga		mm	292
Eléctricas	Tensión de flameo a baja frecuencia	en seco	kV	80
		en húmedo	kV	50
	Tensión crítica de flameo	al impulso positivo	kV	125
		al impulso negativo	kV	130
	Tensión de perforación a baja frecuencia		kV	130
Mecánicas	Resistencia electromecánica		kg _f	9072
	Resistencia al impacto		kg _f -cm	460
	Resistencia de prueba a la tensión		kg _f	4536
	Resistencia de carga sostenida		kg _f	5897
De radio interferencia	Tensión de prueba a baja frecuencia (rms a tierra)		kV	10
	Tensión máxima de radio interferencia a 1,000 kHz		μ V	50
Herraje de acoplamiento	Calavera y bola ANSI clase			52.3
Material				Vidrio templado
Elemento retardante de la corrosión del vástago				Con manguito de zinc
Uso	Soporta y aísla conductores aéreos en zonas de niebla			Cr

Nota: Los valores de prueba deben cumplirse para un solo aislador

Tabla 4.10 Aisladores de suspensión para 85, 230 y 400 kV, altitud 2300 m [5]

Características	Clase			52-5
	De acuerdo a la Norma			NMX-J-334-1978
Dimensiones	Diámetro y espaciamiento		mm	254 X 146
	Distancia mínima de fuga		mm	305
Eléctricas	Tensión de flameo a baja frecuencia	en seco	kV	80
		en húmedo	kV	50
	Tensión crítica de flameo	al impulso positivo	kV	125
		al impulso negativo	kV	130
	Tensión de perforación a baja frecuencia		kV	130
Mecánicas	Resistencia electromecánica		kg _r	11340
	Resistencia al impacto		kg _r -cm	460
	Resistencia de prueba a la tensión		kg _r	5670
	Resistencia de carga sostenida		kg _r	6804
De radio interferencia	Tensión de prueba a baja frecuencia (RMS a tierra)		kV	10
	Tensión máxima de radio interferencia a 1000 kHz		μ V	50
Herraje de acoplamiento	Calavera y bola ANSI clase			52.5
Material				Vidrio templado
Elemento retardante de la corrosión del vástago				Con manguito de zinc
Uso	Soporta y aísla conductores aéreos en zonas normales			Cr
Nota. Los valores de prueba deben cumplirse para un solo aislador				

Tabla 4.11 Aislador de suspensión de 85, 230 y 400 kV, (con niebla) altitud 2300 m [5]

Características	Clase		52-5 N2	
	De acuerdo a la Norma		NMX-J-334-1978	
Dimensiones	Diámetro y espaciamento	mm	254 X 146	
	Distancia mínima de fuga	mm	445	
Eléctricas	Tensión de flameo a baja frecuencia	en seco	KV	100
		en húmedo	kV	60
	Tensión crítica de flameo	al impulso positivo	kV	160
		al impulso negativo	kV	150
	Tensión de perforación a baja frecuencia	kV	130	
Mecánicas	Resistencia electromecánica	kg _r	11340	
	Resistencia al impacto	kg-cm	460	
	Resistencia de prueba a la tensión	kg _r	5670	
	Resistencia de carga sostenida	kg _r	6804	
De radio interferencia	Tensión de prueba a baja frecuencia (RMS a tierra)	kV	10	
	Tensión máxima de radio interferencia a 1000 kHz	μ V	50	
Herraje de acoplamiento	Calavera y bola ANSI clase		52 5	
Material			Vidrio templado	
Elemento retardante de la corrosión del vástago			Con manguito de zinc	
Uso	Soporta y aísla conductores aéreos en zonas		Cr	
Nota: Los valores de prueba deben cumplirse para un solo aislador				

Tabla 4.12 Aislador soporte tipo columna para barras de 23 a 400 kV, altitud 2300 m [6]

Características	Descripción	Unidades	Tensión nominal (kV)			
			23	85	230	400
Dimensiones	Altura de la columna de aisladores (± 1)	mm	355	1220	2300	3650
	Diámetro máximo de la porcelana	mm.	195	300	450	450
Eléctricas	Distancia mínima de fuga	mm.	660	2900	5650	9400
	Tensión de aguante al impulso por rayo (1.2 X 50 μ s)	kV	150	550	1050	1675
	Tensión de aguante al impulso por maniobra (250 X 2500 μ s)	kV	-	-	750	1050
	Tensión de aguante a la frecuencia del sistema (en húmedo 10s)	kV	50	230	460	-
Mecánicas	Material		Porcelana clase II			
	Servicio		Intemperie			
	Temperatura ambiente	°C	-10 a 40			
	Carga de ruptura a la flexión	N	8000	8000	8000	8000
	Carga de ruptura a la torsión	N-m	1500	4000	4000	4000
De radio interferencia	Tensión de prueba	kV	15	73	180	340
	Tensión de radio interferencia	kV	No > 100 μ V	No > 200 μ V	No > 1000 μ V	No > 2000 μ V

Tabla 4.13 Aisladores tipo suspensión de hule silicón para 2300 m de altitud [10]

Características	Descripción		Unidades	Tensión nominal (kV)			
				23	85	230	400
Dimensiones	Distancia de aislamiento	En V	mm ± 10	-	-	2855	3860
		normal					3510
	Longitud total	En V	mm ± 100	-	-	3240	4230
		normal					3880
Eléctricas	Distancia de fuga	En V	mm ± 10	-	-	8650	14490
		normal					13170
	Tensión de aguante al impulso por rayo		kV	-	-	1844	2015
	Tensión de aguante al impulso por maniobra	En V	kV	-	-	-	1341
		normal					1285
	Tensión de aguante a la frecuencia del sistema en seco		kV	-	-	750	870
	Tensión de aguante a la frecuencia del sistema en húmedo		kV	-	-	640	740
	Tensión de 60 Hz libre de corona		kV	-	-	-	254
Mecánicas	Carga mecánica específica	En V	kN	-	-	160	160
		normal				120	120
	Carga mecánica de rutina 10s	En V	kN	-	-	80	80
		normal				60	60
	Material		-	hule silicón			
	Servicio		-	Intemperie			

4.5 Parámetro de diseño de barras colectoras [1]

Los parámetros considerados en el diseño de barras colectoras involucran una serie de variables relacionadas con los aspectos eléctricos, mecánicos y estructurales, los cuales determinan la factibilidad técnico-económica del diseño, así como las características propias de los materiales seleccionados para la construcción de las barras.

Estos parámetros relacionan la tensión de operación, la disposición física de la subestación con las necesidades de conducción de corriente, los factores secundarios tales como el efecto corona y la radiointerferencia, así como las condiciones climáticas de la instalación, las características propias de la red eléctrica y la rigidez de los componentes que permiten soportar las barras colectoras. A continuación se describen estos elementos de diseño.

Nota: Debido a que la Guía Std. IEEE 605-1998 [1] cuenta con errores en la conversión de unidades del sistema inglés al internacional, las ecuaciones aquí planteadas son las indicadas en la columna "Debe decir" de la Tabla de Fe de Erratas que se encuentra al final de este Capítulo.

4.5.1 Ampacidad

La temperatura de los conductores que transportan corrientes de falla, se incrementa muy rápidamente y este exceso puede dañar el equipo asociado al transferirse el calor, así como provocar una oxidación mayor en los propios buses. Los límites de temperatura de las barras se consideran en tres aspectos fundamentales: en operación, continua, cuando existe corto circuito y las limitaciones de los equipos de acuerdo con los límites permisibles de sus especificaciones.

La máxima corriente de falla de corto circuito que pueden soportar las barras, se determina de la siguiente expresión :

$$I_{CI} = K \times 10^6 A_r \frac{1}{t} \log_{10} \left(\frac{T_f - 20 + \frac{C}{G}}{T_i - 20 + \frac{C}{G}} \right) \quad (4.1)$$

donde:

I_{CI} = corriente máxima de falla que las barras pueden soportar (A)

K = factor del material (2.232×10^{-4} para aluminio y 3.41×10^{-4} para cobre)

A_r = área de la sección transversal del conductor (mm^2)

t = tiempo de duración de la falla (s)

- T_i = temperatura del conductor al inicio de la falla (°C)
 T_f = temperatura del conductor al finalizar la falla (°C)
 C = constante del material (15150 para aluminio y 25400 para cobre)
 G = conductividad del material (%). La conductividad considerada para el aluminio es de 40 a 65% IACS ¹ y para el cobre de 95 a 100% IACS.

4.5.2 Efecto corona y radio influencia

El efecto corona es una descarga causada por el gradiente de voltaje manifestado en la superficie de un conductor que ioniza el aire circundante del conductor energizado, al exceder su rigidez dieléctrica.

Puede escucharse como un zumbido y es visible en la noche como un resplandor violeta. La radio influencia, es causada por el efecto corona; en la práctica, el efecto corona para el diseño de barras menores de 115 kV, no es un efecto prominente. sin embargo la radio influencia se puede presentar a cualquier tensión por arqueo debido a deficientes conexiones entre las barras y el equipo asociado.

Para lograr evitar la influencia del efecto corona, es necesario que el máximo gradiente de tensión superficial de las barras (E_m), sea menor que el gradiente de tensión superficial permisible (E_o), el cual es función de la presión barométrica y la temperatura de operación del conductor y se define por la siguiente expresión:

$$E_o = \delta g_o \quad (4.2)$$

$$\delta = \frac{7.05b}{459 + T} \quad (4.3)$$

donde.

- E_o = gradiente de tensión superficial permisible (kVrms/cm)
 g_o = gradiente de tensión superficial permisible para igual generación de radio influencia en conductores circulares, bajo condiciones normalizadas (kVrms/cm), de acuerdo con la Fig. 4.7
 δ = factor de densidad del aire
 b = presión atmosférica (cm de Hg)
 T = temperatura (° F)

En la Tabla 3.5 del Capítulo 3, se indica la presión atmosférica para diversas altitudes sobre el nivel del mar, así como una ecuación para calcularla.

¹ International Annealed Cooper Standard (IACS)

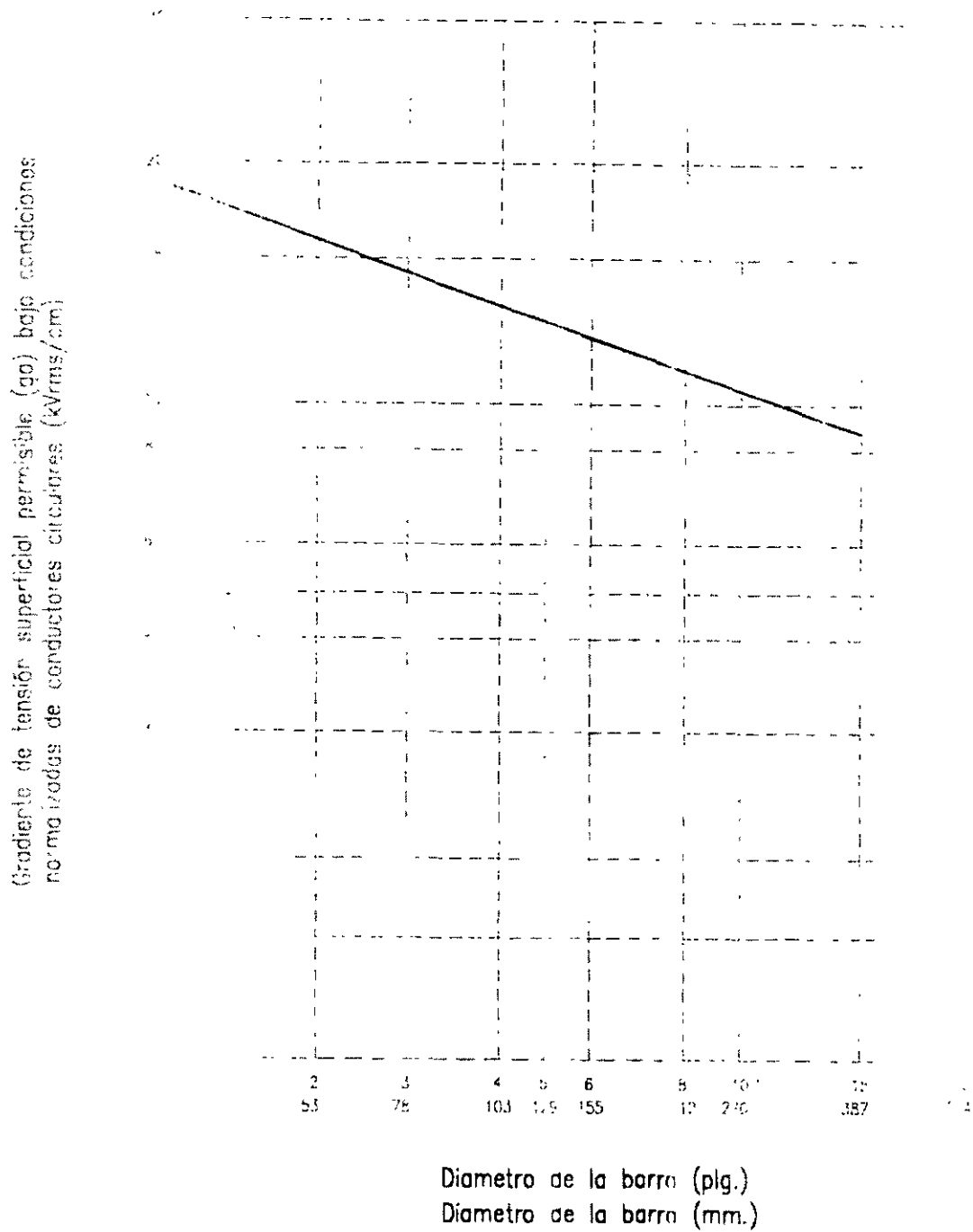


Fig. 4.7 Gradiente permisible de tensión superficial vs diametro de la barra [1]

El máximo gradiente de tensión superficial de las barras se puede determinar para un solo conductor o para un arreglo trifásico de las siguientes expresiones:

- Para un solo conductor

$$E_m = \frac{h}{h - \frac{d}{2}} E_a \quad (4.4)$$

$$E_a = \frac{2V_l}{d \ln\left(\frac{4h}{d}\right)} \quad (4.5)$$

- Para tres conductores (arreglo trifásico)

$$E_m = \frac{h_c}{h_c - \frac{d}{2}} E_a \quad (4.6)$$

$$E_a = \frac{2V_l}{d \ln\left(\frac{4h_c}{d}\right)} \quad (4.7)$$

$$h_c = \frac{hD}{4h^2 + D^2} \quad (4.8)$$

donde:

E_m = máximo gradiente de tensión superficial del conductor (kV/cm)

E_a = gradiente promedio de tensión superficial del conductor (kV/cm)

h = distancia del centro del conductor al plano de tierra (cm) (Fig. 4.8)

d = diámetro exterior del conductor individual (cm) (Fig. 4.8)

V_l = 1.1 del voltaje nominal de línea a tierra (kV)

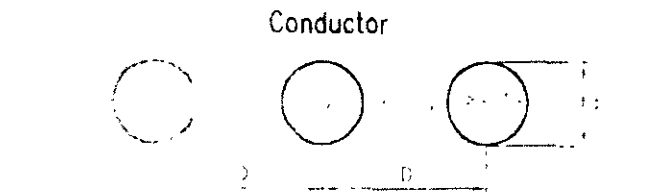
h_c = distancia equivalente desde el centro del conductor al plano de tierra para las tres fases (cm)

D = separación entre fases (cm)

Se debe lograr que E_m sea menor que E_a para tener una operación satisfactoria

4.5.3 Vibración del conductor

Un tramo de conductor rígido soportado en dos extremos, tiene su propia frecuencia natural de vibración. Si un conductor es desplazado de su posición de equilibrio y



$$E_a = \frac{2V_1}{\ln\left(\frac{4h_e}{d}\right)}$$

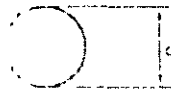
$$E_m = \frac{n_e}{n_e - \frac{d}{2}} [V_1]$$



$$h_e = \frac{nD}{\sqrt{4h^2 + D^2}}$$

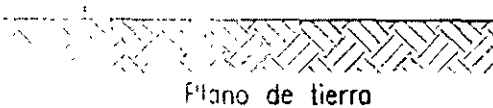
Para tres conductores
(arreglo trifásico)

Conductor



$$E_a = \frac{2V_1}{\ln\left(\frac{4h_e}{d}\right)}$$

$$E_m = \frac{n}{n - \frac{d}{2}} [V_1]$$



Para un solo conductor

Fig. 4.8 Máximo gradiente de tensión superficial de barras circulares [1]

después liberado, iniciará una vibración a su frecuencia natural. La magnitud de la oscilación decaerá debido al amortiguamiento propio. Por otro lado, si el conductor se somete a una fuerza periódica cuya frecuencia es cercana a la natural del tramo de conductor, la barra puede continuar vibrando resonantemente, con una amplitud que se incrementará paulatinamente provocando probables daños a las barras por esfuerzo o fatiga.

La frecuencia natural de un tramo de conductor depende del tipo de soportes de las barras, de su masa, longitud del conductor soportado y de su propia rigidez. Esta frecuencia natural está determinada por la siguiente expresión [13]:

$$f_n = \frac{K^2}{20\pi L^2} \left(\frac{EJ}{m} \right)^{1/2} \quad (4.9)$$

donde

f_n = frecuencia natural de un tramo rígido de conductor (Hz)

K = 1.00 para dos terminales deslizantes

1.22 para una terminal fija y otra deslizante

1.51 para dos terminales fijas

L = longitud del tramo (m)

E = módulo de elasticidad del material del conductor (MN/m²)

J = momento de inercia de la sección transversal del conductor (cm⁴)

m = masa por unidad de longitud del conductor (Kg/m). De la Tabla 4.6 dividir el peso en Kg/m entre 9.81 para obtener la masa en N/m.

El viento puede provocar vibraciones en las barras, con frecuencias cercanas a la frecuencia natural del conductor. Cuando exista la posibilidad de que la frecuencia natural calculada del tramo de conductor sea mayor que la frecuencia del sistema, se deben cambiar las características de los tramos de barras y realizar un análisis dinámico que permita determinar los esfuerzos esperados.

Estas vibraciones eólicas pueden ocurrir cuando el viento de tipo laminar (constante sin turbulencia) impacta transversalmente los conductores de las barras, lo cual puede causar fatiga en el conductor. Para vientos de 24 km/h como máximo, se debe considerar el efecto del flujo laminar sobre las barras.

La máxima frecuencia de la fuerza eólica para conductores cilíndricos, se calcula de la siguiente expresión:

$$f_v = \frac{5.15 V_L}{d} \quad (4.10)$$

donde:

- f_1 = máxima frecuencia de la fuerza eólica (Hz)
 V_f = máxima velocidad del viento para flujo laminar (Km/h)
 d = diámetro exterior del conductor (cm)

Cuando el doble de la f_n calculada del tramo de barra, es mayor que la f_1 , entonces la longitud del tramo de barra considerado, debe cambiarse o en su defecto reforzar el amortiguamiento, por ejemplo instalando cables desnudos dentro de las barras del mismo material de estas.

4.5.4 Fuerzas gravitacionales sobre el conductor

Las fuerzas gravitacionales determinan la deflexión vertical de los conductores de las barras y son una componente de la fuerza total que el conductor debe soportar. Este tipo de fuerza se basa en el peso del conductor, los materiales de amortiguamiento, el peso del hielo y masas concentradas.

El peso del conductor por unidad de longitud F_c , en N/m, se obtiene de las especificaciones de los materiales de las barras considerando sus dimensiones (Tabla 4.6). El mismo criterio debe aplicarse para obtener el peso de los materiales de amortiguamiento F_a que se consideran como masas concentradas.

El peso unitario del hielo sobre los conductores de barras circulares, se puede calcular con la siguiente expresión:

$$F_H = 2.815 r_i (d + r_i) \quad (4.11)$$

donde .

- F_H = peso unitario del hielo sobre el conductor (N/m)
 r_i = espesor radial del hielo (cm)
 d = diámetro exterior del conductor (cm)

Las masas concentradas, tales como amortiguadores y accesorios de equipo, deben considerarse en la suma de fuerzas gravitacionales.

4.5.5 Fuerza del viento sobre el conductor

Las estructuras de las barras deben soportar las fuerzas mecánicas provocadas por el viento. La máxima fuerza debida al viento puede ocurrir durante condiciones extremas de viento sin hielo o condiciones altas de viento con hielo. En general, la máxima velocidad del viento con hielo, es menor que la velocidad extrema del viento. Los factores que afectan la fuerza del viento son: la velocidad y la ráfaga del viento, el espesor radial de hielo y el perfil, diámetro, altura y exposición del conductor al viento. La fuerza uniforme por viento se obtiene de la siguiente expresión:

$$F_v = 4.7 \times 10^{-4} C_A K_z G_R V^2 (1.15d + 2.3r_i) \quad (4.12)$$

donde .

F_v = fuerza uniforme por el viento sobre el conductor (N/m)

d = diámetro externo del conductor (cm)

r_i = espesor radial de hielo (cm)

C_A = coeficiente de arrastre (Tabla 4.14)

K_z = factor de exposición y altura

G_R = factor de ráfaga

V = velocidad de viento a 9.1 m o menor sobre el nivel de tierra (Km/h)

La fuerza del viento ejercida sobre el conductor varía con el perfil del conductor, lo cual se refleja en el coeficiente de arrastre C_A . La Tabla 4.14 indica el valor de este coeficiente para varios perfiles de estructura.

El factor de exposición y altura K_z , toma el valor de 1.0 para alturas desde 0 a 9.1 m, considerando la velocidad de viento respectiva a 9.1 m de altura. Si la altura de la estructura excede los 9.1 m, este factor debe calcularse de acuerdo a lo señalado en la referencia [11].

El factor de ráfaga G_R , depende de lo expuesta que puede estar la subestación a los vientos. En zonas rodeadas de edificios altos o árboles, se considera un factor de 0.8; para zonas más abiertas, un factor de ráfaga de 0.85 es aceptable.

La velocidad del viento en la zona central se considera de 60 Km/h, de 75 Km/h en la región norte y litorales y de 90 Km/h en el Istmo de Tehuantepec.


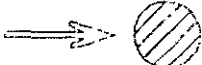
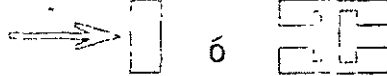

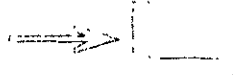

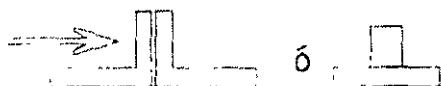
4.5.6 Fuerzas por corriente de corto circuito sobre el conductor

Los campos magnéticos producidos por corriente de corto circuito provocan fuerzas sobre las barras; estas, en conjunto con sus soportes deben ser lo suficientemente robustos para soportar dichas fuerzas.

Estas fuerzas de corto circuito dependen del espaciamiento entre conductores, de la magnitud, tipo y grado de asimetría de la corriente de corto circuito, así como del grado de la flexibilidad de los soportes.

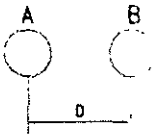
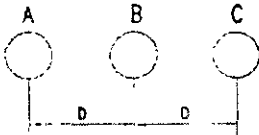
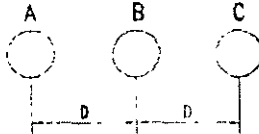
Para calcular la fuerza entre conductores paralelos e infinitamente largos en una configuración plana, debido a la corriente asimétrica de corto circuito, se aplica la siguiente expresión:

Tabla 4.14 Coeficiente de arrastre para estructuras [1]

Perfil y dirección del viento	C_A
	2.03
	1.00
	2.00
	2.04
	2.00
	1.83
	1.99

Cálculo de Barras

Tabla 4.15 Constante Γ para el cálculo de la fuerza de la corriente de corto circuito

TIPO DE CORTO CIRCUITO	CONFIGURACION	FUERZA SOBRE EL CONDUCTOR	
FASE A FASE		A & B	1.00
TRIFASICO		B	0.867
TRIFASICO		A & C	0.867

$$F_{sc} = \frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma (2 \sqrt{2} I_{sc})^2}{D} \tag{4.13}$$

donde.

F_{sc} = fuerza entre conductores paralelos (N/m)

I_{sc} = valor eficaz (rms) de la corriente simétrica de corto circuito (A)

D = espaciamento entre centros de conductores paralelos (cm)

Γ = constante basada en el tipo de corto circuito y arreglo de conductores [1]
(Tabla 4.15)

En la Ec. (4.13) realmente el producto $2 \sqrt{2} I_{sc}$ es la corriente pico de falla asimétrica y se considera que la falla se inicia cuando el voltaje es cero y por lo tanto la corriente pico de corto circuito es máxima, por lo cual se aplica un factor de decremento de dos

que es alto. Asimismo la magnitud de corriente de corto circuito eficaz simétrica de corto circuito I_{sc} no es igual para cada tipo de falla y depende de los parámetros del propio sistema, por lo que se puede considerar al valor eficaz de la corriente simétrica de corto circuito I_{sc} como el correspondiente al valor de la capacidad interruptiva de los equipos de desconexión de la subestación.

Considerando que la presencia de la impedancia del sistema provoca un decremento en la onda asimétrica para el primer medio ciclo de falla, es conveniente asumir un valor menor para el factor de decremento (Fig. 5.13 Capítulo 5). El factor de decremento es función de la resistencia, reactancia del sistema y del tiempo de liberación de la falla y está definido por la siguiente expresión :

$$D_f = 1 + \frac{Ta}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_u}} \right) \quad (4.14)$$

donde:

D_f = factor de decremento

t_f = tiempo de liberación de la falla (s)

T_u = constante de tiempo definida por la relación de la inductancia (L) entre la resistencia del sistema (R) a la frecuencia (f) del sistema (60 Hz) es decir:

$$Ta = \frac{L}{R} = \frac{X}{R} \cdot \frac{1}{2\pi f} \quad (4.15)$$

Utilizando un valor de factor de decremento de 1.6 para la corriente compensada, la Ec (4.13) se transforma en:

$$F_{sc} = \frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma (1.6 \sqrt{2} I_{sc})^2}{D} \quad (4.16)$$

La Ec. (4.16) proporciona la fuerza máxima para el primer medio ciclo de la falla, pero realmente la fuerza presente para la máxima deflexión del tramo de conductor, es menor debido a que:

- La mayoría del tramo de conductor no alcanza la máxima deflexión hasta después del primer cuarto de ciclo.
- Un decremento adicional de corriente ocurre cuando la falla continúa.

La combinación de ambos factores resulta en una deflexión menor que la deflexión causada por una fuerza en estado estable igual a la fuerza máxima en el primer cuarto de ciclo.

Por otra parte, las estructuras de montaje de barras tienen cierta flexibilidad y son capaces de absorber energía durante la falla, dependiendo del tipo de estructura y de su altura. La fuerza efectiva por corriente de corto circuito puede reducirse aplicando un factor K_f a la Ec. (4.16), por lo tanto:

$$F_{sc} = K_f \left[\frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma(1.6 \sqrt{2} I_{sc})^2}{D} \right] \quad (4.17)$$

donde:

K_f = factor de flexibilidad de la estructura de montaje. En la Fig. 4.9 se indican diversos valores, para estructuras de montajes monofásicos [1]. Para el caso de montajes trifásicos el valor es 1.0

En la sección siguiente, se describe la fuerza por corriente de corto circuito transmitida al sistema de soporte de barras.

4.5.7 Rigidez del conductor

Cualquier tramo de barra debe tener la suficiente dureza y rigidez para soportar las fuerzas de gravedad, viento y corto circuito y mantener su integridad mecánica y eléctrica

La máxima longitud permisible de un tramo de barra puede calcularse para un límite dado de deflexión vertical, la contribución de fuerza gravitacional y las condiciones de apoyo

Los límites de deflexión vertical comúnmente se basan en la razón de la deflexión del conductor al tramo de longitud, en un rango desde 1/300 a 1/150. Las deflexiones verticales dependen de la fuerza gravitacional y el total de esta fuerza, es la suma de los pesos del conductor, hielo y materiales de amortiguamiento.

$$F_G = F_C + F_H + F_A \quad (4.18)$$

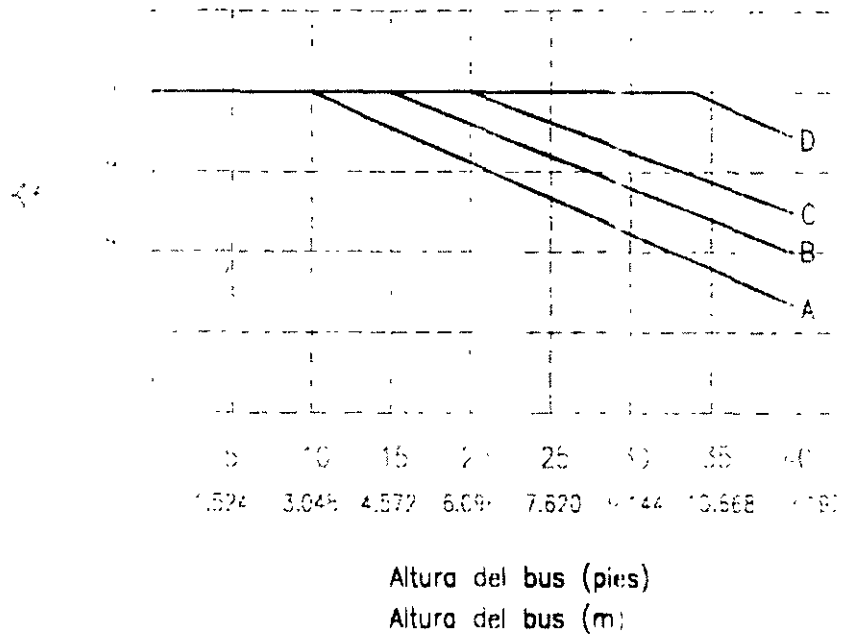
donde:

F_G = fuerza gravitacional total (N/m)

F_C = peso unitario del conductor (N/m)

F_H = peso unitario del hielo (N/m), de la Ec. (4.11)

F_A = peso unitario de los materiales de amortiguamiento (N/m)



- A= celosía y aluminio tubular
- B= acero de perfil estructural y tubular
- C= celosía de acero
- D= concreto sólido

Fig. 4.9 Constante Kf para diversos tipos de material para estructuras de montajes monofásicos

La deflexión de las barras se basa en las dimensiones del conductor y en la separación de sus apoyos. De acuerdo con los tipos de apoyo, se puede calcular el tramo de longitud permisible de conductor, considerando las siguientes probabilidades:

- a) Para un tramo con dos apoyos deslizantes (aplicado para una barra formada por un solo claro):

$$L_p = 2.154 \left[\frac{384 E J Y_B}{5 F_G} \right]^{1/3} \quad (4.19)$$

- b) Para un tramo con dos apoyos fijos (aplicados en los claros intermedios de una barra):

$$L_p = 2.154 \left[\frac{384 E J Y_B}{F_G} \right]^{1/3} \quad (4.20)$$

- c) Para un tramo con un apoyo deslizante y uno fijo (aplicado en el claro final de la barra):

$$L_p = 2.154 \left[\frac{185 E J Y_B}{F_G} \right]^{1/3} \quad (4.21)$$

donde:

L_p = tramo de longitud permisible (cm)

Y_B = deflexión permisible como una fracción del tramo de longitud: 1/300 a 1/150, que equivale a una deflexión de la longitud del tramo de 0.33% a 1% respectivamente

E = módulo de elasticidad (kPa o kN/m²). Para el aluminio aleación 6063, su valor es 6.895×10^7 y para el cobre es de 11.03×10^7

J = momento de inercia de la sección transversal (cm⁴). Ver la Tabla 4.6

F_G = peso unitario total de la barra (N/m)

Para tramos continuos de barra, de más de dos tramos, considerando que la máxima deflexión ocurre al final de cada uno de ellos, se puede aplicar la Ec.(4.21).

Con objeto de determinar las longitudes de tramos adecuadas, es necesario considerar los esfuerzos máximos permisibles del material del conductor.

Los máximos esfuerzos de deflexión que un conductor soporta, son una función de la fuerza vectorial total sobre el conductor. La fuerza total unitaria sobre un conductor en configuración horizontal es:

$$F_{TH} = \sqrt{(F_V + F_{SC})^2 + F_G^2} \quad (4.22)$$

donde:

F_{TH} = fuerza total unitaria sobre un conductor en configuración horizontal (N/m)

F_V = fuerza unitaria del viento (N/m), de la Ec. (4.12)

F_{SC} = fuerza unitaria por corto circuito (N/m), de la Ec. (4.17)

F_G = peso unitario total de la barra (N/m), de la Ec. (4.18)

El ángulo de la F_{TH} horizontal es:

$$\theta_H = \tan^{-1} \left(\frac{F_G}{F_V + F_{SC}} \right) \quad (4.23)$$

La fuerza total unitaria sobre el conductor en configuración vertical es:

$$F_{TV} = \sqrt{F_V^2 + (F_G + F_{SC})^2} \quad (4.24)$$

El ángulo de la F_{TV} vertical es:

$$\theta_V = \tan^{-1} \left(\frac{F_G + F_{SC}}{F_V} \right) \quad (4.25)$$

Considerando la fuerza total unitaria se puede determinar el tramo de longitud permisible, considerando el máximo esfuerzo del material. Para los diferentes tipos de apoyos se puede calcular de las siguientes expresiones:

a) Para dos apoyos deslizantes

$$L_N = 3.16 \sqrt{\frac{8F_V S}{F_T}} \quad (4.26)$$

donde:

L_N = máxima longitud permisible (cm)

F_T = esfuerzo máximo permisible o resistencia a la tensión (KN/m²). Ver la Tabla 4.6

S = módulo de sección (cm³). Ver la Tabla 4.6

F_T = fuerza total (N/m), de la Ec. (4.24)

El máximo momento flexionante ocurre a la mitad del tramo

b) Para dos apoyos fijos

$$L_s = 3.16 \sqrt{\frac{12F_t \bar{S}}{F_t}} \quad (4.27)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

c) Para un apoyo fijo y uno deslizante

$$L_s = 3.16 \sqrt{\frac{8F_t \bar{S}}{F_t}} \quad (4.28)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

d) Tramos continuos de barra

Cuando se tienen tramos continuos (dos, tres o cuatro tramos), para calcular la máxima longitud permisible, se pueden utilizar las ecuaciones siguientes:

- Para dos tramos de barra

$$L_s = 3.16 \sqrt{\frac{18F_t \bar{S}}{F_t}} \quad (4.28a)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

- Para tres tramos de barra

$$L_s = 3.16 \sqrt{\frac{10F_t \bar{S}}{F_t}} \quad (4.28b)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26).

- Para cuatro tramos de barra

$$L_s = 3.16 \sqrt{\frac{28F_t \bar{S}}{F_t}} \quad (4.28c)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26).

Para estas tres últimas ecuaciones, se debe considerar que la longitud máxima permisible está limitada por el máximo esfuerzo en el material, el cual ocurre en el

segundo soporte del final de cada tramo. La Ec. (4.28c), se puede utilizar conservadoramente para más de cuatro tramos.

El máximo momento flexionante ocurre en el apoyo fijo del tramo y la máxima longitud del tramo permisible L_{A1} , se selecciona de la que resulta menor de L_{L1} y L_{L2} de acuerdo a las Ecs. (4.19) a (4.28c).

4.5.8 Rigidez en aisladores

Debido a que las fuerzas sobre los conductores son transmitidas a los aisladores, la rigidez de estos debe evaluarse.

La fuerza en cantiliver en aisladores, es una función de la longitud del tramo del conductor soportado por los aisladores. Las fuerzas externas sobre las barras y los aisladores son.

- La fuerza por corriente de corto circuito
- La fuerza del viento
- Las fuerzas gravitacionales

La fuerza por corriente de corto circuito transmitida al sistema de soporte de barras puede calcularse de la siguiente expresión:

$$F_{SB} = L_j F_{SC} \quad (4.29)$$

donde:

F_{SB} = fuerza por corriente de corto circuito transmitida a los soportes (N)

L_j = longitud efectiva del tramo de barra (m), Tabla 4.16

F_{SC} = fuerza unitaria por corriente de corto circuito (N/m), de la Ec. (4.17)

La longitud efectiva del tramo de barra depende del propio tramo y de las condiciones de los soportes de barras y puede obtenerse de la Tabla 4.16 para la condición particular del número de tramos y sus correspondientes soportes.

La fuerza del viento transmitida al sistema de soporte de las barras se calcula de la siguiente expresión:

$$F_{VB} = L_j F_V \quad (4.30)$$

donde:

F_{VB} = fuerza del viento transmitida a los soportes (N)

L_e = longitud efectiva del tramo de barra (m), Tabla 4.16

F_v = fuerza del viento sobre la barra (N/m), de la Ec. (4.12)

Tabla 4.16 Máxima longitud efectiva del tramo de barra L_e soportada por aisladores para diversas configuraciones de barras [1]

Configuración de las barras	Condiciones de los soportes de barras					Máxima longitud del tramo de barra (L_e)
	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	
Tramo sencillo	<i>D</i>	<i>D</i>				$(1.2)L$
Tramo sencillo	<i>D</i>	<i>F</i>				$(5.8)L$ (Max en S_2)
Tramo sencillo	<i>F</i>	<i>F</i>				$(1.2)L$
2 tramos continuos	<i>D</i>	<i>M</i>	<i>D</i>			$(5.4)L$ (Max en S_2)
2 tramos continuos	<i>D</i>	<i>F</i>	<i>F</i>			$(9.8)L$ (Max en S_2)
2 tramos continuos	<i>F</i>	<i>F</i>	<i>F</i>			L (Max en S_2)
3 tramos continuos	<i>D</i>	<i>M</i>	<i>M</i>	<i>D</i>		$(11.10)L$ (Max en S_2)
4 tramos continuos	<i>D</i>	<i>M</i>	<i>M</i>	<i>M</i>	<i>D</i>	$(32.28)L$ (Max en S_2)

donde:
 L = longitud del M tramo de barra considerando la misma, para dos ó más tramos
 L_e = máxima longitud efectiva del tramo de barra
 D = para terminal deslizante
 F = para terminal fija
 M = para soporte a la mitad de un tramo continuo

Nota: Esta tabla se aplica solo a tramos de la misma longitud. El soporte a la mitad de un tramo continuo tiene únicamente fuerza de reacción y no momento ya que este existe en el punto de soporte. Para tramos continuos de más tramos de los mostrados en la tabla, usar la ecuación para cuatro tramos para las mismas condiciones en los extremos.

La fuerza del viento actuando sobre el centro de un aislador se puede calcular de

$$F_{vA} = 4.731 \times 10^{-6} C_A K_Z G_R V^2 (D_A + 2r_1) H_A \quad (4.31)$$

donde.

F_{vA} = fuerza del viento actuando sobre el centro de un aislador (N)

H_A = altura del aislador (cm). Ver la Fig. 4.10

D_A = diámetro efectivo del aislador (cm)

r_1, C_A, K_Z, G_R y V se definieron en la Ec. (4.12)

El diámetro efectivo en aisladores donde no se conserva un diámetro constante, puede calcularse con la siguiente expresión que promedia los diversos diámetros:

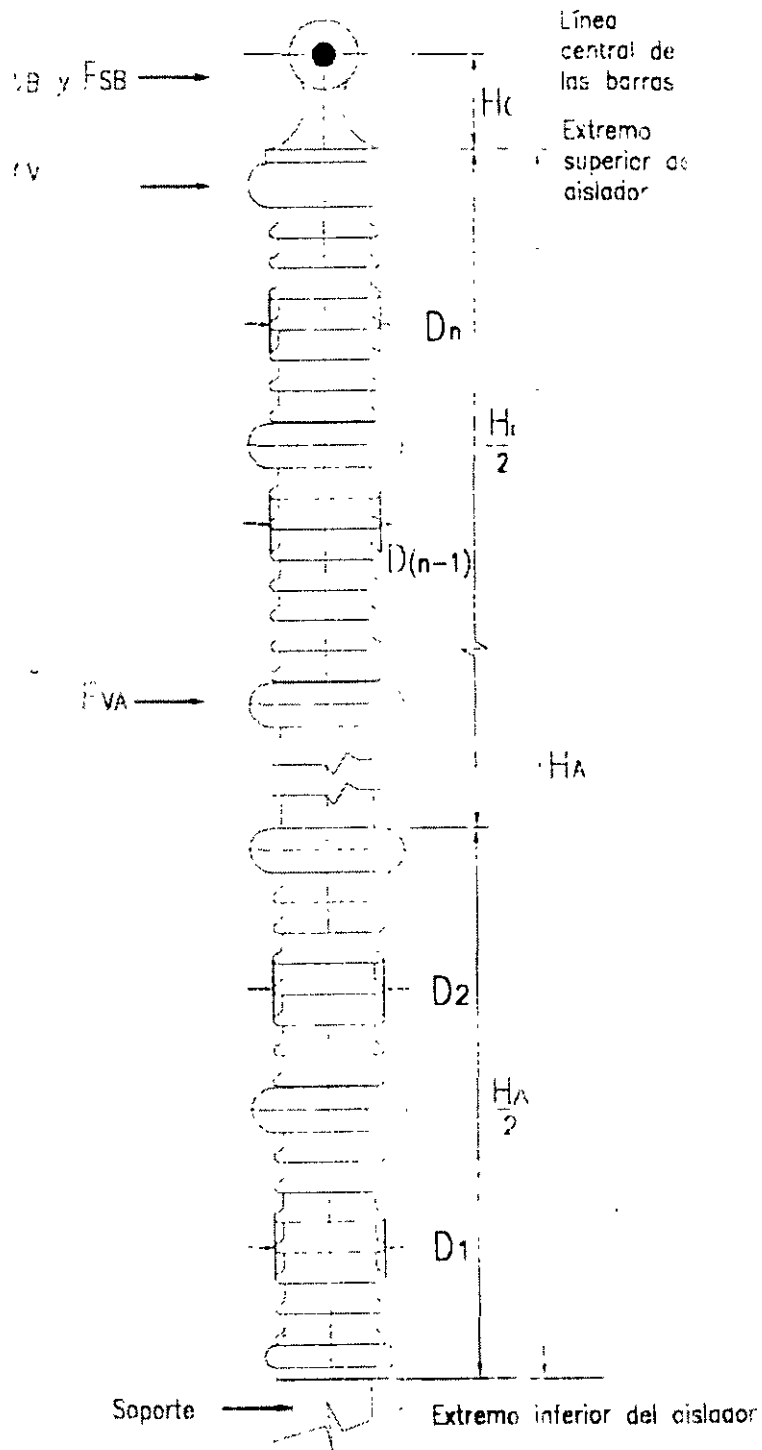


Fig. 4.10 Fuerzas en un aislador con montaje vertical

$$D_A = \frac{D_1 + D_2 + \dots + D_n}{n} \quad (4.32)$$

donde:

D_1, D_2, \dots, D_n = diámetros exteriores de cada subensamble para la 1ª, 2ª y enésima sección del aislador (Ver la Fig. 4.10)

Cuando el aislador tiene un diámetro uniforme, la fuerza F_{I_A} actúa sobre el centro del mismo (Fig. 4.10).

En algunas configuraciones de estructuras de barras, el aislador puede estar sujeto a fuerzas gravitacionales en cantiliver, las que deben sumarse a las fuerzas anteriormente analizadas. Estas fuerzas se deben principalmente al total de las masas actuando sobre el aislador y pueden determinarse de la siguiente expresión:

$$F_{GC} = L_I (F_G + F_{AI}) \quad (4.33)$$

donde:

F_{GC} = peso efectivo de la barra transmitida a los soportes (N)

L_I = longitud efectiva del tramo de barra (m), Tabla 4.16

F_G = peso total unitario de la barra (N/m)

F_{AI} = peso total unitario del aislador solo incluir para colocación en cantiliver (N/m)

La carga total sobre un aislador montado verticalmente y que soporta barras horizontales, es la suma de las fuerzas en cantiliver actuando sobre el aislador, multiplicadas por los factores de sobrecarga.

La carga total para un aislador montado verticalmente y que soporta barras horizontales (Fig. 4.10), puede calcularse de la siguiente ecuación:

$$F_{CI} = K_1 \left[\frac{F_{VA}}{2} + \frac{(H_A + H_C)F_{IB}}{H_A} \right] + K_2 \left[\frac{(H_A + H_C)F_{SB}}{H_A} \right] \quad (4.34)$$

donde:

F_{CI} = carga total que actúa en el aislador con montaje vertical (N)

F_{I_A} = fuerza del viento sobre el aislador (N), de la Ec. (4.31)

F_{SB} = fuerza transmitida al sistema de soporte de barras por la corriente de corto circuito (N), de la Ec. (4.29)

F_{SB} = fuerza del viento sobre la barra transmitida al sistema de soporte (N), de la Ec. (4.30)

S_L = mínimo esfuerzo en cantiliver del aislador que se obtiene de las especificaciones del propio aislador (N)

F_{CV} y F_{CH} se definieron en las Ecs. (4.34) y (4.35)

4.5.8 Expansión térmica

Cuando la temperatura de una barra cambia, existe un correspondiente cambio en su longitud. Este cambio de longitud puede calcularse como:

$$\Delta L = \frac{\alpha L_i (T_f - T_i)}{1 + \alpha T_i} \quad (4.37)$$

donde

ΔL = cambio en la longitud del tramo de conductor (m)

α = coeficiente de expansión térmica ($1/^\circ\text{C}$), 1.66×10^{-5} para cobre, 2.31×10^{-5} para aluminio.

T_i = temperatura inicial de la instalación ($^\circ\text{C}$)

T_f = temperatura final ($^\circ\text{C}$)

L_i = longitud del tramo a la temperatura inicial (m)

Cuando los apoyos del conductor son fijos y la temperatura cambia, resultan fuerzas de contracción o expansión las cuales son independientes de la longitud del tramo del conductor. Para absorber los esfuerzos térmicos en las barras colectoras y evitar daños en las boquillas y en los aisladores, se recomienda instalar juntas de expansión en las barras que llegan al equipo de potencia y clemas deslizantes para soportar los tubos sobre los aisladores como se indica en la Sección 4.3.1.

4.6 Procedimiento de diseño [1]

El procedimiento de diseño se inicia estableciendo los criterios de diseño de las barras colectoras. Debido a que existe una amplia gama de componentes disponibles y también de los posibles arreglos físicos, el procedimiento de diseño es un proceso iterativo, que permite reevaluar los parámetros iniciales para concluir con el diseño más apropiado aplicando adecuadamente la diversidad de componentes del mercado. En la Fig. 4.12, se muestra el diagrama de flujo donde se indican cada uno de los pasos a seguir para el procedimiento de diseño propuesto, el cual consiste en lo siguiente:

- 1.- Definir las condiciones generales de la subestación y arreglo inicial de las barras. Es necesario especificar los aspectos generales de la subestación como son: características del lugar, rangos de operación, condiciones geográficas, el diagrama de conexiones de la subestación, considerando la disposición de soportes, la altura de las barras, etc.

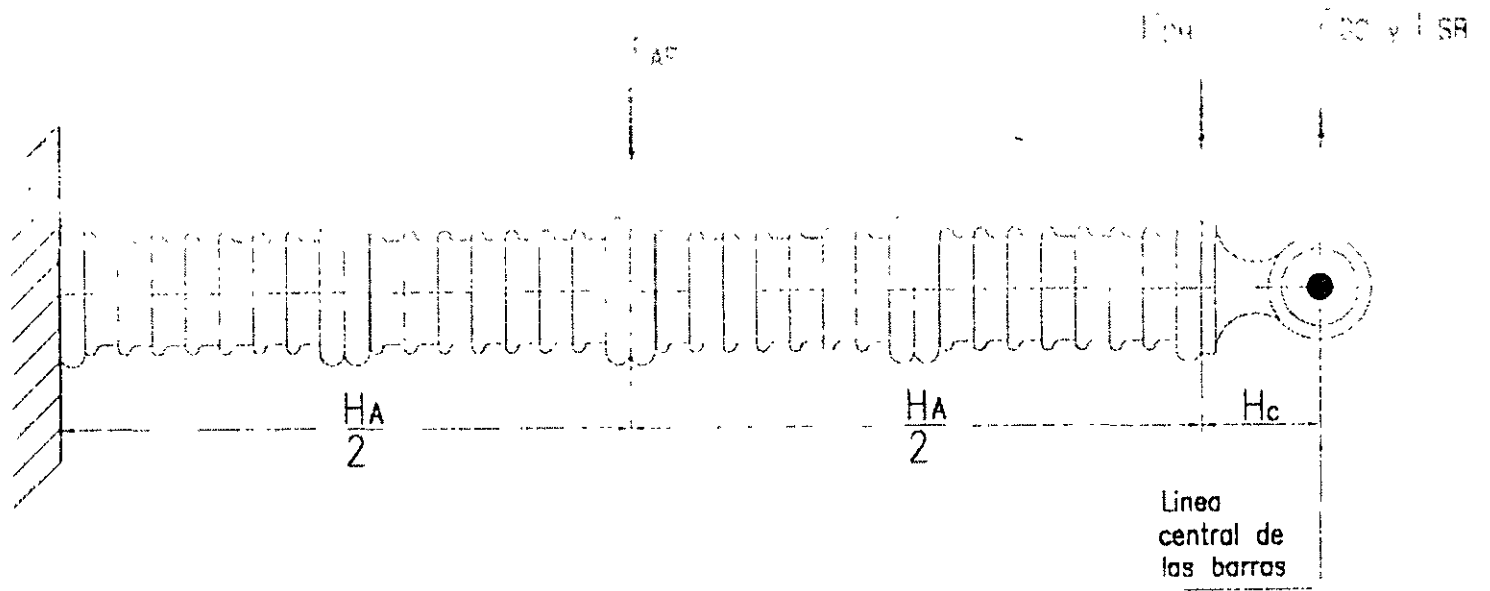


Fig. 4.11 Fuerzas en un aislador en cantiliver con montaje horizontal

H_A = altura del aislador (cm)

H_C = altura sobre el aislador al centro de la barra (cm)

K_1 = factor de sobrecarga aplicado a la fuerza del viento

K_2 = factor de sobrecarga aplicado a las fuerzas de corriente de corto circuito

La carga total en cantiliver sobre un aislador montado horizontalmente y que a su vez soporta barras horizontales (Fig. 4.11), se puede calcular de la siguiente expresión

$$F_{CH} = K_3 \left[\frac{F_{AV}}{2} + \frac{(H_A + H_C)F_{CA}}{H_A} \right] + K_2 \left[\frac{(H_A + H_C)F_{SB}}{H_A} \right] \quad (4.35)$$

donde:

F_{CH} = carga total en cantiliver que actúa en el aislador con montaje horizontal (N)

F_{AV} = peso del aislador (N)

F_{SB} = fuerza transmitida al sistema de soporte de barras por la corriente de corto circuito (N), de la Ec. (4.29)

F_{CA} = peso efectivo de la barra transmitida a los soportes (N), de la Ec. (4.33)

H_A = altura del aislador (cm)

H_C = altura sobre el aislador al centro de la barra (cm)

K_2 = factor de sobrecarga aplicado a las fuerzas de corriente de corto circuito

K_3 = factor de sobrecarga aplicado a las fuerzas gravitacionales

Un valor conservador de 2.5 se recomienda por los fabricantes de aisladores, para los factores K_1 y K_3 .

Debido a que la estructura de montaje de los aisladores, tiene cierta flexibilidad, esto permite absorber energía durante la falla, de tal manera que el valor del factor de sobrecarga K_2 (fuerzas debidas a la corriente de falla) se puede considerar por lo general 1.0 y esta relacionado con la frecuencia natural del aislador, el peso efectivo del tramo de conductor y la combinación de la estructura de montaje con el propio aislador.

Para el caso de esfuerzos extremos, cuando se realiza un estudio dinámico, se puede usar 2.5 como factor de sobrecarga K_2 .

Por otra parte, el mínimo esfuerzo en cantiliver requerido del aislador es:

$$S_I \geq F_{CV} \quad \text{o} \quad S_E \geq F_{CH} \quad (4.36)$$

donde:



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN
CONTINUA Y A DISTANCIA

DIPLOMADO EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA



TEMA
DIAGRAMAS UNIFILARES DE CONEXIONES



INGENIERÍA ELÉCTRICA

EXPOSITOR: ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO
DEL 24 DE SEPTIEMBRE AL 05 DE OCTUBRE DE 2007
PALACIO DE MINERÍA

**CURSO CA 189
INGENIERIA DE SUBESTACIONES
ELECTRICAS**

DIAGRAMAS UNIFILARES DE CONEXIONES

Expositor: Ing. Ricardo Antonio Espinosa y Patiño.

2.1 Requerimientos de selección

El diagrama de conexiones (arreglo) de una subestación tiene como finalidad representar mediante símbolos, en forma ordenada y en una sola línea las conexiones, las características principales y la nomenclatura del equipo que forma parte de ella [1, 2].

Para el diseño de una subestación, el paso inicial es el diagrama de conexiones y para su selección se requiere de un estudio de las características específicas del sistema eléctrico al que se va a conectar y de la función que desempeñará la propia subestación en la red.

Uno de los aspectos más importantes que deben tomarse en consideración, para la realización de la ingeniería de cualquier subestación, lo constituye la determinación del diagrama de conexiones, ya que del arreglo seleccionado dependerán los demás factores que deben tomarse en cuenta para la realización del proyecto.

Cuando se pretende realizar ampliaciones a las subestaciones existentes, regularmente se respeta el arreglo original, sin embargo cuando se trata de nuevas subestaciones, para el tipo de subestación y su arreglo se consideran independientemente de su ubicación (urbana, suburbana o rural) y de su nivel de tensión (transmisión, subtransmisión, distribución), los siguientes requerimientos principales que permiten optimizar el diagrama de conexiones [3,4,5,6]:

- Continuidad de servicio.
- Flexibilidad de operación.
- Facilidad de mantenimiento al equipo.
- Habilidad para limitar los niveles de corto circuito.
- Simplicidad en los esquemas de control y protección.
- Economía de equipo y su instalación.
- Área disponible para su construcción.
- Posibilidad de ampliación.

A continuación se describen cada uno de estos aspectos esenciales que contribuyen el lograr un servicio eléctrico seguro, confiable y de calidad:

2.1.1 Continuidad de servicio

Es uno de los requisitos más importantes para la selección del arreglo de la subestación, debido a que con esto se busca reducir los tiempo de interrupción, por lo que se deben considerar los siguientes aspectos:

- a) Capacidad de reserva. El arreglo debe contar con la flexibilidad suficiente para permitir utilizar la capacidad de reserva de transformación de la subestación, para que se siga proporcionando el suministro de energía eléctrica demandada sin ningún problema, cuando se presente una contingencia o por requerimientos de mantenimiento.

- b) **Confiabilidad del arreglo.** Se cuantifica en base a los índices de probabilidad de frecuencia y duración de fallas de operación, obtenidos estadísticamente, de los elementos (líneas de transmisión, barras colectoras, transformadores de potencia y alimentadores), y de los equipos (interruptores, cuchillas desconectoras, transformadores de instrumento, etc.) que forman parte del arreglo de la subestación [4].
- c) **Seguridad del sistema.** Un arreglo debe permitir con facilidad utilizar la capacidad de reserva de la subestación, tanto de transmisión como de transformación, para que la desconexión de un elemento no provoque la desconexión de otros elementos en cascada por sobrecarga y así evitar un colapso del sistema [6].

2.1.2 Flexibilidad de operación

Es la versatilidad del diagrama de conexiones para permitir realizar maniobras de cualquiera de los elementos de la subestación (líneas, bancos o barras colectoras), con un número reducido de operaciones y con la mínima cantidad de equipo involucrado, afectando lo menos posible la continuidad de servicio [4].

2.1.3 Facilidad de mantenimiento al equipo

Un diagrama de conexiones ofrece facilidad para proporcionarle mantenimiento al equipo cuando cumple por lo menos con las siguientes características [4]:

- Simplicidad para facilitar su limpieza
- Un número reducido de maniobras para aislar al elemento que se le va a realizar el mantenimiento.
- La independencia entre los elementos
- La normalización en una forma general que permita salidas planeadas del equipo para su mantenimiento.
- Debe proporcionar seguridad al personal de mantenimiento.

2.1.4 Habilidad para limitar los niveles de corto circuito

Un diagrama de conexiones debe permitir seccionarse en tal forma que se limite la elevación de la corriente de cortocircuito, a niveles que no puedan dañar al equipo de la subestación [6].

2.1.5 Simplicidad en los esquemas de control y protección

Un sistema de protección y control es más simple cuando es menor la cantidad de equipo involucrado en el arreglo (interruptores, cuchillas y transformadores de

instrumento); es decir que cuanto menor es el número de equipos, se tienen menos fuentes probables de fallas.

Por ejemplo la simplicidad para determinar las zonas de protección basándose en la cantidad de transformadores de corriente que se deben conectar en una protección dada, o el número de interruptores que debe disparar la protección.

Este concepto también involucra la facilidad que los operadores deben tener para comprender las instrucciones específicas, particularmente cuando se exigen decisiones rápidas al presentarse una condición de emergencia [4].

2.1.6 Economía del equipo y su instalación

El arreglo de conexiones seleccionado determinará la cantidad de equipo requerido y el área de terreno que va ocupar la subestación. Por lo que el arreglo utilizado determina en gran parte el costo de la subestación [1].

Con la adquisición de equipo normalizado se tiene la ventaja de que se cuenta con reserva de equipo que permite reemplazar el faltante en un tiempo corto.

2.1.7 Área disponible

Una evaluación preliminar del área requerida por una subestación se puede realizar en base al diagrama de conexiones seleccionado y disposiciones físicas normalizadas por LFC.

Esta estimación debe ser revisada y adaptada a las condiciones particulares del sitio como las posibles limitaciones de los derechos de vía de las líneas de transmisión y sus acometidas a la subestación, o también si el área del sitio ideal para la ubicación de la subestación es restringida, puede ser necesario construir una subestación con un arreglo menos flexible de lo requerido o instalar equipo blindado que obviamente es más costoso pero optimiza el espacio [5, 6].

2.1.8 Posibilidad de ampliación

Para la ampliación de una subestación, como la construcción de una nueva bahía y la extensión de los juegos de barras colectoras para la instalación de un nuevo banco o línea de transmisión, puede resultar difícil y costoso o bien imposible si no se consideró el crecimiento de la subestación previamente en la selección del arreglo. Las ampliaciones pueden ser modulares, con un mínimo posible de desconexiones [4, 5, 6].

2.2 Diagramas de conexiones típicos y sus características

En el sector eléctrico se han empleado una diversidad de diagramas de conexiones, basándose en los requerimientos que se deben satisfacer para cubrir las expectativas y

condiciones propias de las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución. Algunos arreglos típicos en general, utilizados en las subestaciones del sector son los siguientes:

- Barra sencilla
- Doble barra con interruptor comodín
- Doble barra con interruptor de amarre
- Triple barra con interruptor de amarre
- Triple barra con interruptor comodín
- Anillo
- Interruptor y medio
- Doble barra doble interruptor

Desde luego, existen otros arreglos que se aplican cuando se tienen restricciones económicas, limitaciones de espacio o condiciones especiales en la operación o en la distribución del equipo eléctrico. Los arreglos utilizados a través de los años en LFC se indican en los diagramas unifilares de la Sección 1.2 del Capítulo 1.

A continuación se evalúan cada uno de los ocho arreglos indicados, en base a sus ventajas y desventajas con respecto a los requerimientos de selección [1,2,3,7,8]

2.2.1 Arreglo de barra sencilla

- a) Es el arreglo más simple y el que utiliza menor cantidad de equipo, por lo que es el más económico. En la Fig. 2.1 se muestra este tipo de arreglo.
- b) En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación (líneas de transmisión y bancos de potencia) están conectados al juego de barras colectoras a través sus propios interruptores y la cuchilla seccionadora esta cerrada.
- c) Al operar la protección diferencial de barras para librar una falla, se envía el disparo de todos los interruptores desconectando todas las líneas y los bancos, quedando totalmente fuera la subestación. Por lo cual no se tiene flexibilidad ya que se pierde la continuidad de servicio y se tienen que realizar transferencias de carga en el sistema.
- d) El mantenimiento de las barras colectoras se dificulta debido a que es necesario hacerlo en vivo o que la subestación quede totalmente fuera de servicio.

- e) Para darle mantenimiento a un interruptor es necesario que se ponga fuera de servicio su elemento asociado.
- f) Para la ampliación de la subestación se requiere ponerla fuera de servicio
- g) Se usa en pequeñas subestaciones ó plantas donde la simplicidad y economía son importantes.

2.2.2 Arreglo de doble barra con interruptor comodín

- a) En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación se encuentran conectados al juego de barras principales. En la Fig. 2.2 se muestra este tipo de arreglo.
- b) Este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor por medio del propio interruptor comodín y barras auxiliares (transferencia), sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado
- c) Cuando un interruptor se encuentre en mantenimiento se puede proteger a su elemento asociado, transfiriendo su protección al interruptor comodín.
- d) Se puede realizar la transferencia de todos los elementos de la subestación a las barras auxiliares, utilizando al interruptor comodín como amarre, para dar mantenimiento a las barras principales. Pero se requiere que las barras auxiliares cuenten también con protección diferencial de barras propia.
- e) Al operar la protección diferencial de barras para librar una falla, envía un disparo a todos los interruptores desconectando todas las líneas y bancos de potencia, quedando totalmente fuera la subestación. Por lo que se pierde la continuidad de servicio y se puede tener repercusiones que puedan causar un colapso del sistema.
- f) Los diagramas de conexiones con interruptor comodín y barra de transferencia proporcionan mayor facilidad en el mantenimiento de los interruptores, pero con estos arreglos se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control.
- g) Debe disponerse de un sistema de bloqueos con el interruptor comodín para la operación de sus cuchillas desconectoras.
- h) En comparación con el arreglo de barra sencilla la cantidad de equipo necesario es mayor, por lo que también su costo.

2.2.3 Arreglo de doble barra con interruptor de amarre.

Este tipo de arreglo se muestra en la Fig. 2.3, también se le conoce con el nombre de

barra partida y tiene las siguientes características:

- a) En condiciones normales de operación la mitad de las líneas de transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad de los elementos de la subestación se conectan al otro juego de barras.
- b) El interruptor de amarre en condiciones normales de operación permanece cerrado para mantener el mismo potencial en ambas barras colectoras y además para poder realizar la transferencia de los elementos conectados de una barra a la otra, cuando se requiera realizar mantenimiento a una de ellas, sin necesidad de que ninguno de los elementos de la subestación quede fuera de servicio. La operación de transferencia de los elementos se realiza cerrando primero la cuchilla abierta y después se abre la cuchilla que estaba cerrada inicialmente sin necesidad de abrir el interruptor propio del elemento, por lo que no se afecta la continuidad del servicio. Durante esta maniobra no existe el problema de arcos peligrosos durante la operación de las cuchillas, debido a que la corriente de carga circula por la cuchilla que permanece cerrada.
- c) Cada juego de barras colectoras cuenta con protección diferencial propia, de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras queda fuera la mitad de la subestación, mientras se realizan las maniobras necesarias para la transferencia, a las barras en buenas condiciones, de los elementos que estaban conectados a las barras afectadas.
- d) Para el mantenimiento de cualquiera de los interruptores es necesario sacar fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado, afectando la continuidad del servicio.

2.2.4 Arreglo de triple barra con interruptor de amarre.

Este tipo de arreglo se utiliza cuando son varias líneas de transmisión las que convergen en la subestación y además se cuenta con varios bancos de potencia, por lo que se requiere que cada tercera parte de la subestación se conecte a un juego de barras colectoras para que al operar la protección diferencial de barras tener la salida de un menor número de elementos, en comparación con el arreglo de doble barra. Su configuración se muestra en la Fig. 2.4.

- a) Desde el punto de vista de continuidad de servicio y facilidad de mantenimiento es similar al arreglo de doble barra con interruptor de amarre.
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de una falla en una de las barras solo queda la tercera parte de la subestación fuera.
- c) La flexibilidad de operación es menor con respecto al arreglo de doble barra por la mayor cantidad de equipo asociado.

- d) Con este tipo de arreglo se complica la instalación y el esquema de control y protección.
- e) La cantidad de interruptores es igual que el caso anterior, pero con respecto al número de cuchillas, la cantidad se incrementa.

2.2.5 Arreglo de triple barra con interruptor comodín.

- a) En este diagrama de conexiones los dos juegos de barras principales junto con el interruptor de amarre presentan las mismas características que el arreglo de doble barra con interruptor de amarre. En la Fig. 2.5 se muestra este tipo de arreglo.
- b) Este arreglo a diferencia del arreglo de doble barra con interruptor de amarre, proporciona facilidad de mantenimiento a los interruptores por medio de las barras de transferencia y el uso del interruptor comodín, sin tener que desconectar al elemento asociado.
- c) Con este diagrama de conexiones se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control.

2.2.6 Arreglo en anillo

En condiciones normales de operación todos los interruptores están normalmente cerrados. Este tipo de diagrama se representa en la Fig. 2.6 y cuenta con las siguientes características:

- a) Permite la desconexión de un interruptor para proporcionarle mantenimiento sin necesidad de que alguna línea de transmisión o banco de transformación quede fuera de servicio, por lo que no se afecta el suministro de energía eléctrica.
- b) Proporciona mayor continuidad de servicio que el arreglo de barra sencilla, utilizando la misma cantidad de equipo eléctrico.
- c) Este arreglo permite con facilidad utilizar la capacidad de reserva de la subestación, tanto de transmisión como de transformación, para mantener la seguridad del sistema con la salida de uno de los elementos.
- d) No requiere protección diferencial de barras porque todas las partes de la subestación, con la misma tensión, quedan resguardadas por las protecciones debidamente traslapadas de las líneas y transformadores.
- e) Para poder proporcionar una buena continuidad de servicio deben estar conectados en forma alternada las líneas con los transformadores, por lo que su construcción se complica por la entrada de las líneas de transmisión y la conexión de los transformadores, teniendo que poner estructuras adicionales.

Cuando no se conectan en forma alternada las líneas con los bancos, la desconexión simultánea de dos interruptores puede dejar fuera de servicio a toda la subestación.

- f) El número máximo de elementos es de dos líneas y dos transformadores debido a que se complica su ampliación por el arreglo físico de la subestación.
- g) Los esquemas de protección resultan mas complicados debido a que las zonas deben quedar debidamente traslapadas y además deben ser adecuadamente seleccionados los interruptores que serán disparados por cada protección.
- h) Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga que podría circular a través de ellos, debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.

2.2.7 Arreglo de interruptor y medio

En las Figs. 2.7 y 2.8 se indica este arreglo en sus dos variantes C-1 y C-2 con las características siguientes:

- a) En condiciones normales de operación todos los interruptores del arreglo están cerrados
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras colectoras su respectiva protección envía disparos a todos los interruptores asociados a las barras, sin quedar desconectada ninguna línea de transmisión o transformador de potencia de la subestación.
- c) Permite proporcionar mantenimiento a cualquier interruptor sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea o transformador asociado.
- d) Da facilidad para el mantenimiento de las barras colectoras sin dejar fuera de servicio a las líneas de transmisión y bancos de potencia conectados a ellas
- e) Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella.
- f) Los esquemas de protección de las líneas de transmisión y transformadores de potencia resultan mas complicados debido a que las zonas de protección deben quedar debidamente traslapadas y además, deben mandar disparar tanto al propio interruptor del elemento fallado como al de enlace.
- g) Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga, que podría circular a través de ellos debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.

h) Requiere de más equipo que el arreglo con doble barra.

2.2.8 Arreglo de doble barra doble interruptor

Este tipo de arreglo es el más completo pero también el más costoso, debido a la cantidad de equipo asociado, por lo que su aplicación se limita, generalmente, a las centrales eléctricas de gran potencia o en instalaciones muy importantes donde resulta fundamental la continuidad del servicio.

En la Fig 2.9 se muestra este diagrama de conexiones y tiene las características siguientes:

- a) En condiciones normales de operación todos los interruptores están cerrados.
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de los juegos de barras su respectiva protección envía disparar todos los interruptores asociados a este, transfiriendo totalmente la carga a las otras barras colectoras sin producir interrupción de servicio.
- c) Se puede proporcionar mantenimiento a cualquier barra o interruptor sin afectar el suministro de energía eléctrica
- d) Este arreglo puede soportar una doble contingencia a diferencia de otros tipos de arreglos.
- e) Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella.
- f) Las zonas de protección por relevadores quedan bien definidas.

2.3 Aplicación de los arreglos en Luz y Fuerza del Centro

Luz y Fuerza del Centro (LFC), en base a los requerimientos para la selección de los diagramas de conexión y a los cambios de topología que ha tenido su sistema, se han aplicado diferentes arreglos en las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución, adaptándose a las necesidades propias de crecimiento y a las exigencias de calidad y confiabilidad del servicio. A continuación se describen las diversas aplicaciones de los arreglos utilizados en LFC, considerando las ventajas de los arreglos seleccionados en las tensiones de 400, 230, 85 y 23 kV.

2.3.1 Subestaciones de transmisión [3].

Las subestaciones de transmisión (400/230kV) de LFC forman parte del anillo de 400 kV del Área de Control Central, que está interconectado con líneas de transmisión formadas por dos circuitos trifásicos que operan normalmente en paralelo, la capacidad

firme de cada línea equivale a la capacidad de transmisión de uno de los dos circuitos para que en caso de que se desconecte uno de ellos por alguna contingencia o por mantenimiento, el otro continúe suministrando la energía eléctrica y no exista interrupción del servicio.

Estas subestaciones (Tabla 1.2 Capítulo 1), se proyectan para que en su etapa final estén formadas por cuatro bancos de potencia de 330 MVA cada uno, con lo que se obtiene una capacidad de transformación firme en la subestación (empleando autotransformadores monofásicos) de 1320 MVA y para recibir dos líneas 400 kV con dos circuitos cada una, cada fase de los circuitos está constituida por dos conductores de 567.63 mm^2 (1113 kcmil), lo que da una capacidad de transmisión por circuito de 1500 MVA, suponiendo que los conductores llegan a trabajar a su límite térmico (se considera que no hay restricciones de carga por razones de regulación de voltaje o límite de estabilidad, ya que se trata de líneas cortas).

Las subestaciones de transmisión alimentan a la red de 230 kV que está diseñada con líneas de transmisión de doble circuito trifásico que operan normalmente en paralelo y cada circuito tiene la capacidad para transmitir la carga de los dos circuitos para que la desconexión de uno de ellos no provoque la desconexión de otros elementos por sobrecarga y en esta forma por un proceso cascada, la interrupción total del sistema.

Dada la importancia que tienen las subestaciones de transmisión en la seguridad del sistema, LFC ha normalizada la aplicación del arreglo de interruptor y medio para las secciones de 400 y 230 kV, tanto en subestaciones convencionales como las aisladas en hexafluoruro de azufre (SF_6), pero para las primeras se emplean autotransformadores monofásicos de 110 MVA que forman bancos trifásicos y para las aisladas en SF_6 se utilizan autotransformadores trifásicos de 330 MVA (Sección 1.2.6 Capítulo 1).

2.3.2 Subestaciones de subtransmisión [3].

Las subestaciones de subtransmisión (230/85 kV) tienen la función de transformar la energía para suministrarla a la red de 85 kV de LFC. En forma similar que la red de transmisión, la red de subtransmisión (85 kV) está formada con líneas de dos circuitos trifásicos que también operan normalmente en paralelo y cada circuito tiene la capacidad para transmitir, en caso necesario, la carga de los dos. En las subestaciones de subtransmisión la capacidad instalada de los bancos de potencia permite la desconexión de un transformador trifásico o la sustitución de un transformador monofásico por el de reserva sin que se carguen los otros transformadores de la subestación más allá de los límites permitidos. Por lo que la desconexión de uno de los circuitos de una línea de subtransmisión o un transformador de potencia no causa trastornos de importancia en el sistema [3].

En las primeras subestaciones de 230/85 kV LFC se aplicó el diagrama de conexiones de doble barra con interruptor comodín tanto en 230 kV como en 85 kV como el mostrado en el Fig. 2.2. Con este tipo de arreglo se le puede dar mantenimiento a cualquier interruptor sin necesidad de sacar fuera de servicio a su elemento asociado,

sustituyendo al interruptor por el comodín a través de las barras de transferencia. Pero en este tipo de arreglos se tiene la desventaja de que como todas las líneas y bancos de potencia se encuentran conectadas a las barras principales, al operar la protección diferencial de barras queda totalmente fuera de servicio la subestación, lo que puede traer repercusiones de tal magnitud que se puede causar un colapso del sistema.

Posteriormente se utilizó en las subestaciones de subtransmisión, tanto en la tensión de 230 kV como en 85 kV, el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, conocido también como barra partida, indicado en la Fig. 2.3. Con este arreglo en condiciones normales de operación el interruptor de amarre se encuentra cerrado y la mitad de las líneas transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad al otro juego, por lo que al operar la protección diferencial de uno de los juegos de barras colectoras, solo se queda fuera de servicio la mitad de los elementos de la subestación, sin causar trastornos graves en el sistema de potencia.

El arreglo con doble barra tiene la desventaja de que cuando se requiere dar mantenimiento a uno de los interruptores tiene que quedar fuera de servicio la línea o el transformador correspondiente, pero si se considera la capacidad de reserva tanto de transmisión como de transformación que se tiene en las subestaciones de subtransmisión se puede deducir que esta desventaja no trae graves consecuencias de operación del sistema.

Conforme fue creciendo la capacidad del anillo de 230 kV se empezó a utilizar, en las subestaciones de subtransmisión e interconexión, el arreglo con interruptor y medio, mostrado en las Figs. 2.7 y 2.8, que por las ventajas que tiene sobre los arreglos que se habían utilizado anteriormente, se cuenta con mayor continuidad en el suministro de energía eléctrica y proporciona más seguridad al sistema.

Debido a que la capacidad de la red de subtransmisión ha tenido un crecimiento constante en los últimos años, la filosofía actual de aplicación de los diversos diagramas de conexión, es utilizar también el arreglo de interruptor y medio en las subestaciones de subtransmisión para la tensión de 85 kV, para obtener mayor flexibilidad de operación, facilidad en mantenimiento y continuidad en el suministro de energía. En las subestaciones en SF₆ se aplica el arreglo de doble barra con amarre considerando que las contingencias en este tipo de subestaciones son menores, debido a no estar expuestas a las condiciones de la intemperie.

2.3.3 Subestaciones de distribución [3]

Las subestaciones de transformación que alimentan a la red de distribución de 23 kV pueden ser alimentadas por la red de subtransmisión de 85 kV o directamente del sistema de transmisión de 230 kV.

2.3.3.1 Subestaciones de 230/23 kV

En las primeras subestaciones de transformación de 230/23 kV que alimentan al sistema de distribución y donde la desconexión de toda la subestación no afectaba al resto de la red de alta tensión, sino únicamente a una porción del sistema de 23 kV, para la sección de 230 kV se adoptó el arreglo de un juego de barra sencilla como el mostrado en la Fig. 2.1.

Posteriormente, conforme el sistema de 230 kV fue creciendo, hubo la necesidad de que este tipo de subestaciones realizaran no solo la función de subestación de distribución sino también la de interconexión, por lo que se utilizó en 230 kV, el arreglo de interruptor y medio como el de la Fig. 2.7.

Como las subestaciones aisladas en SF₆ son más confiables que las aisladas en aire, actualmente se emplea el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, como el mostrado en la Fig. 2.3, para las subestaciones de 230/23 kV en la sección de alta tensión con aislamiento en SF₆.

Para la tensión de 23 kV, en este tipo de subestaciones se ha utilizado el arreglo de doble anillo como el que se muestra en la Fig. 2.10.

En condiciones normales de operación los interruptores de enlace (AB1, AB2, BC1, BC2 y CA1, CA2) están abiertos y los demás interruptores están cerrados. En caso de que un transformador quede fuera de servicio, por mantenimiento o por alguna contingencia, por ejemplo el transformador A, se abren los interruptores A1, A2, A3 y A4 e inmediatamente después se cierran automáticamente los interruptores de enlace AB1, AB2, CA1 y CA2 transfiriéndose automáticamente la carga del transformador a los transformadores contiguos y el servicio es reanudado prácticamente sin interrupción y sin causar trastornos a los usuarios. Este arreglo, que ofrece muy buena continuidad de servicio, requiere que los transformadores se operen normalmente con una carga máxima inferior a su capacidad, de manera que, si se produce la falla de un transformador, los otros puedan tomar la carga sin sobrecargarse más allá de los límites aceptables, así se evita tener un transformador adicional de reserva.

Para dar mantenimiento a cualquiera de los interruptores, el alimentador respectivo se transfiere mediante el interruptor de enlace al transformador contiguo, lo que permite desconectar el interruptor en cuestión sin causar una interrupción de servicio.

Este arreglo podría operarse en condiciones normales de operación con los interruptores de enlace cerrados, como es el caso del arreglo en anillo utilizado para las tensiones de transmisión, pero esto aumentaría considerablemente el valor de cortocircuito (transformadores en paralelo) en 23 kV y obligaría a utilizar reactores en serie a la salida de los alimentadores para limitar el valor de cortocircuito, lo que resulta costoso y afecta la regulación de voltaje, o bien usar equipo de mayor capacidad interruptiva y por lo tanto más costoso, en el sistema de distribución.

2.3.3.2 Subestaciones de 85/23 kV [3]

Las subestaciones de distribución más antiguas se realizaron con bancos de transformadores monofásicos y con un diagrama de conexiones en la sección de 85 kV de doble barra con interruptor comodín que se fue transformando en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre. La sección de 23 kV tenía un arreglo de doble barra con interruptor comodín. Este tipo de arreglo se muestra en la Fig. 2.2.

Posteriormente en las subestaciones de 85/23 kV se empezaron a utilizar transformadores trifásicos, con arreglo en 85 kV de doble barra con interruptor de amarre (Fig. 2.3) y para la sección de 23 kV con arreglo en anillo sencillo, como el mostrado en la Fig. 2.6.

La operación del arreglo en anillo sencillo es similar a al del doble anillo descrito para las subestaciones de 230/23 kV. Si se compara con el arreglo de doble barra con interruptor comodín utilizado en las subestaciones más antiguas, se puede observar que con el arreglo en anillo se mejora considerablemente la continuidad de servicio, ya que con este arreglo la falla de un transformador no produce interrupción del suministro, lo que si sucede con el otro tipo de arreglo.

Como el sistema de subtransmisión creció y continúa hasta la fecha en expansión, se determinó que las subestaciones de distribución 85/23 kV se utilicen también como subestaciones de interconexión, por lo cual en las últimas subestaciones se ha adoptado el arreglo de interruptor y medio también para la tensión de 85 kV, con excepción de las subestaciones aisladas en SF₆ en las cuales se continúa empleando el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, debido a la alta confiabilidad que se tiene en las subestaciones con este tipo de aislamiento.

Por otra parte, en las subestaciones de distribución tanto de 230/23 kV como de 85/23 kV se ha utilizado también el arreglo de doble barra doble interruptor en la sección de 23kV. Como se puede observar en la Fig. 2.9 este tipo de arreglo cuando se utiliza en subestaciones de distribución presenta además las siguientes características de operación, adicionales a las mencionadas en la sección 2.2.8:

- a) Este arreglo cuenta normalmente con tres transformadores de los cuales el tercer transformador se utiliza como de reserva y cada una de los dos restantes suministra carga a seis alimentadores.
- b) En condiciones normales se opera con todos los interruptores cerrados, excepto los interruptores del banco de reserva.
- c) Cuando sale de servicio un banco, por ejemplo al operar su protección, se transfiere automáticamente su carga al banco de reserva.
- d) Se puede obtener mayor número de alimentadores que en el caso del arreglo de doble anillo.

Este tipo de arreglo se utiliza en las subestaciones de distribución para servicios en donde se requiere que se proporcione mayor confiabilidad, como es en los siguientes casos:

- Las redes automáticas que además de los grandes requerimientos de continuidad de servicio, requieren seis alimentadores operando en paralelo para formar la red; por lo que estos alimentadores no pueden ser tomados de diferentes transformadores para evitar aumentar considerablemente los valores de cortocircuito.
- El sistema de Transporte Colectivo Metropolitano (METRO).

También en las subestaciones de distribución se utilizan gabinetes blindados en SF₆ para la sección de 23 kV, debido al alto grado de confiabilidad que tienen, empleando el arreglo de doble barra con interruptor de amarre. Este tipo de arreglo aplicado en 23 kV presenta ciertas características de operación diferentes a las que tienen las subestaciones 85 o 230 kV, tales como:

- a) Este arreglo igual que el de doble interruptor, normalmente cuenta con tres bancos de potencia que operan en forma similar.
- b) Normalmente un transformador con sus alimentadores asociados están conectados a un juego de barras y el otro transformador en servicio al otro juego.
- c) En condiciones normales de operación el interruptor de amarre está abierto para que no queden conectados los transformadores en servicio en paralelo, evitando así que aumente considerablemente el valor del cortocircuito.

2.4 Tendencias de normalización de los diagramas de conexiones

La experiencia que a través de los años ha acumulado Luz y Fuerza del Centro en el diseño, construcción, pruebas y mantenimiento de subestaciones eléctricas convencionales y aisladas en hexafluoruro de azufre, permite evaluar los diversos diagramas de conexiones empleados en las subestaciones del Área Central que opera este organismo, para las diversas tensiones de 23, 85, 230 y 400 kV (Tabla 2.1).

Considerando dicha experiencia, la cual coadyuva a mantener la seguridad, confiabilidad y flexibilidad de operación en las subestaciones, se han normalizado en base a las premisas anteriores, los arreglos que esta entidad utiliza.

En las subestaciones de transmisión convencionales y aisladas en SF₆, para ambas tensiones (400 y 230 kV), se aplica el arreglo de interruptor y medio.

En las subestaciones de subtransmisión convencionales, tanto en el lado de 230 kV como en 85 kV se emplea el mencionado arreglo de interruptor y medio, pero en

hexafluoruro de azufre se normalizó la aplicación de la doble barra con interruptor de amarre.

En las subestaciones de distribución convencionales para el lado de alta tensión en 85 ó 230 kV, se aplica el arreglo de interruptor y medio. Cuando se utilizan subestaciones aisladas en SF₆, se emplea tanto en 85 como en 230 kV el arreglo de doble barra con interruptor de amarre tal como sucede en las subestaciones de subtransmisión con dicho aislamiento. En el lado de baja tensión en 23 kV, para las subestaciones convencionales se aplican los arreglos de anillo y doble anillo (lado primario en 85 y 230 kV respectivamente) y cuando se emplean aisladas en SF₆ se normalizó utilizar el arreglo de doble barra con interruptor de amarre. Desde luego que en las subestaciones con tres bancos de 60 MVA, 230 kV, los gabinetes blindados también se utilizan para conformar el doble anillo en 23 kV.

Los diversos diagramas de conexiones descritos y cuya tendencia a la normalización se aplica últimamente, conjugan los requerimientos principales de selección detallados en la Sección 2.1, que permiten optimizar la aplicación de los arreglos seleccionados, considerando las tendencias tecnológicas de punta, de las cuales LFC es partícipe

Tabla 2.1 Diagramas de conexiones empleados en las subestaciones de LFC

Subestación de:	Arreglos								
	Convencional				Hexafluoruro de azufre				Gabinetes blindados
	400 kV	230 kV	85 kV	23 kV	400 kV	230 kV	85 kV	23 kV	23 kV
Transmisión	C-1*	C-1*			C-1*	C-1*			
Subtransmisión		B C-1* C-2	A B C-1*			B*			
Distribución		A B C-1* C-2 D	A B C-1*	A B-1 B-2 E* F*		B*	B*	B*	A-1 B-2 F* G

Clave de arreglos:

- A, A-1, A-3 Barra sencilla (Figs. 1.4, 1.5, 1.7)
- A-2 Barras principales y barras auxiliares de transferencia (Fig. 1.6)
- B Doble barra con interruptor de amarre (Fig. 1.8)
- B-1 Doble barra con interruptor comodín (Fig. 1.9)
- B-2 Barras principales y barras auxiliares (Fig. 1.10)
- C-1, C-2 Interruptor y medio (Figs. 1.11, 1.12)
- D Anillo (Fig. 1.13)
- E Anillo sencillo (Fig. 1.4)
- F Doble anillo (Fig. 1.15)
- G Doble barra doble interruptor (Fig. 1.16)
- * Tendencia actual

Nota: Las figuras se refieren a la Sección 1.2 del Capítulo 1.

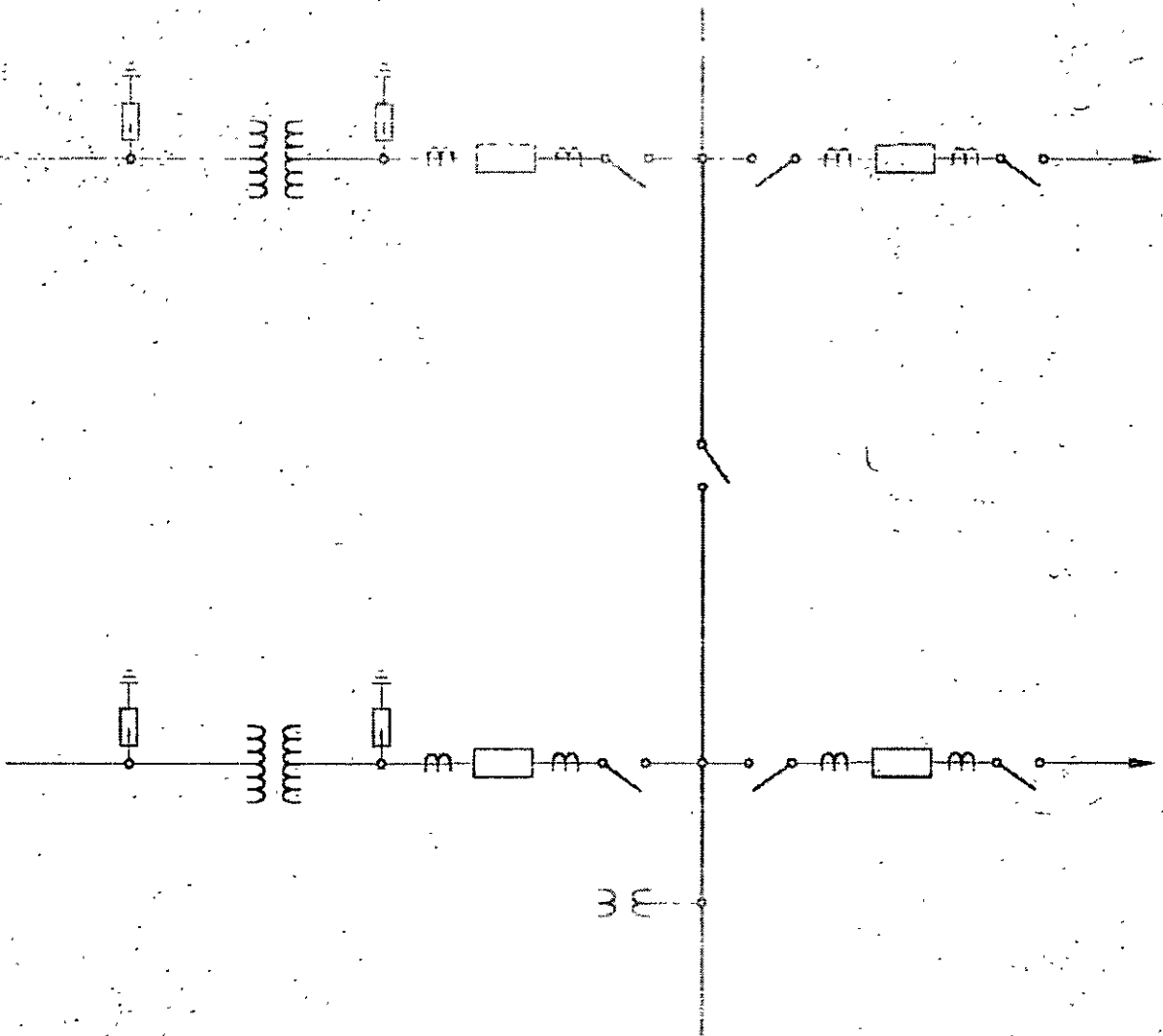


Fig. 21 Barra sensilla (Arreglo A)

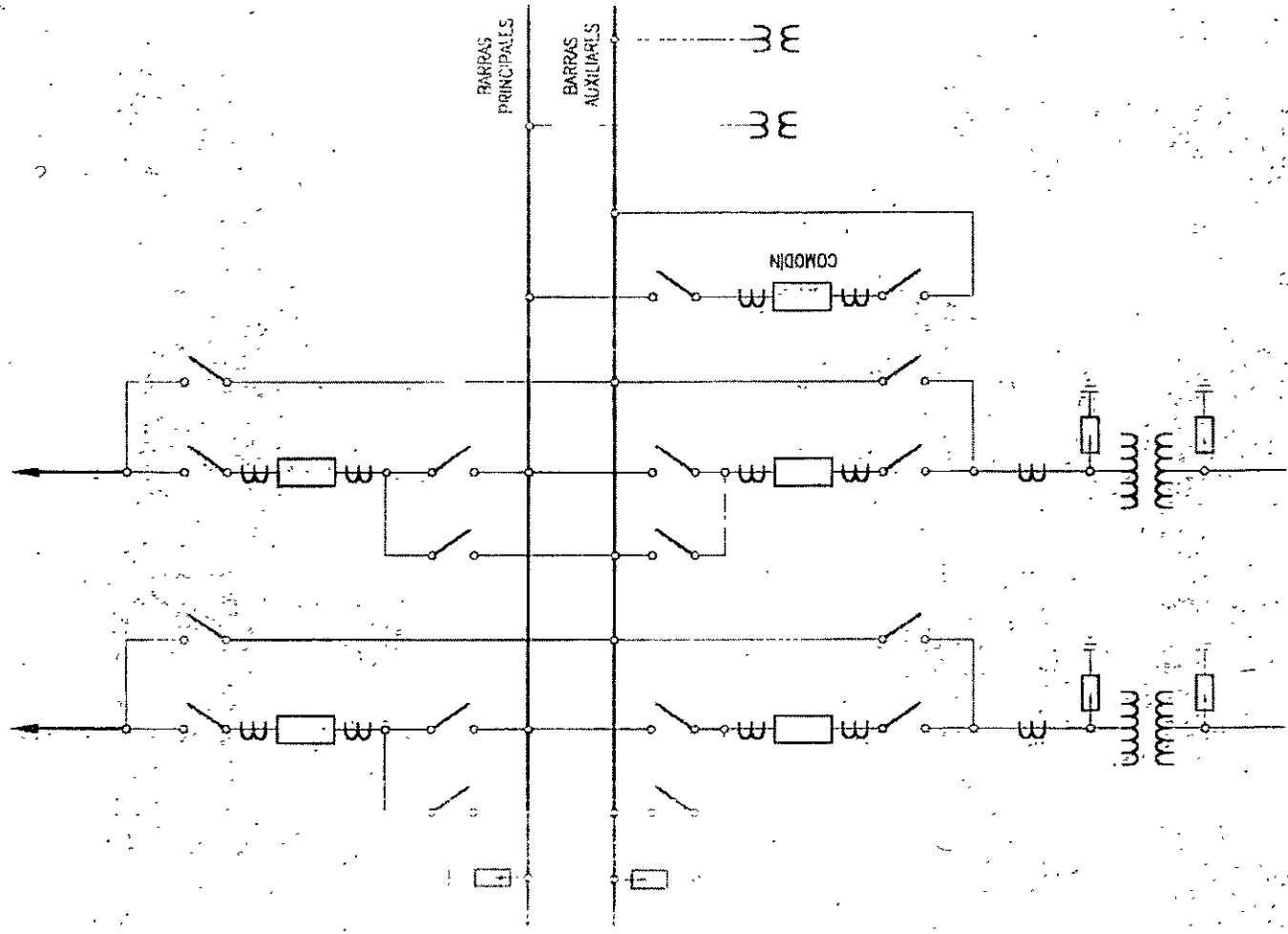


Fig. 2.2 Doble barra con interruptor común (Arreglo B-1)

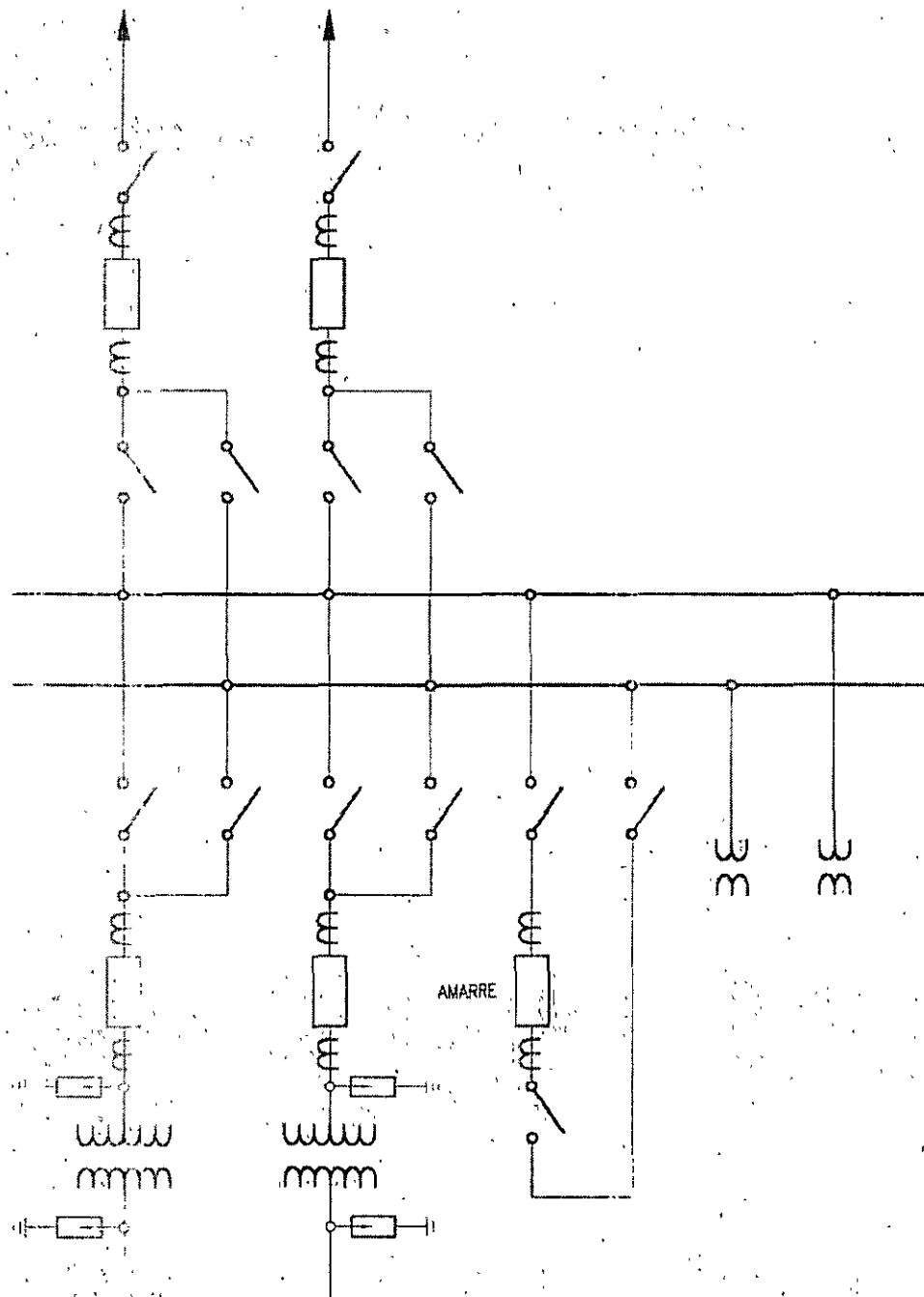
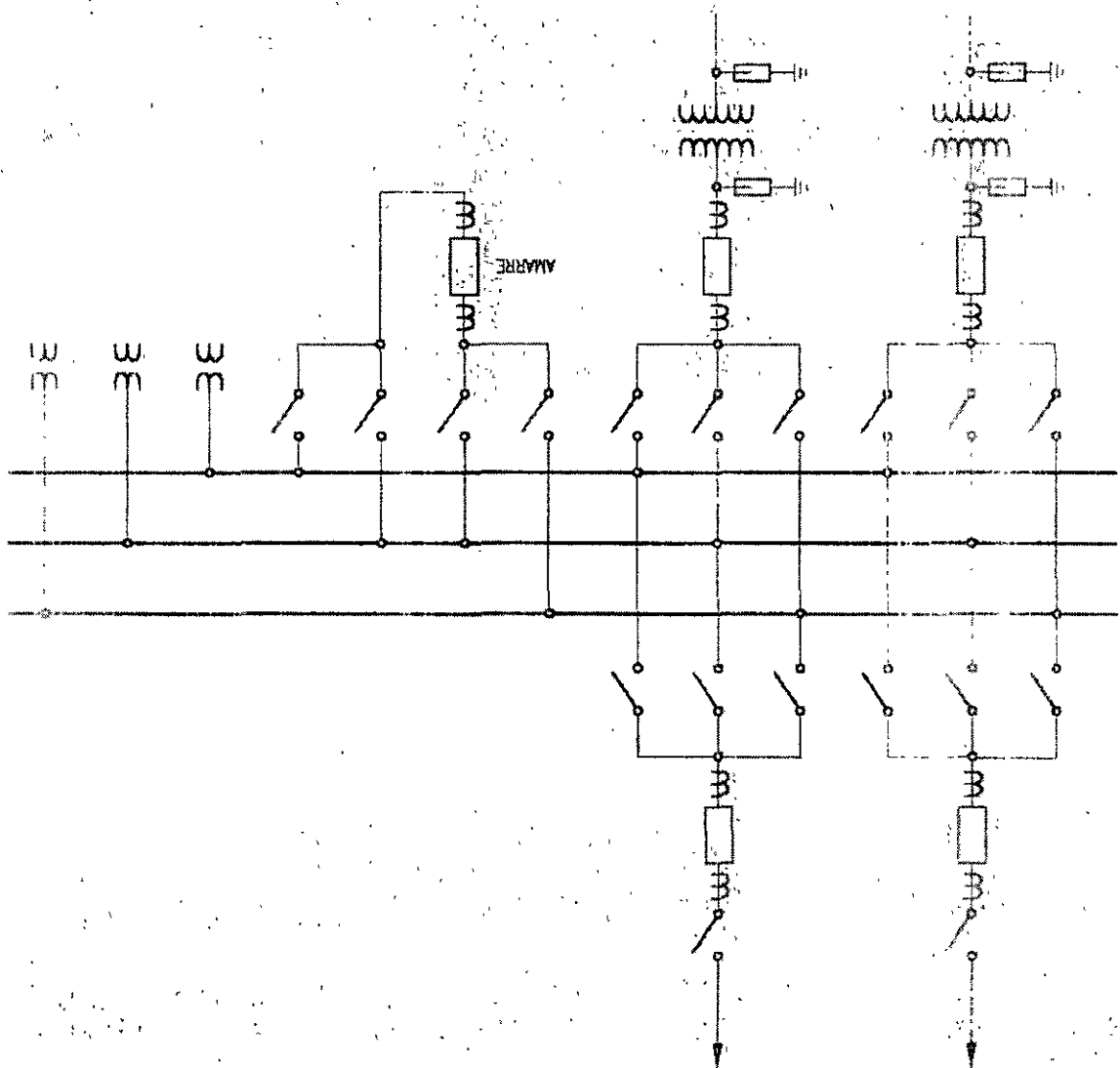


Fig. 2.3 Doble barra con interruptor de amarre (Arreglo B)

Fig. 24. Triple barra con interruptor de amarre



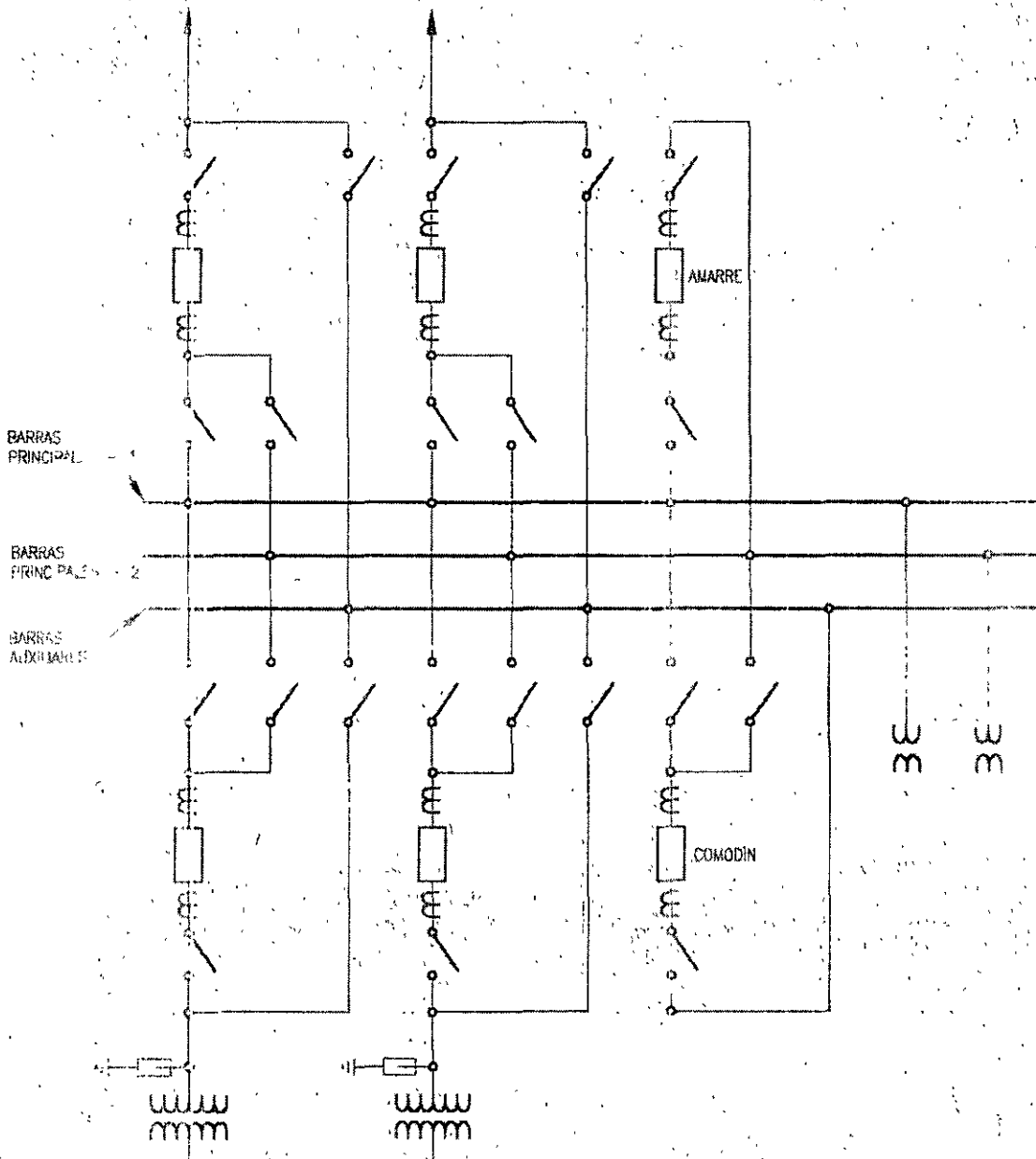
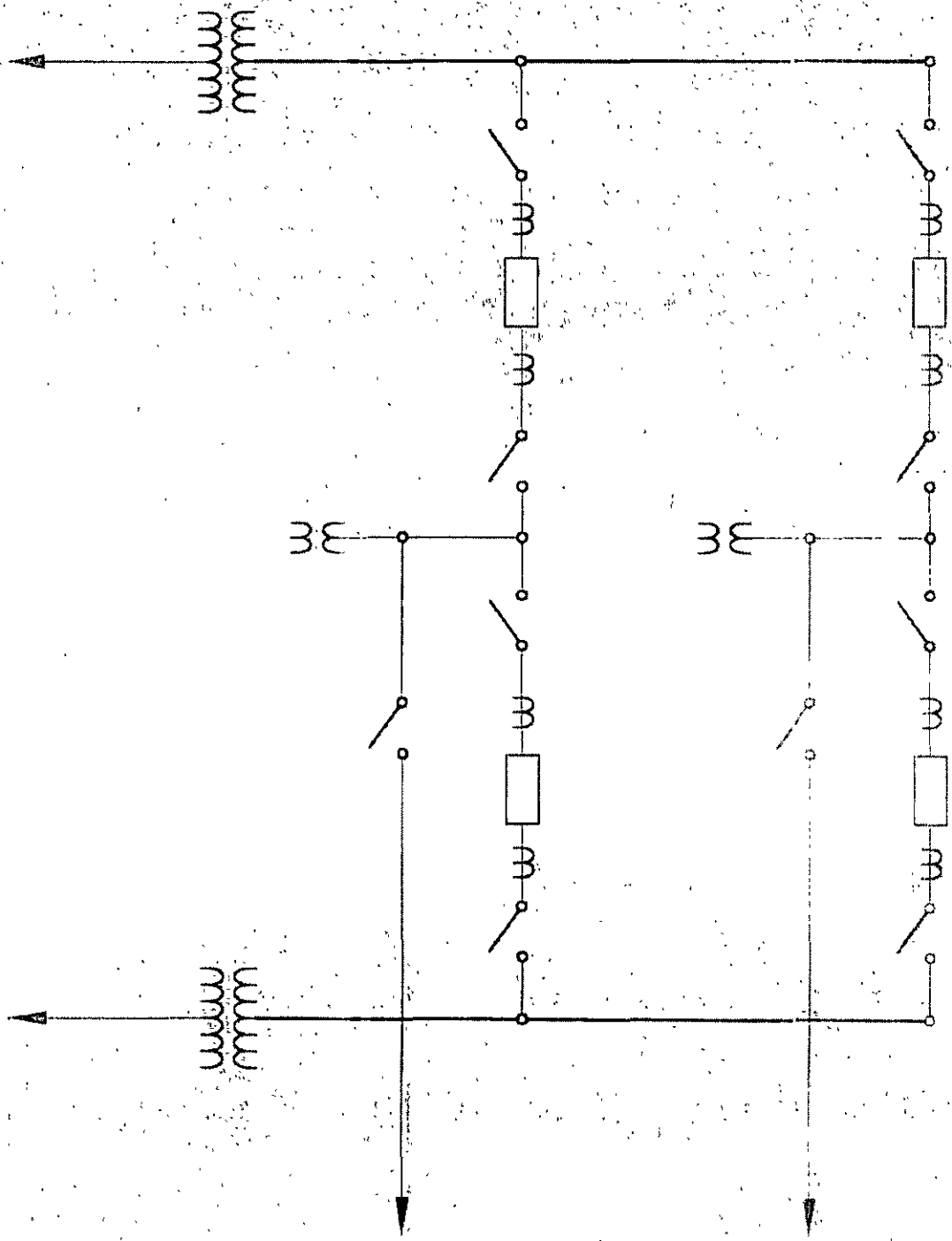


Fig. 2.5 Triple barra con interruptor común

Fig. 26 Anillo (Arreglo D)



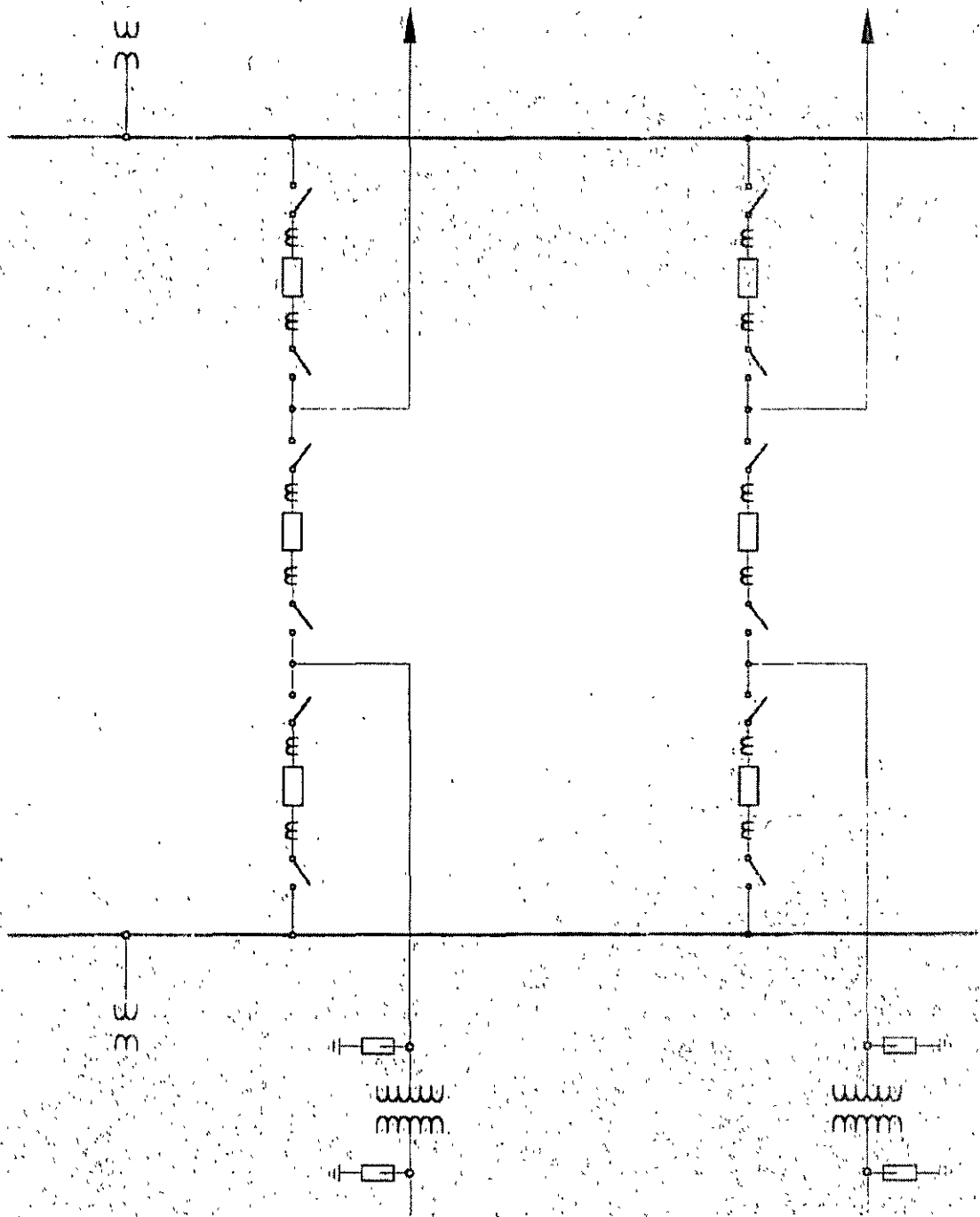


Fig. 2.7 Interruptor y medio (Arreglo C-1)

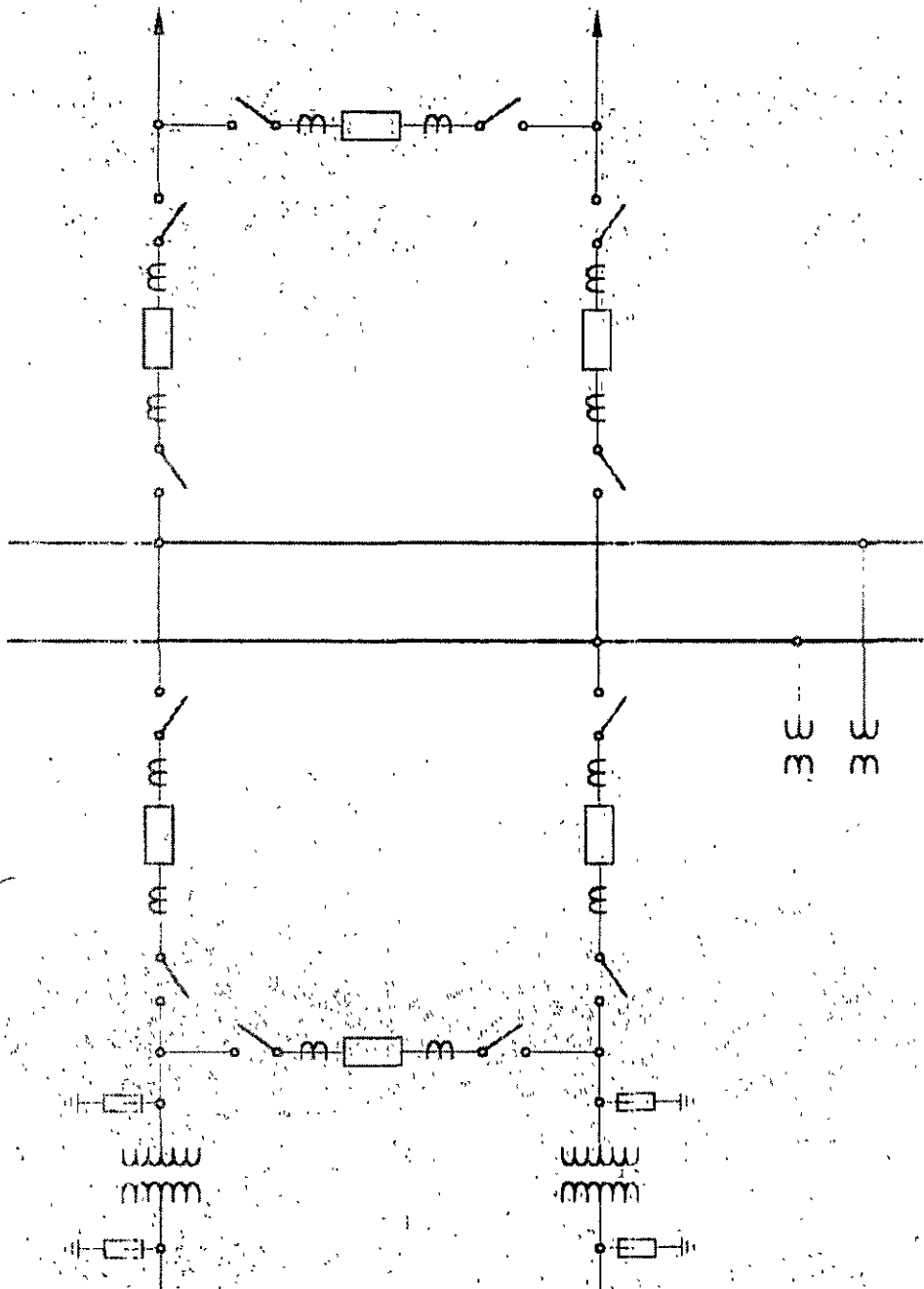


Fig. 2.8 Interruptor y medio (Arreglo C-2)

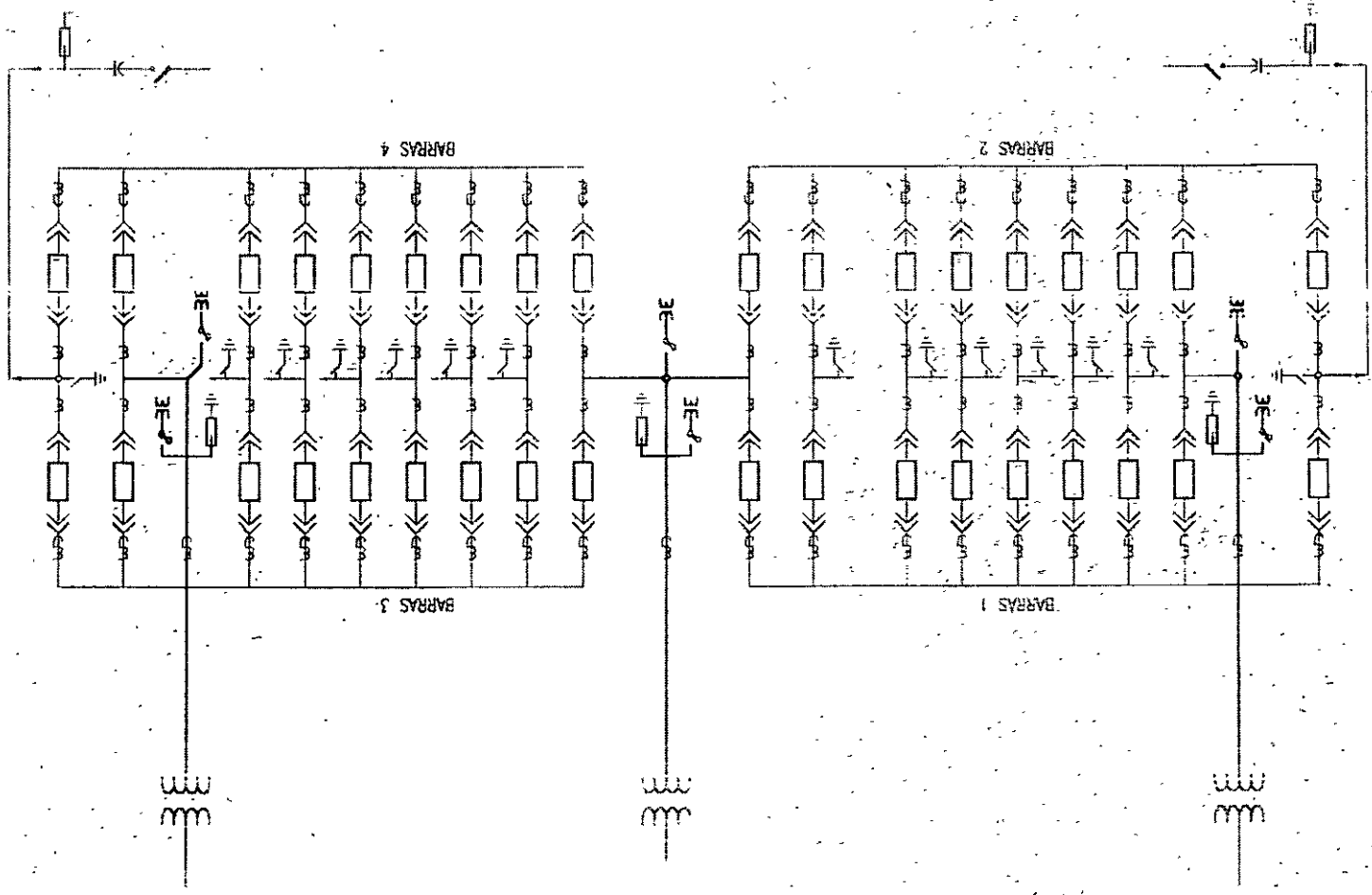


Fig. 2.9 Doble barra doble interruptor (Arreglo G)

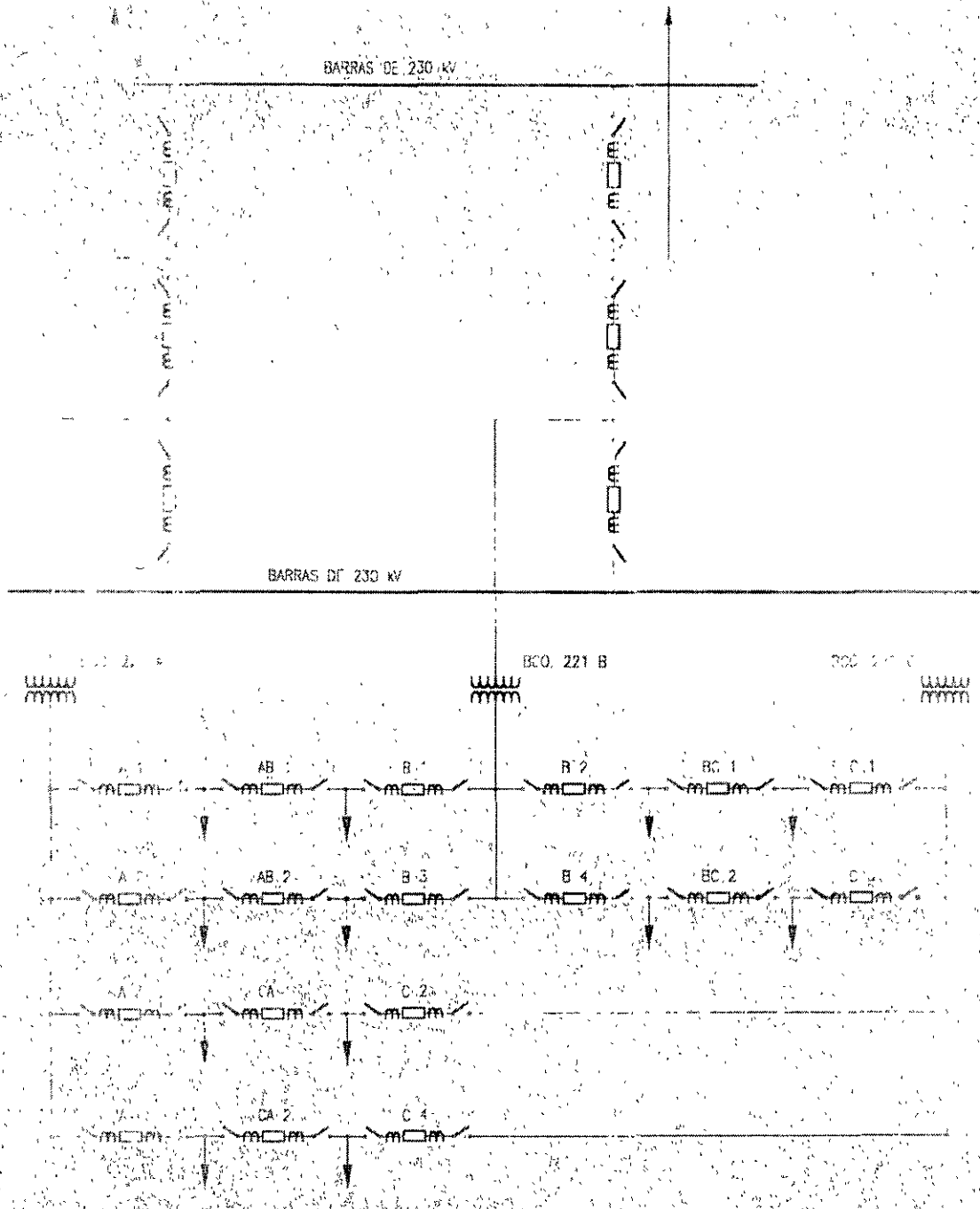


Fig. 2.10 Doble anillo en 23 kV (Arreglo F)



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN
CONTINUA Y A DISTANCIA**

**DIPLOMADO EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**MÓDULO IV
INGENIERÍA DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS**

CA-189

**TEMA
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE SUBESTACIONES**



INGENIERÍA ELÉCTRICA

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO
DEL 24 DE SEPTIEMBRE AL 05 DE OCTUBRE DE 2007
PALACIO DE MINERÍA**

**CURSO CA 189
INGENIERIA DE SUBESTACIONES
ELECTRICAS**

**AUTOMATIZACION Y CONTROL DE
SUBESTACIONES**

Expositor: Ing. Ricardo Antonio Espinosa y Patiño.

6.1 Sistemas de control

El sistema de control de una subestación es el conjunto de instalaciones en baja tensión necesarias para controlar en forma manual o automática las instalaciones de alta tensión y comprenden lo siguiente [1]:

- a) Dispositivos de mando para la operación del equipo de alta tensión (apertura y cierre de interruptores y cuchillas desconectadoras motorizadas) y el equipo auxiliar necesario para la correcta ejecución de las maniobras (diagrama mímico e indicadores luminosos de posición).
- b) Dispositivos de control automáticos tales como recierre automático de interruptores, sincronización automática, cambiador automático de derivaciones de transformadores, transferencia automática de potenciales, etcétera.
- c) Dispositivos de alarma sonoros y luminosos, que permiten indicar al operador el funcionamiento de una protección por relevadores o de alguna condición anormal en la subestación.
- d) Aparatos registradores (Sección 6.5) tales como los osciloperturbógrafos, o los registradores de eventos y de disturbios, destinados a suministrar información sobre los disturbios que afecten a la subestación, la operación de los relevadores e interruptores y a la aparición de condiciones anormales de funcionamiento en el equipo de la subestación.

Los sistemas de control de las subestaciones se pueden clasificar por su localización o por el tipo de operación:

Por su ubicación:

- Control local
- Control remoto

Por el tipo de operación:

- Control manual
- Control automático

6.2 Control local

Los sistemas de control local son utilizados por el operador para realizar las maniobras en forma manual del equipo de la subestación, desde el tablero de control localizado en el salón de tableros de la propia subestación.

En subestaciones no telecontroladas solo se tiene control local por lo cual es necesario que permanentemente se encuentre un operador para vigilar el correcto funcionamiento de la subestación y realizar las maniobras que se requieran desde el tablero de control, auxiliándose de los sistemas automáticos de control y protección para ciertos eventos.

El sistema de control local de las subestaciones, se encuentra montado en un tablero que contiene básicamente conmutadores, elementos de señalización, cuadro de alarmas, diagrama mímico y equipo de medición.

6.2.1. Conmutadores

La operación de los diferentes equipos de la subestación se realiza por medio de conmutadores y de acuerdo con la función que vayan a efectuar, pueden ser básicamente los siguientes:

- Los conmutadores de control que se utilizan para el control de los interruptores y cuchillas motorizadas.
- Los conmutadores para equipos de medición se emplean para la medición de corriente o de tensión de un circuito trifásico, permitiendo utilizar únicamente un ampérmetro o un voltmetro según sea el caso.
- Los conmutadores de sincronización que se requieren para poder efectuar en forma manual o automática la sincronización de dos secciones del sistema en la subestación
- Los conmutadores de transferencia de potenciales que se requieren para realizar la transferencia en forma manual, de la carga de los transformadores de potencial de uno de los juegos barras colectoras, a los transformadores del otro juego de barras colectoras. Este tipo de conmutador se ha ido sustituyendo por la transferencia automática de potenciales en las subestaciones no telecontroladas.

6.2.2 Tipos de señalización

La señalización que se utiliza para el control local de las subestaciones en conjunto con los conmutadores de control para la operación de los interruptores y cuchillas motorizadas, puede ser [2, 3]:

- Luz roja y verde
- Luz fija e intermitente

6.2.2.1 Luz roja y verde

La luz roja que supervisa al circuito de disparo del interruptor de potencia, se mantiene encendida cuando el interruptor está cerrado. La supervisión del circuito de disparo no es muy confiable debido a que, aún estando el interruptor cerrado, el circuito de disparo

se puede abrir al ocurrir una falla del propio circuito por lo que se apaga la lámpara. El operador puede no percatarse de que tanto la lámpara roja como la verde están apagadas y especialmente en tableros de subestaciones grandes, en donde se localizan gran número de lámparas indicadoras de las cuales más de la mitad se encuentran encendidas [1, 2].

Para evitar que el circuito de disparo del interruptor se abra debido a una falla en el propio circuito, las bobinas de disparo son alimentadas por medio de un circuito llamado *no protegido (NP)*, que está conectado a través de unas cuchillas desconectadoras y sin protección a las barras generales de corriente directa del tablero de servicio de estación, como se muestra en la Fig. 6.1. Con lo que se asegura la alimentación constante del circuito de disparo, ya que el interruptor termomagnético, que conecta a las barras principales de corriente directa a las terminales de la batería, solo operará instantáneamente para una falla próxima a las barras, pero se tiene el riesgo de que al presentarse una falla en el circuito *no protegido* no será librada sino hasta un tiempo después, con lo que se provoca el abatimiento de la tensión de la batería. Esta condición es preferible, para evitar que el interruptor termomagnético dispare antes de que la tensión de la batería descienda por debajo del valor mínimo de operación de los interruptores de potencia, como también es preferible que se llegue a dañar el circuito de alimentación posteriormente al disparo del interruptor. Cuando el interruptor de potencia se abre se enciende la luz verde.

El circuito de cierre del interruptor de potencia y el de control de las cuchillas motorizadas se alimentan por otro circuito denominado *protegido (P)* como se puede observar en la Fig. 6.1. Este circuito *protegido* está conectado a las barras generales de corriente directa del servicio de estación a través de un interruptor termomagnético.

6.2.2.2 Luz fija e intermitente

La Fig. 6.2 muestra el diagrama de control de un interruptor de potencia con dos bobinas de disparo, una de las bobinas se emplea para el disparo del interruptor por la operación de los relevadores de protección y la otra bobina para la apertura del interruptor por control manual [1, 2].

La lámpara indicadora está integrada al conmutador de control para la operación de los interruptores y de las cuchillas desconectadoras motorizadas. Cuando existe concordancia entre la posición en campo del interruptor o la cuchilla y la posición del conmutador de control correspondiente, la lámpara indicadora permanece apagada. Al haber discordancia, como puede ser el caso de que la protección haya disparado al interruptor, la lámpara indicadora se enciende y empieza a titilar hasta que el operador restablece manualmente la concordancia en el tablero de control. Para comprobar que todas las lámparas indicadoras se encuentran en buen estado se cuenta con un conmutador, montado en el tablero de control, que permite encender todas las lámparas.

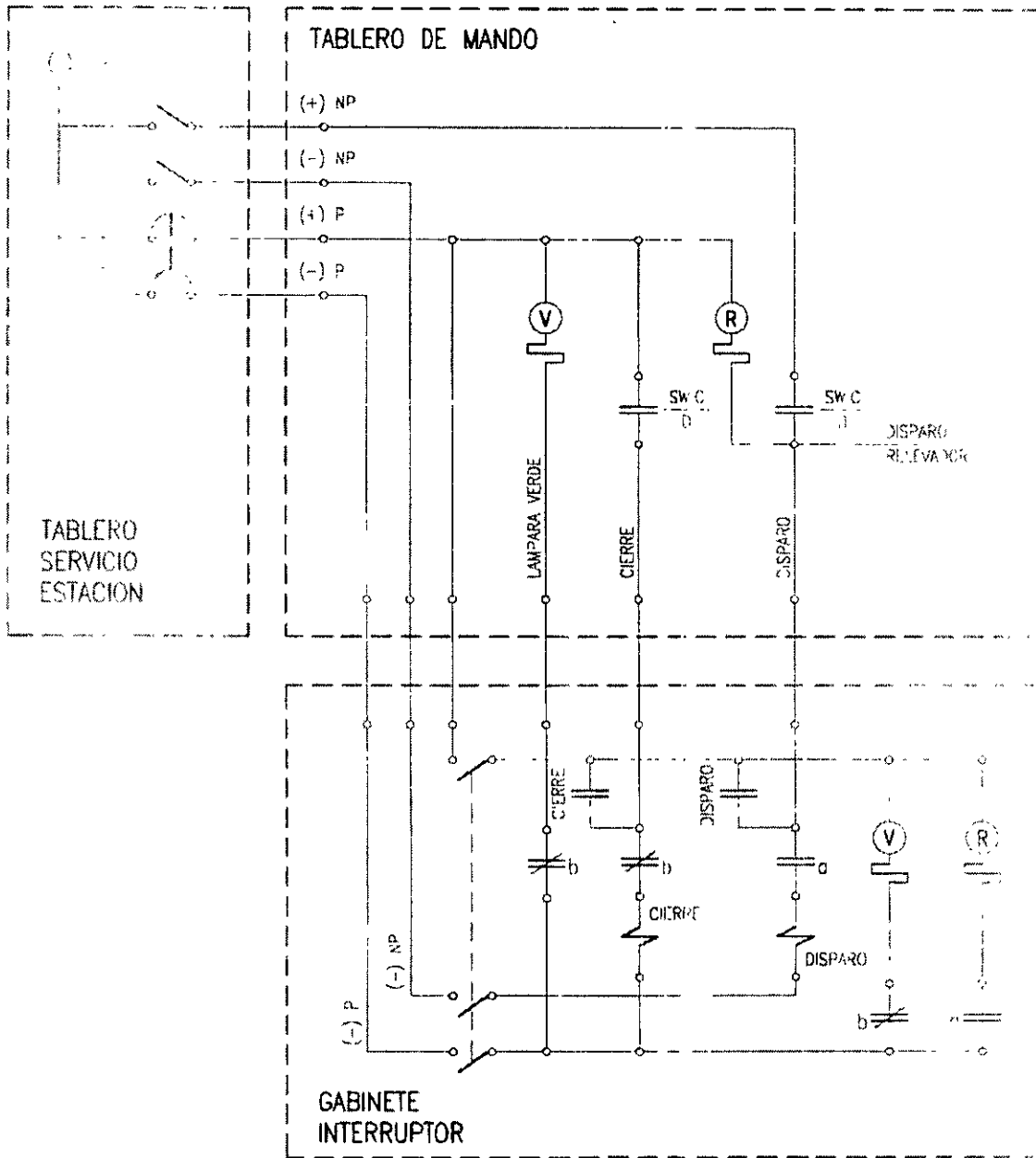


Fig. 6.1 Sistema de mando de lámparas de luz rojo y verde [1]

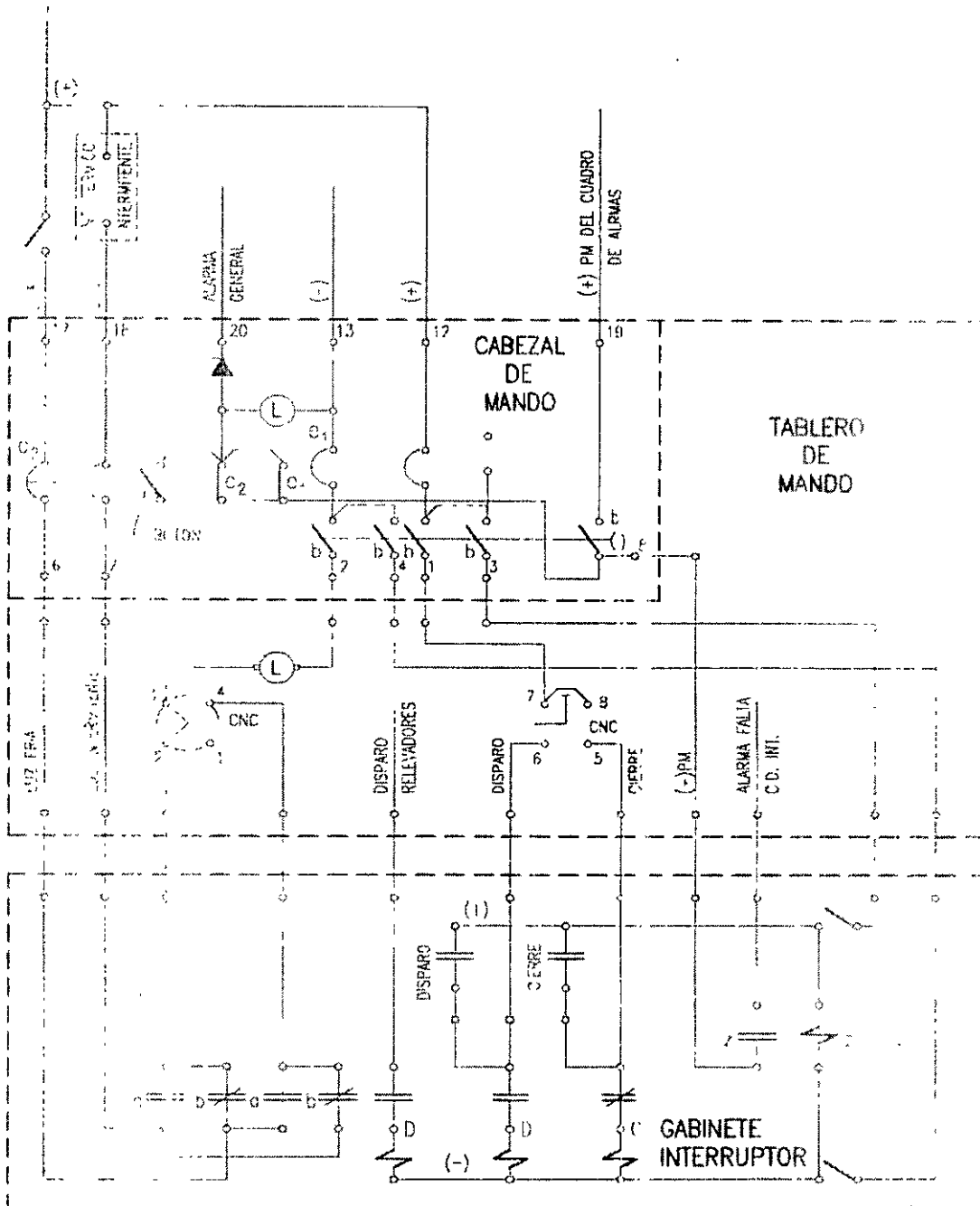


Fig. 6.2 Sistema de mando lámpara de luz fija e intermitente [1]

6.2.3 Diagrama mímico

Para el control local de una subestación es necesario que el operador pueda darse cuenta del estado que guardan los interruptores de potencia y cuchillas desconectadoras de la subestación para poder realizar las maniobras necesarias. Para esto, se utiliza el diagrama mímico que representa sobre el tablero de control el diagrama unifilar de la subestación, cuyas líneas y detalles están formados por listones de acrílico de colores. El diagrama mímico debe estar de acuerdo al código de colores indicado en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1 Código de colores [6]

Tensión kV	Color
400	Azul
230	Amarillo
161 a 138	Verde
115 a 90	Morado magenta
85	Rojo
79 a 60	Morado magenta
44 a 13.2	Blanco
< 13.2 a 1.0	Naranja
< 1.0	Negro

Mediante este diagrama el operador se percata, por medio de los indicadores de posición, cuando un interruptor de potencia o cuchilla desconectadora está abierto o cerrado. Estos indicadores de posición son los mismos conmutadores de control adaptados al diagrama mímico, los cuales, en el caso de un interruptor o cuchilla cerrada coinciden en dirección con el trazo de la línea, mientras en el caso de interruptor o cuchilla abierta se encuentran en dirección perpendicular con el trazo de la línea. Para la correcta interpretación del diagrama mímico el operador se auxilia de las lámparas de indicación o señalización tratadas en la Sección 6.2.2.

Para el caso de las cuchillas no motorizadas, estas se simbolizan en el mímico de la misma forma que en el diagrama unifilar de la subestación, representando a su navaja con un listón de acrílico que permite indicar su posición de abierta o cerrada.

6.2.4 Cuadro de alarmas

El cuadro de alarmas está localizado en el tablero de control aunque también en subestaciones grandes está montado en una consola, este consiste en un conjunto de señales luminosas y una sonora, que le indican al operador el funcionamiento anormal

de uno de los equipo de la subestación. Las alarmas utilizadas en las subestaciones se clasifican en las siguientes:

- a) Alarmas que indican cuando ha operado, para alguno de los elementos de la subestación (líneas de transmisión, bancos de potencia, bancos de capacitores, etcétera), su protección por relevadores.

La protección por relevadores de uno de los elementos de la subestación opera cuando ocurre una falla en este, al operar la protección cierra sus contactos, que se encuentran en serie con el circuito de disparo del interruptor que libra la falla, en serie con este circuito se encuentra también un relevador de alarma que se energiza al pasar la corriente de disparo del interruptor y cierra sus contactos activando una alarma sonora, la cual deja de sonar hasta que el operador la restablece manualmente.

Para que el operador se de cuenta rápidamente en que sección se presento la falla, se cuenta con un relevador de alarma para cada nivel de tensión de la subestación

- b) Alarmas que permiten señalar alguna condición anormal en el funcionamiento del equipo.

Los transformadores, interruptores y reguladores de tensión cuentan con una serie de dispositivos que indican la presencia de alguna anomalía en el equipo. Estos dispositivos envían una señal hasta el cuadro de alarmas activando a su vez la señal sonora y luminosa correspondiente. Normalmente se tienen para cada equipo las siguientes alarmas [2]:

- Interruptores:

- Disparo bloqueado por baja presión
- Cierre bloqueado por baja presión
- Motor fuera por sobrecarga
- Falta de corriente directa
- Baja presión
- Alta presión
- Operación asincrónica de polos
- Apertura o cierre incompleto de polos

- Transformadores:

- Buchholz
- Bajo nivel de aceite
- Alta temperatura de aceite
- Alta temperatura del devanado
- Operación de la válvula de sobrepresión
- Falta de corriente alterna en el enfriamiento

Falta de corriente directa
Falta de flujo de aceite
Falta de corriente alterna en el cambiador de derivaciones
Cambiador de derivaciones bloqueado
Bajo nivel de aceite en el cambiador de derivaciones
Sobrecarga en las bombas de aceite
Sobrecarga en los ventiladores

- Onda portadora

Tensión de alimentación anormal
Disparo por onda portadora

- Hilo piloto

Falla hilo piloto

Para el caso de los transformadores, normalmente se indican solo tres alarmas en el cuadro de alarmas: la de Buchholz, la de falta de corriente directa y la tercera que agrupa a las restantes. En el gabinete de control del transformador se instala un módulo de alarmas con lámparas piloto para cada alarma del transformador, que se encienden de acuerdo con el circuito que operó.

c) Alarmas reservadas para determinar la existencia de alguna anomalía en los circuitos de control o en el servicio de estación.

Los circuitos de corriente directa utilizados para el control, así como para otras funciones, se protegen por medio de relevadores que detectan la falla de alimentación de corriente directa y envían una señal de alarma cuando se realiza la apertura de los termomagnéticos o la falla del cable del circuito de alimentación.

Además se cuenta con una alarma sonora para indicar una condición de baja tensión en las barras generales de corriente directa de la subestación. Esta alarma se alimenta por medio de un circuito de corriente alterna.

6.3 Control remoto

El control remoto es utilizado para operar a una subestación desde un centro de operación, comúnmente se le conoce como telecontrol. En las subestaciones con este tipo de sistema de control, normalmente la operación de su equipo se realiza con el telecontrol y solo en casos de emergencia se operan desde el tablero de control local de la subestación. Las subestaciones se diseñan con sistemas de control remoto con la finalidad de disminuir costos de operación y aumentar la confiabilidad y eficiencia [1, 3].

Para el telecontrol de las subestaciones de LFC se utiliza el sistema denominado Control Remoto y Adquisición de Datos (CRAD). Este es un sistema en el cual la

información obtenida, a través de la unidad terminal remota, sobre las condiciones de operación de la subestación, es transmitida por los medios de comunicación adecuados a las computadoras, ubicadas en el Centro de Operación y Control (COC). Esta información es procesada y presentada en las terminales de operación para que los operadores procedan a realizar las instrucciones necesarias, además de la información obtenida, las computadoras interpretan las acciones de control remoto indicadas por el operador, para poder ejecutar maniobras en el equipo de la subestación. En la Fig 6.3 se indica la configuración del sistema CRAD cuyas funciones principales son las siguientes [3, 5].

a) Telecontrol.- El operador puede realizar maniobras remotamente desde el centro de control, tales como:

- Apertura y cierre de interruptores
- Apertura y cierre de cuchillas
- Reposición de relevadores auxiliares de disparo de protecciones (86)
- Subir y bajar la posición del cambiador de derivaciones de transformadores de potencia
- Bloqueo de cierre de interruptores de enlace de 23 kV
- Bloqueo individual de recierre
- Cierre de interruptores con sincronización

b) Telesñalización.- El operador puede supervisar, por medio de esta función, el estado que guarda el equipo de la subestación como:

- La posición de abierto o cerrado de interruptores y cuchillas
- Estado de los sistemas automáticos de control
- Operación de los relevadores de protección debido a fallas en las instalaciones.
- Indicación de alguna condición anormal en el equipo de la subestación
- Señalización de las condiciones generales de la subestación, como por ejemplo. bajo voltaje de batería, opero sistema contra incendio, puerta abierta de la subestación, etcétera.

Toda condición de alarma que ocurre en el equipo de la subestación, se presenta inmediatamente y el operador en el centro de control la recibe tanto en forma sonora como luminosa, así como también escrita.

Como las alarmas que indican alguna condición anormal en un equipo determinado de la subestación son varias, y no se dispone de la cantidad de puntos suficientes en la unidad terminal remota para poderlas enviar todas al centro de operación, las alarmas según su trascendencia se clasifican en:

- Alarma emergencia equipo: es un grupo de alarmas que indican averías que ponen en peligro inmediato a un equipo determinado, por lo que deben ser atendidas lo más rápido posible.

CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS

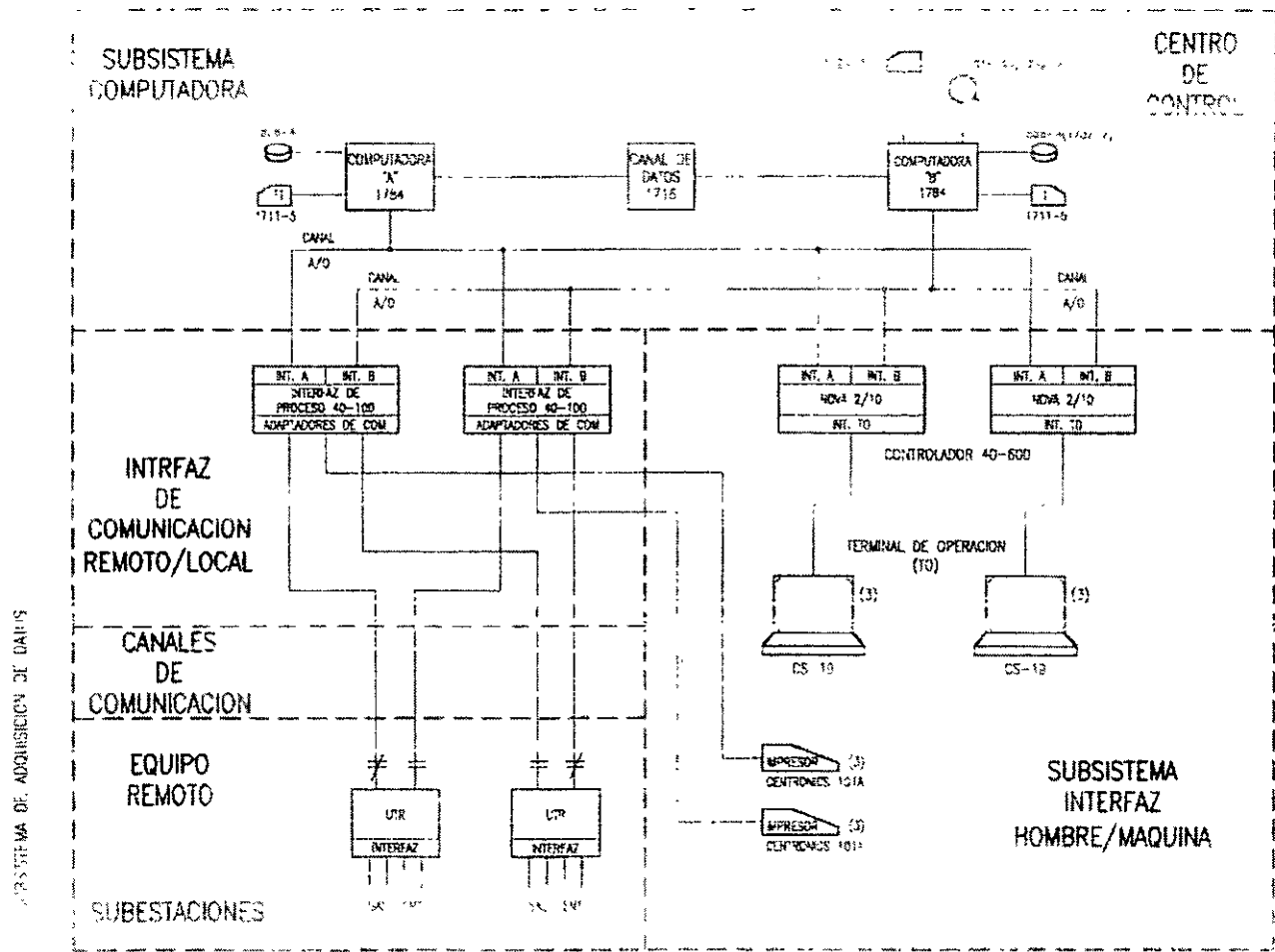


Fig. B.3 Sistema de control remoto y adquisición de datos (CRAD) [5]

- Alarma alerta equipo: es un conjunto de alarmas que indican situaciones anormales que no presentan un peligro inminente al equipo y que permiten disponer de un tiempo suficiente para corregir la falla.

Las funciones requeridas de alarmas para los equipos de subestaciones telecontroladas se indican en la referencia [3].

- c) Telemedición: el operador puede obtener desde el centro de operación la medición de las magnitudes eléctricas de las líneas de transmisión, de los bancos de potencia, de los alimentadores de distribución, etcétera. Por medio de transductores, las señales de medición analógicas se convierten en señales digitales o binarias antes de ser enviadas tanto a la unidad terminal remota como al equipo de medición del tablero miniaturizado. En la Sección 7.5.2 del Capítulo 7, se describe el sistema con medición remota.

Existen diversos componentes que permiten el control remoto de las subestaciones, los cuales se describen a continuación.

6.3.1 Transductores

Un transductor es un elemento que recibe una variable cualquiera y que produce una salida cuyo valor se relaciona con el de la entrada, según alguna regla específica de conversión. En la mayor parte de los casos, el valor de la salida es directamente proporcional al valor de la entrada. En la Sección 7.4.9 5 del Capítulo 7, se describen los transductores empleados en la telemedición.

Un transductor eléctrico recibe una señal analógica eléctrica de corriente alterna como corriente, tensión, potencia activa o reactiva, frecuencia, etcétera, y produce una salida digital o binaria de corriente directa proporcional al valor de la variable de entrada [8].

6.3.2 Muro de conexiones

Las señales de control, medición y señalización de los elementos de la subestación (líneas, bancos de potencia, alimentadores de distribución, etcétera) provenientes de los tableros de control protección y medición, así como, de los gabinetes auxiliares de los interruptores, se agrupan en el muro de conexiones para enviarlas al registrador de eventos, al gabinete de relevadores intermedios, al tablero de control miniaturizado, y a la unidad terminal remota respectivamente.

6.3.3 Tablero de control miniaturizado

El tablero de control miniaturizado, realiza las mismas funciones que el tablero de control en subestaciones no telecontroladas, pero el tablero de control miniaturizado solo se utiliza para el control local de las subestaciones telecontroladas; se conforma por equipo de medición y conmutadores de control miniaturizados, utilizando el tipo de señalización de luz fija y luz intermitente, con la lámpara también integrada al conmutador de control.

En el tablero de control miniaturizado se encuentran colocados los conmutadores de sincronización, el de bloqueo de cierre de enlaces y el de bloqueo de recierres, así como también, los botones de reposición de relevadores auxiliares (86) y el de prueba de lámparas. También en el tablero de control miniaturizado está simbolizado el diagrama mímico con las mismas características y funciones que el de los tableros de control de subestaciones no telecontroladas.

6.3.4 Gabinete de relevadores intermedios (GRI's)

La unidad terminal remota opera con una tensión de 48 VCD, por otro lado, las señales tanto de alarmas como las de indicación de posición de interruptores y cuchillas están alimentadas con una tensión de 125 VCD. Por lo cual es necesario realizar un arreglo por medio de relevadores para hacer el cambio de tensión de 125 VCD a 48 VCD de las señales indicadas y poderlas hacer llegar a la UTR a la tensión requerida.

6.3.5 Unidad terminal remota (UTR)

La UTR es un equipo en el que se concentran y codifican las señales de control medición y señalización de la subestación, para convertirlas en información que se pueda transmitir al centro de control, donde por medio de computadoras es procesada para que el operador pueda tener una visión completa del funcionamiento de cada una de las subestaciones del sistema [2, 9]. En la Fig. 6.4 se muestra un diagrama simplificado de una terminal remota.

Las señales de control, medición y señalización provenientes del muro de conexiones se conectan en la UTR para enviarlas, a través de un medio de comunicación adecuado, al COC. En las Figs. 6.5 a 6.8, se indica el telecontrol para subestaciones con UTR concentrada.

Con la utilización de equipo multifunción y de las UTR's distribuidas, las conexiones con el gabinete auxiliar de los interruptores se siguen realizando pero se hacen llegar todas las funciones de control, señalización y medición al gabinete de control, protección y medición (CPM) del elemento respectivo, para conectarlas a la UTR distribuida que se encuentra montada en el mismo gabinete. De la UTR distribuida las señales se envían a un concentrador que a su vez las envía a la computadora maestra y al control local de la subestación, así también, por un sistema de comunicación adecuado las transmite al centro de control [10]. En las Figs. 6.9 a 6.12 se muestra la automatización para el telecontrol de subestaciones con UTR distribuida.

La tendencia actual consiste en que en el gabinete, con el equipo de CPM y la UTR distribuida, se hacen llegar todas las funciones de control medición, señalización y alarmas del equipo de potencia, para enviarlas a un concentrador que recibe las funciones de los gabinetes de los otros elementos de la subestación. El concentrador, por un lado envía estas señales al centro de operación y por otro lado a una computadora para realizar las funciones de comando local de la subestación y el monitoreo del registro de eventos, de mediciones de parámetros, así como, el conteo y magnitudes de fallas [10].

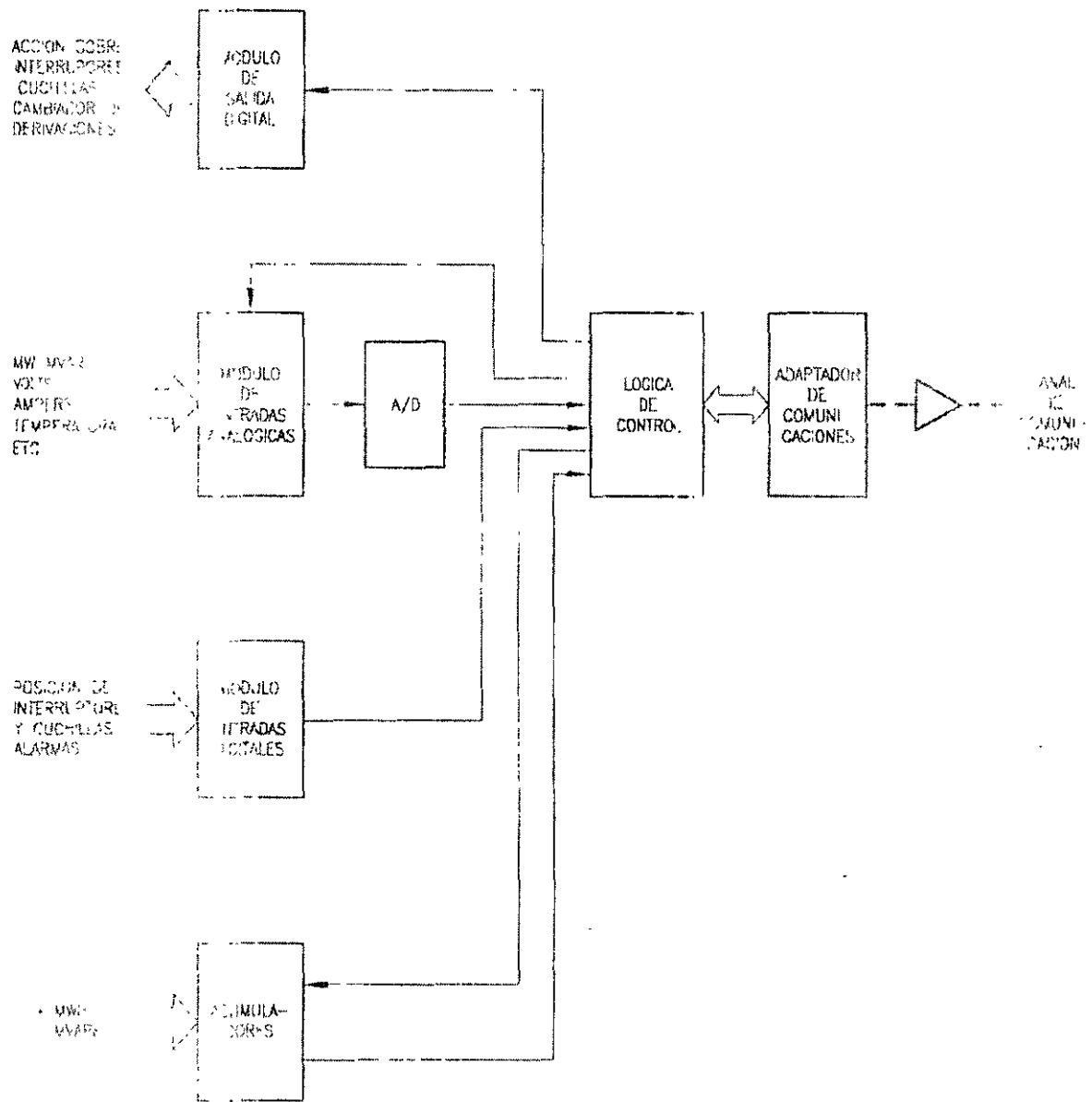


Fig. 6.4 Diagrama simplificado de una terminal remota [3]

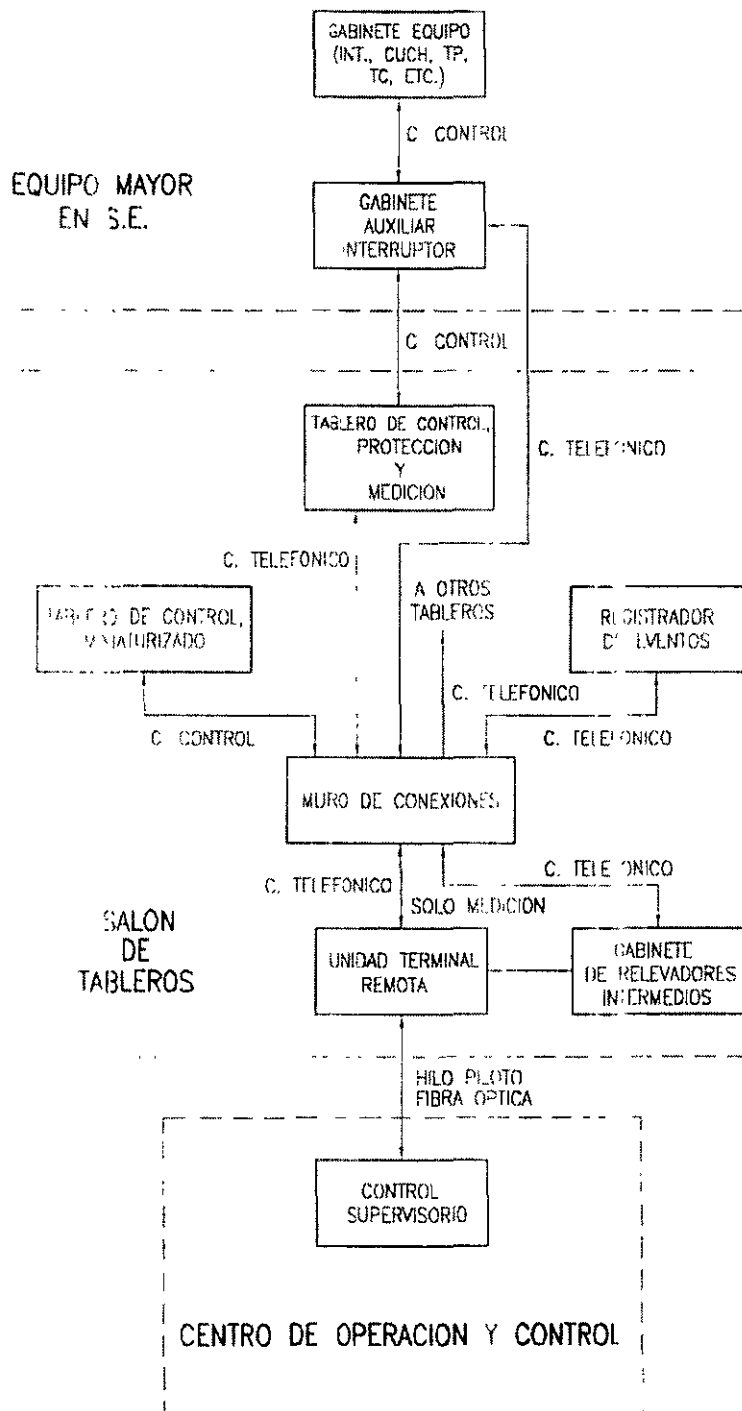
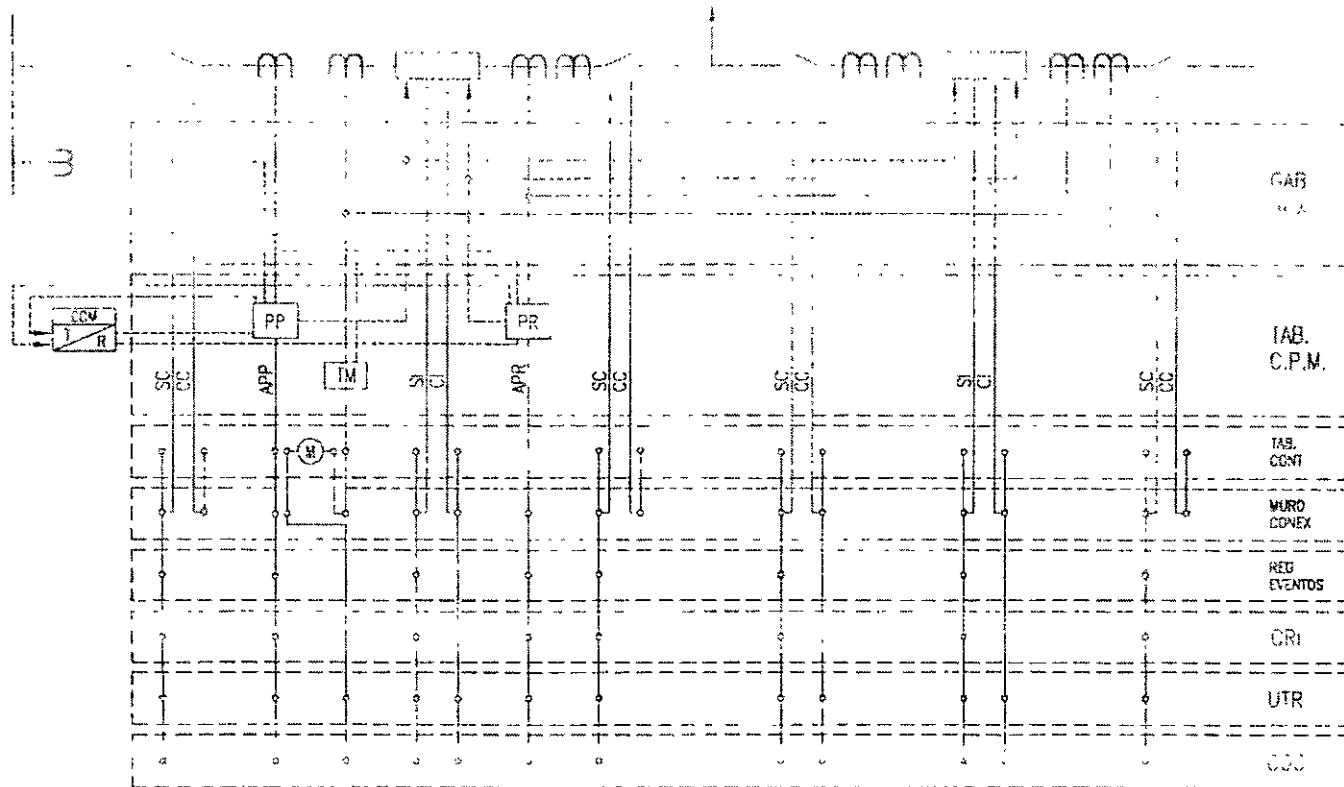


Fig. 6.5 Telecontrol de subestaciones con UTR concentrada [10]



- | | | | |
|----|-------------------------|-----|----------------------------|
| PP | PROTECCION PRIMARIA | SI | SEÑALIZACION INTERRUPTOR |
| PR | PROTECCION DE RESPALDO | CI | CONTROL INTERRUPTOR |
| TM | TRANSDUCTOR DE MEDICION | SC | SEÑALIZACION CUCHILLA |
| M | MEDIDOR | CC | CONTROL CUCHILLA |
| | | APP | ALARMA PROTECCION PRIMARIA |
| | | APR | ALARMA PROTECCION RESPALDO |

Fig. 6.6 Diagrama de control, protección y medición caso línea con UTR concentrada [10]

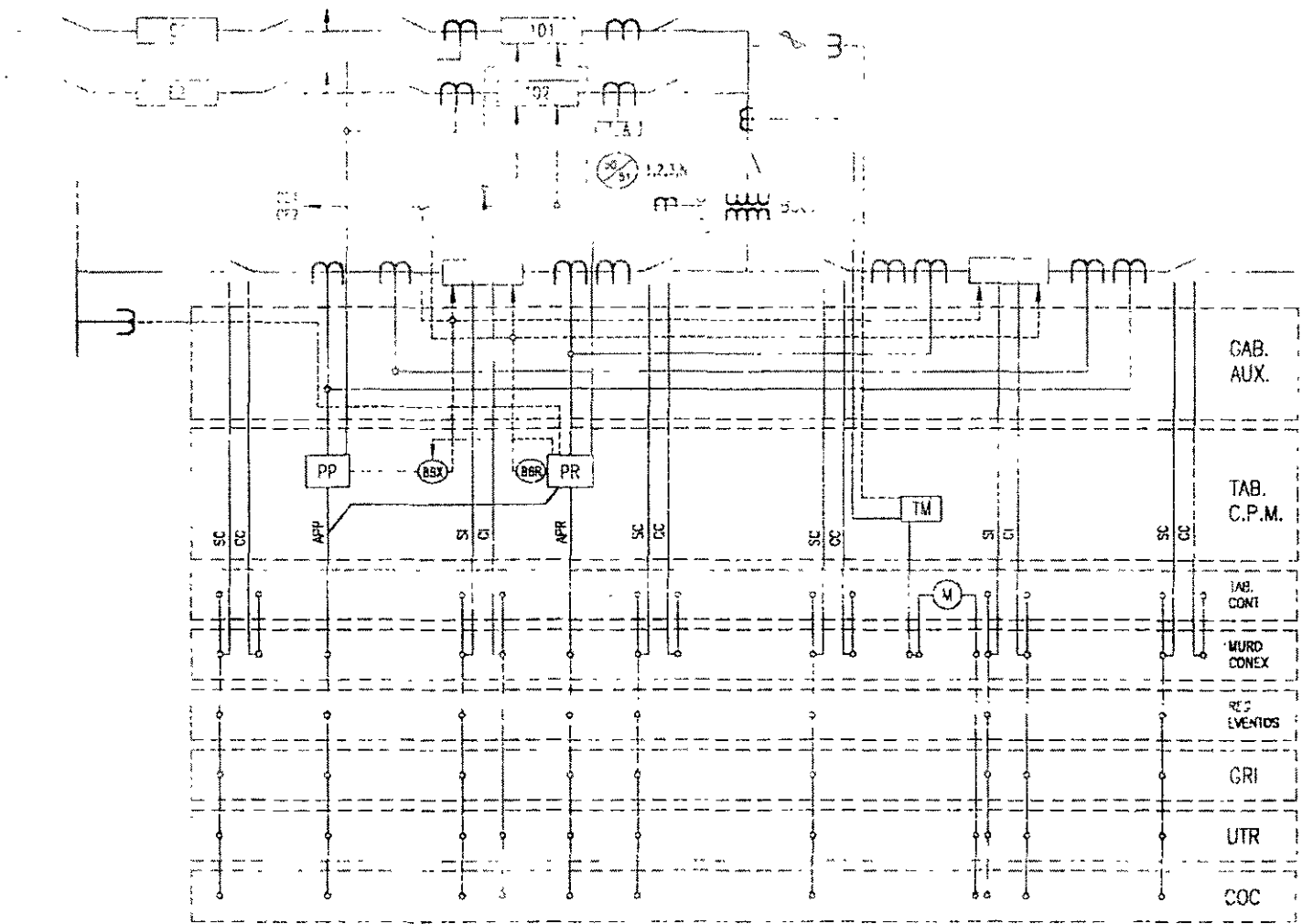


Fig. 6.7 Diagrama de control, protección y medición caso transformador con UTR concentrada [10]

A. MENI.

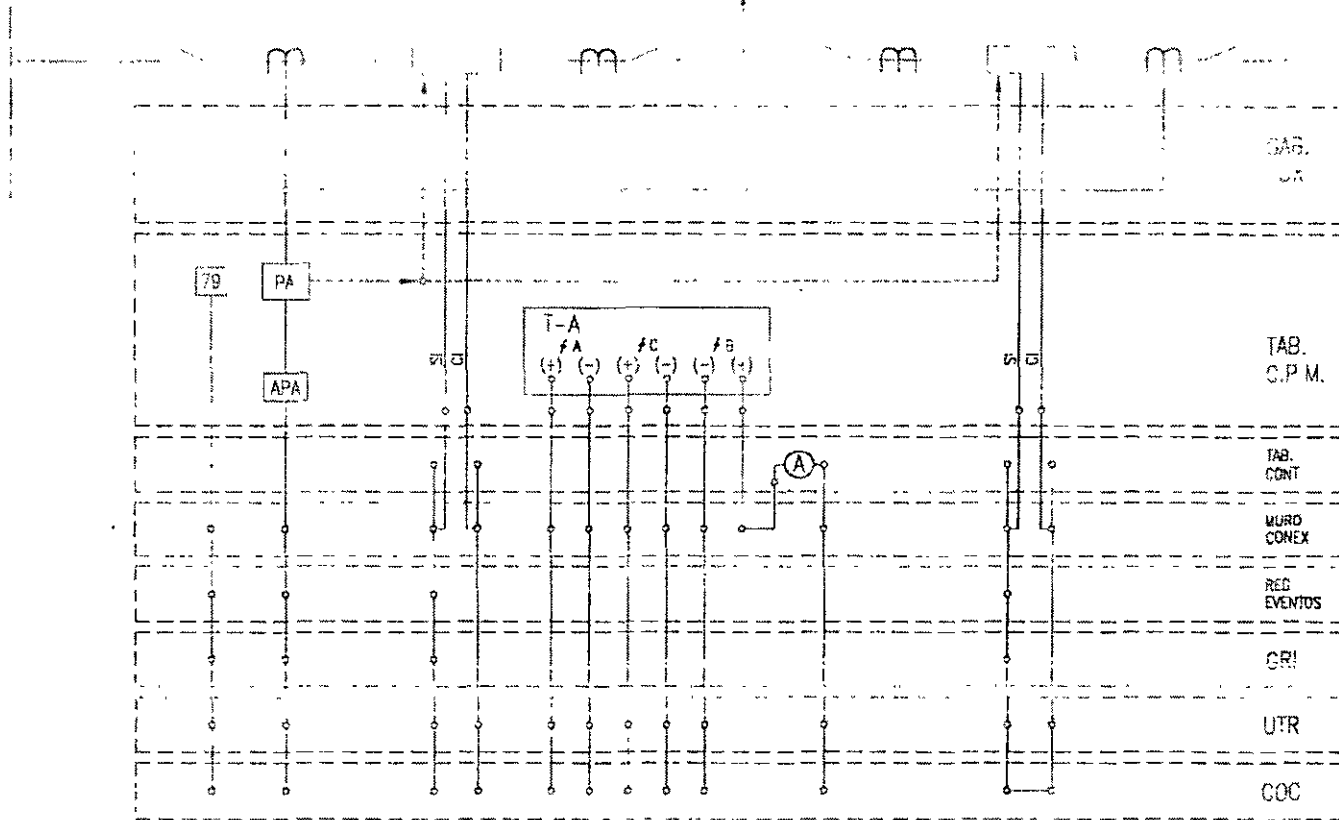


Fig. 6.8 Diagrama de control, protección y medición caso alimentador con UTR concentrada [10]

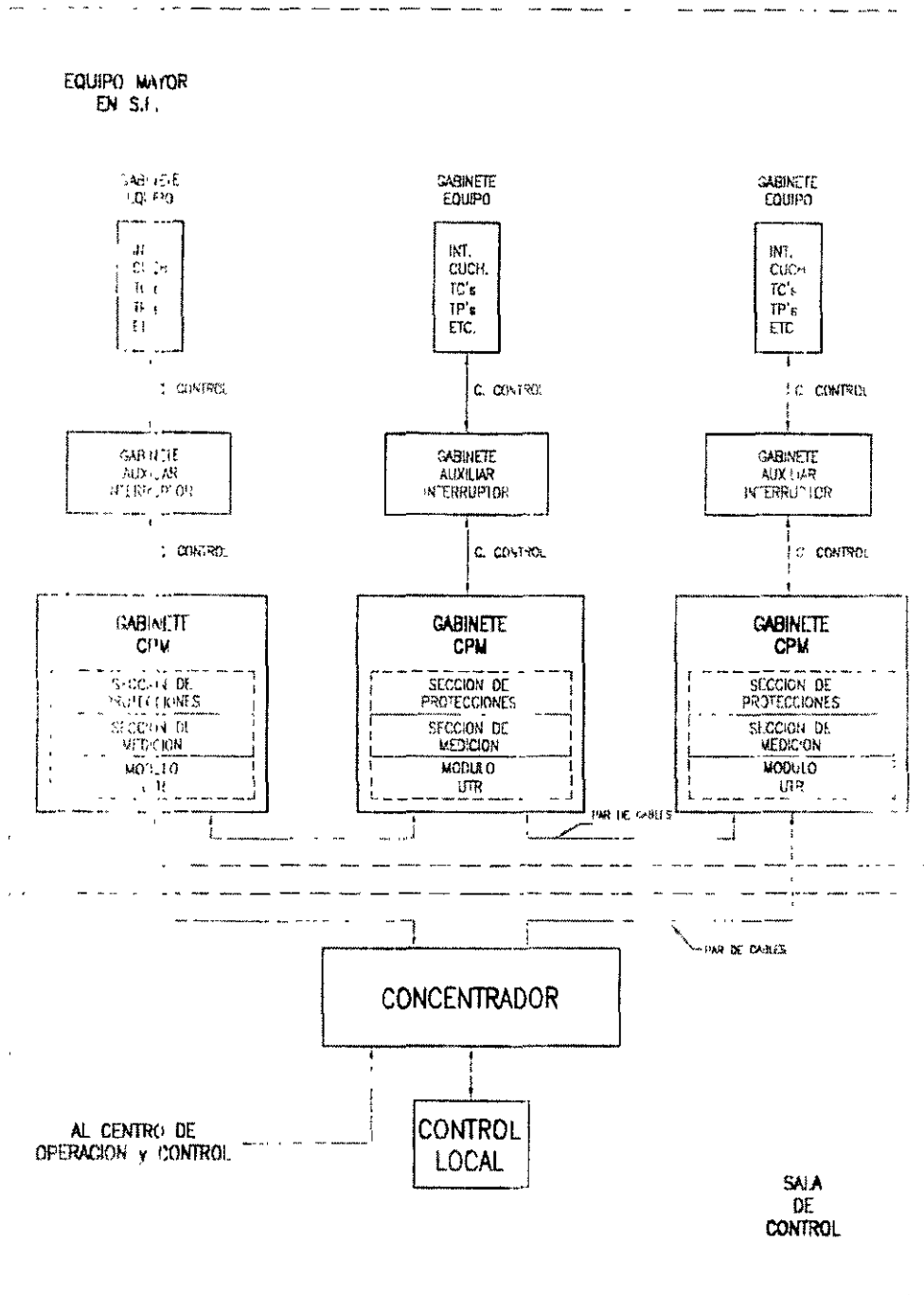


Fig. 6.9 Telecontrol subestaciones convencionales con UTR distribuido [10]

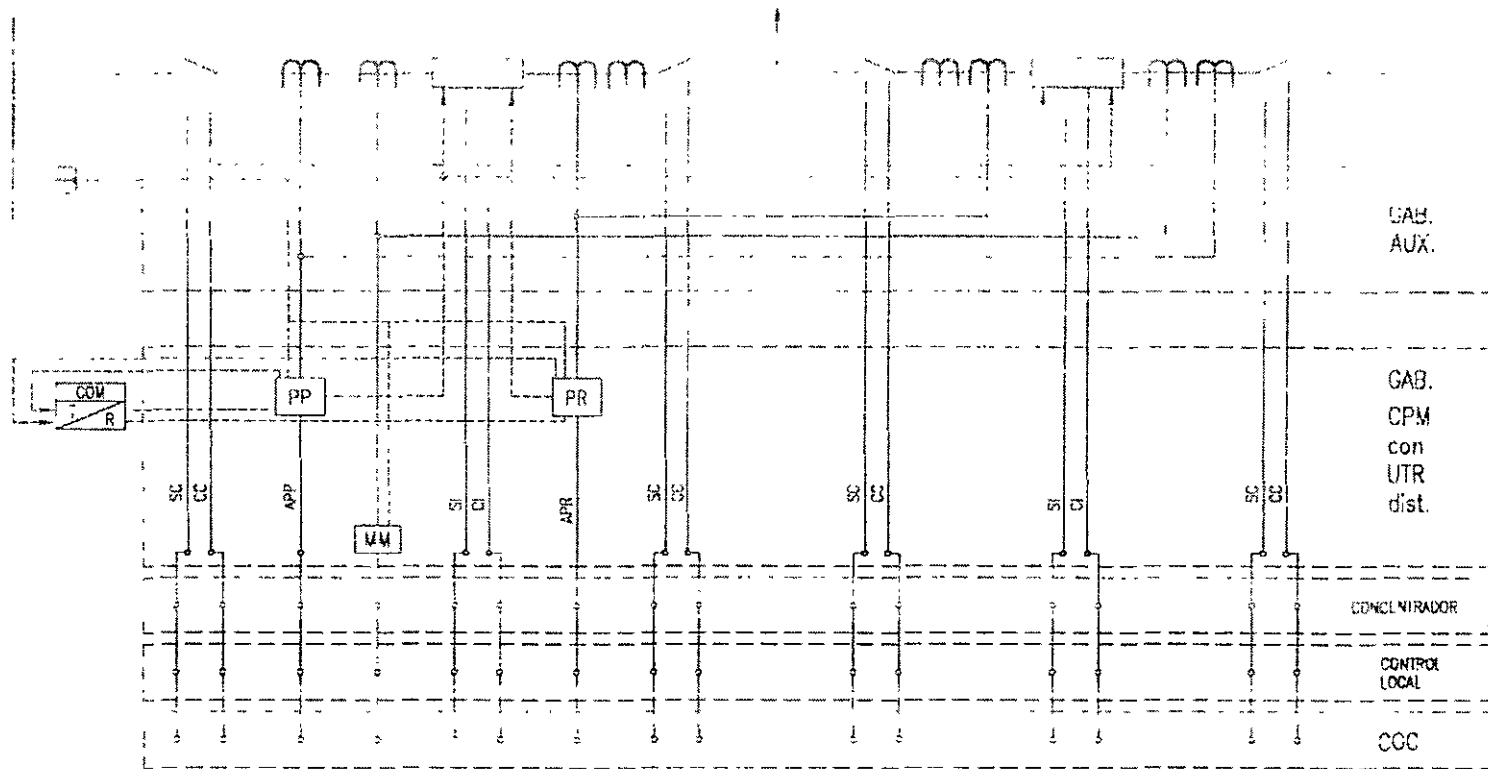


Fig. 6.10 Diagrama de control, protección y medición caso línea con UTR distribuida [10]

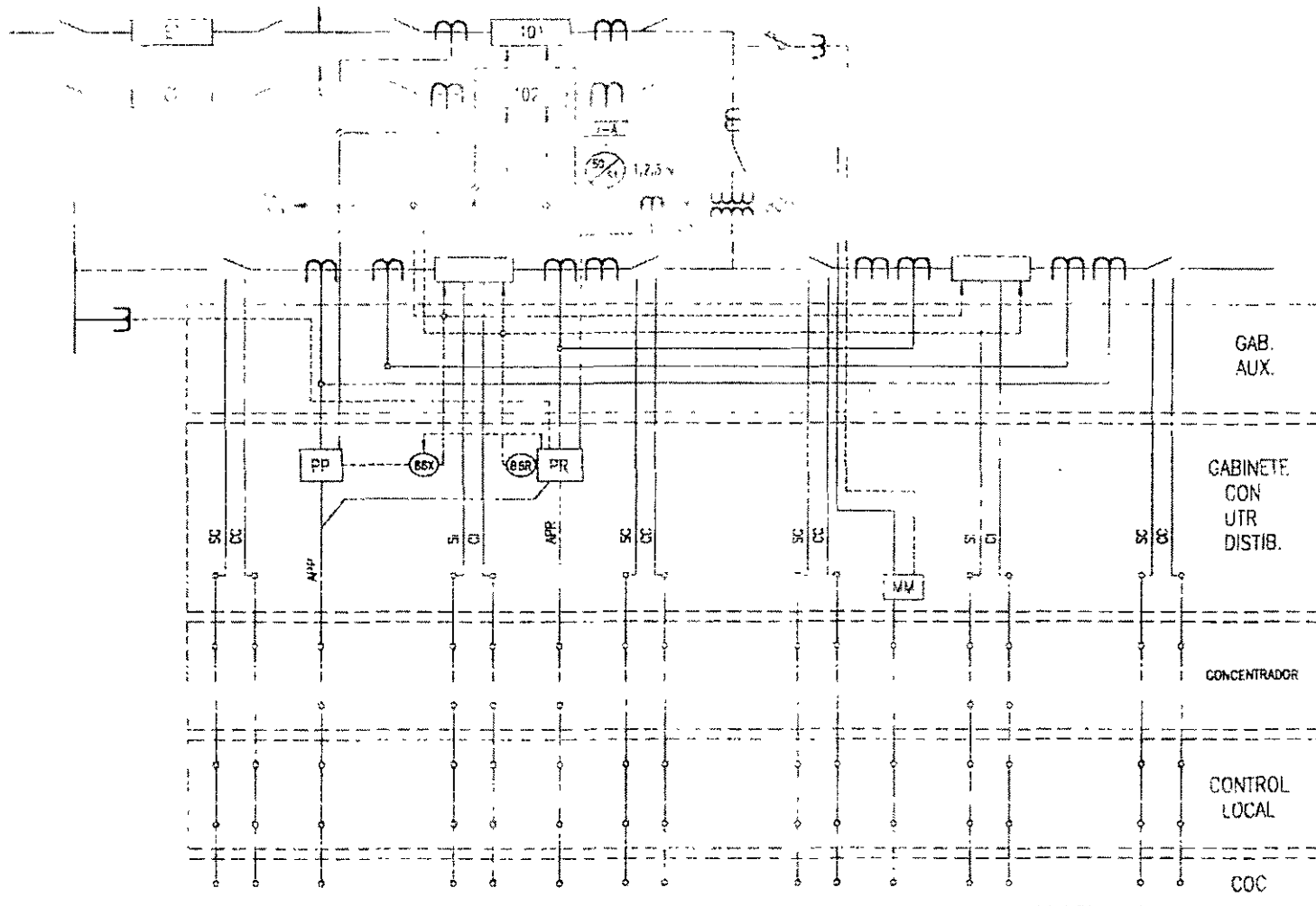


Fig. 8.11 Diagrama de control, protección y medición caso transformador con UTR distribuida [10]

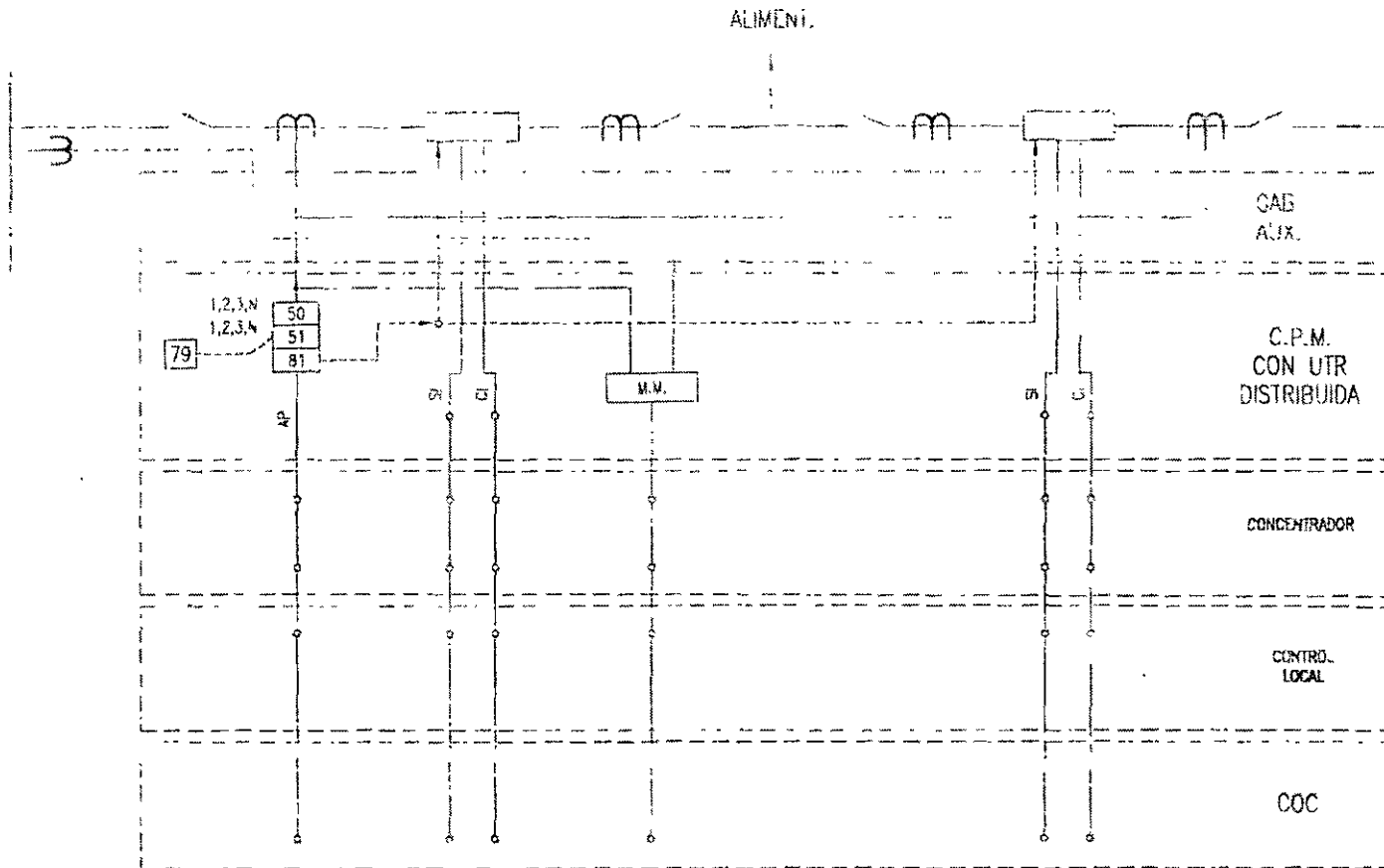


Fig. 6.12 Diagrama de control, protección y medición caso alimentador con UTR distribuida [10]

Los equipos basados en microprocesadores cuentan con puertos para comunicarse a la computadora de la subestación. Con esta comunicación se puede obtener la señalización, registros de eventos, fallas, medición, alarmas, corriente de cortocircuito y número de operaciones con la que efectúan su apertura los interruptores [10].

Este tipo de sistema de control ha simplificado las instalaciones debido a que permite eliminar los muros de conexiones, el registrador de eventos, el tablero de control miniaturizado y además como la alimentación de corriente directa a las UTR, ya es a 125 VCD, también se prescinde del gabinete de relevadores intermedios.

En las Figs 6.5 a 6.12, se indica el desarrollo de la filosofía de control, protección y medición para líneas, transformadores y alimentadores en subestaciones, considerando las UTR concentradas y distribuidas.

Las funciones requeridas por la UTR de una subestación se indican en la referencia [3].

6.3.6 Equipo de telecomunicación

Para satisfacer las funciones de control, señalización, medición y voz entre las subestaciones y el COC, se emplean los mismos medios de comunicación utilizados en la protección de las líneas de transmisión de media y alta tensión, como son el hilo piloto, onda portadora (OPLAT), banda lateral única (BLU), y fibra óptica, a través de las unidades terminales remotas instaladas en las subestaciones télécontroladas [9, 10]

Otro sistema de comunicación alternativo entre subestaciones y el COC son las microondas pero solo se justifican económicamente cuando son distancias muy grandes, cuando el terreno es adecuado, las necesidades de capacidad son moderadas y las autoridades gubernamentales en telecomunicaciones, permiten usar frecuencias de microondas en redes privadas [9].

6.3.7 Sistema de información y control en tiempo real (SICTRE)

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ha dividido al Sistema Eléctrico Nacional (Fig. 6.13), para su operación y supervisión en 8 áreas de control que son [3]:

- Central (México D.F.)
- Oriental (Puebla)
- Occidental (Guadalajara)
- Noroeste (Hermosillo)
- Norte (Torreón)
- Noreste (Monterrey)
- Baja California (Mexicali)
- Peninsular (Mérida)

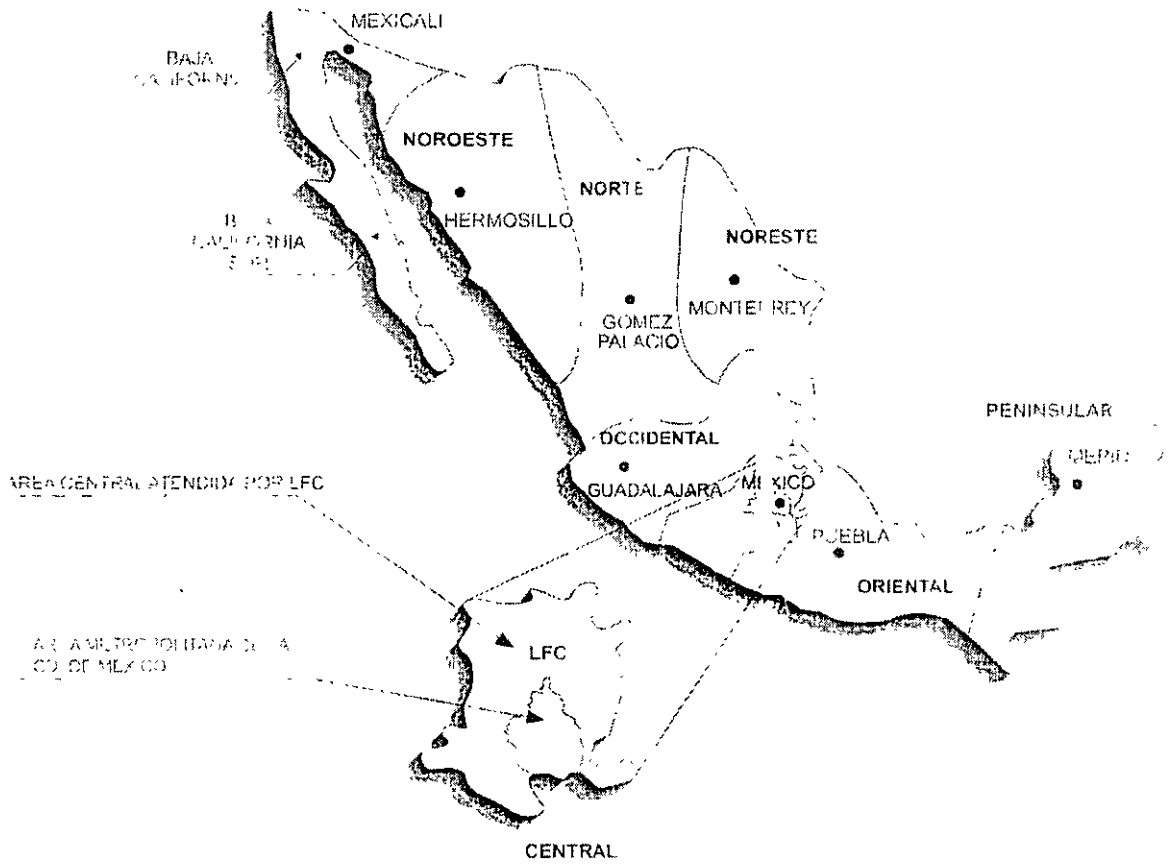


FIG. 5.13 Área de control central de LFC del sistema eléctrico nacional

La coordinación y supervisión de los centros de control de área se encuentra a cargo del centro nacional, ubicado en la ciudad de México, siguiendo estrategias y criterios a nivel nacional, para lograr los tres objetivos básicos [3]:

Continuidad de servicio
Calidad del servicio
Optimización de los recursos energéticos primarios

Para lograr estos objetivos, se requiere obtener información de la red troncal de generación y transmisión que permita tomar decisiones, ordenar acciones de control y analizar resultados de la operación del sistema.

La estructura jerárquica del SICTRE (Fig. 6.14), se configura en tres niveles que son [3].

- 1^{er} Nivel: es el centro nacional donde se recibe la información de las áreas de control y se analiza la seguridad del sistema, despacho económico de generación y se determinan los intercambios entre áreas, coordinando la operación como un todo nacional.
- 2° Nivel: son los centro de control de área equipados con un sistema de computadoras donde se recibe la información proveniente de las subestaciones y centrales eléctricas para supervisión y control de la red y que es procesada para efectuar el control automático de generación, para tomar acciones correctivas de emergencia y pronosticar la carga.
- 3^{er} Nivel: son las terminales remotas instaladas en las subestaciones y centrales más importantes del sistema eléctrico interconectado, que reciben y transmiten la información a los centros de área y ejecutan los comandos provenientes de aquellos.

Las subestaciones de LFC que están dentro del SICTRE son las siguientes:

Remedios
Santa Cruz
Valle de México 230 kV
Valle de México 85 kV
Cerro Gordo
Aurora
Ixtapalapa
Atizapán
Contreras
Chapingo
Coapa
Taxqueña
Olivar-Álamo
Lechería
Barrientos

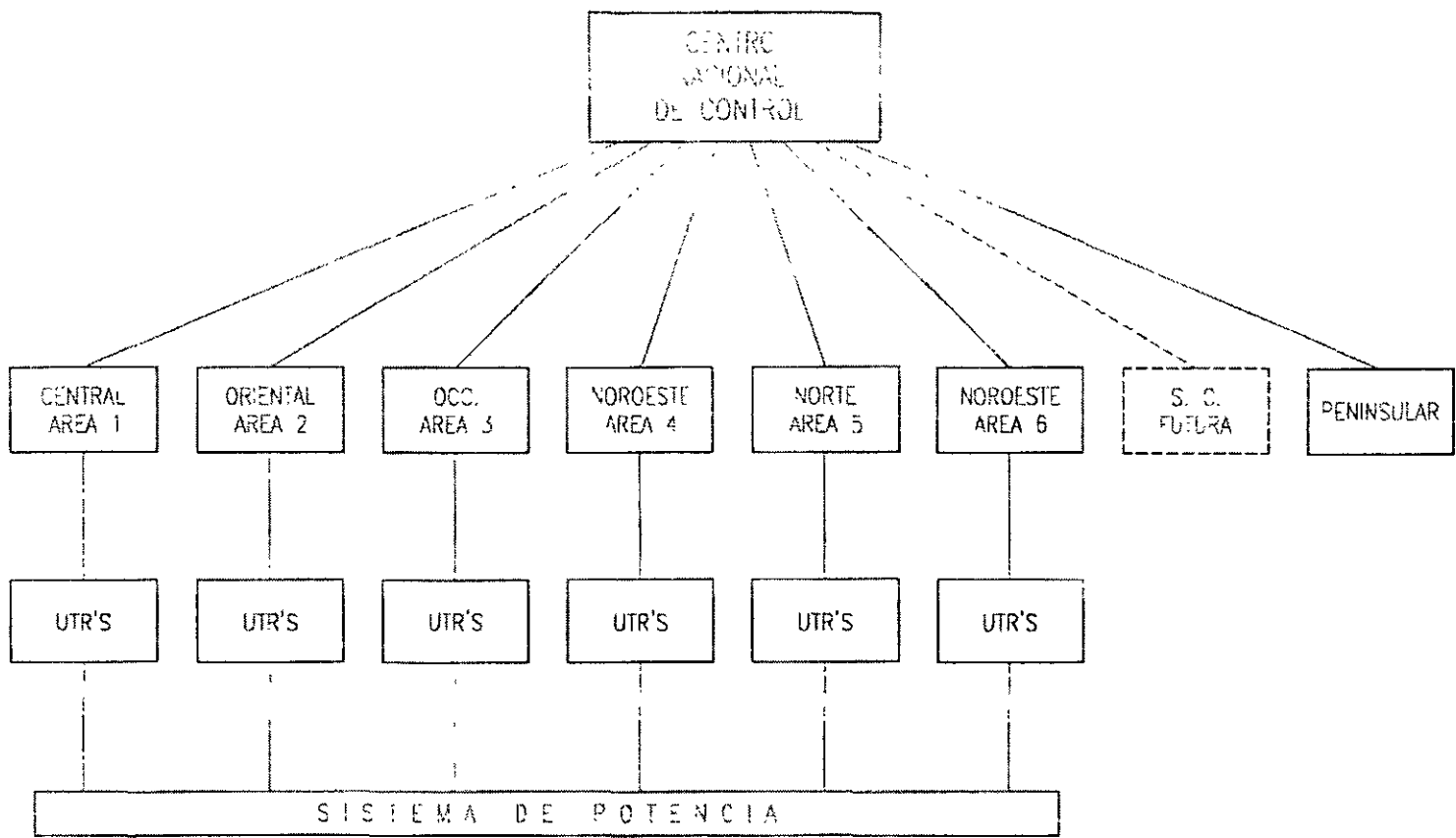


Fig. 6.14 Configuración del sistema de información y control en tiempo real [3]

Apasco
Km-0
Ecatepec
Atenco
Jamaica
Nonoalco
Magdalena

6.4 Control automático

Fundamentalmente los sistemas de control automático de una subestación no telecontrolada son los mismos que para una subestación telecontrolada. El empleo de sistemas automáticos de control tiene las siguientes finalidades [1]:

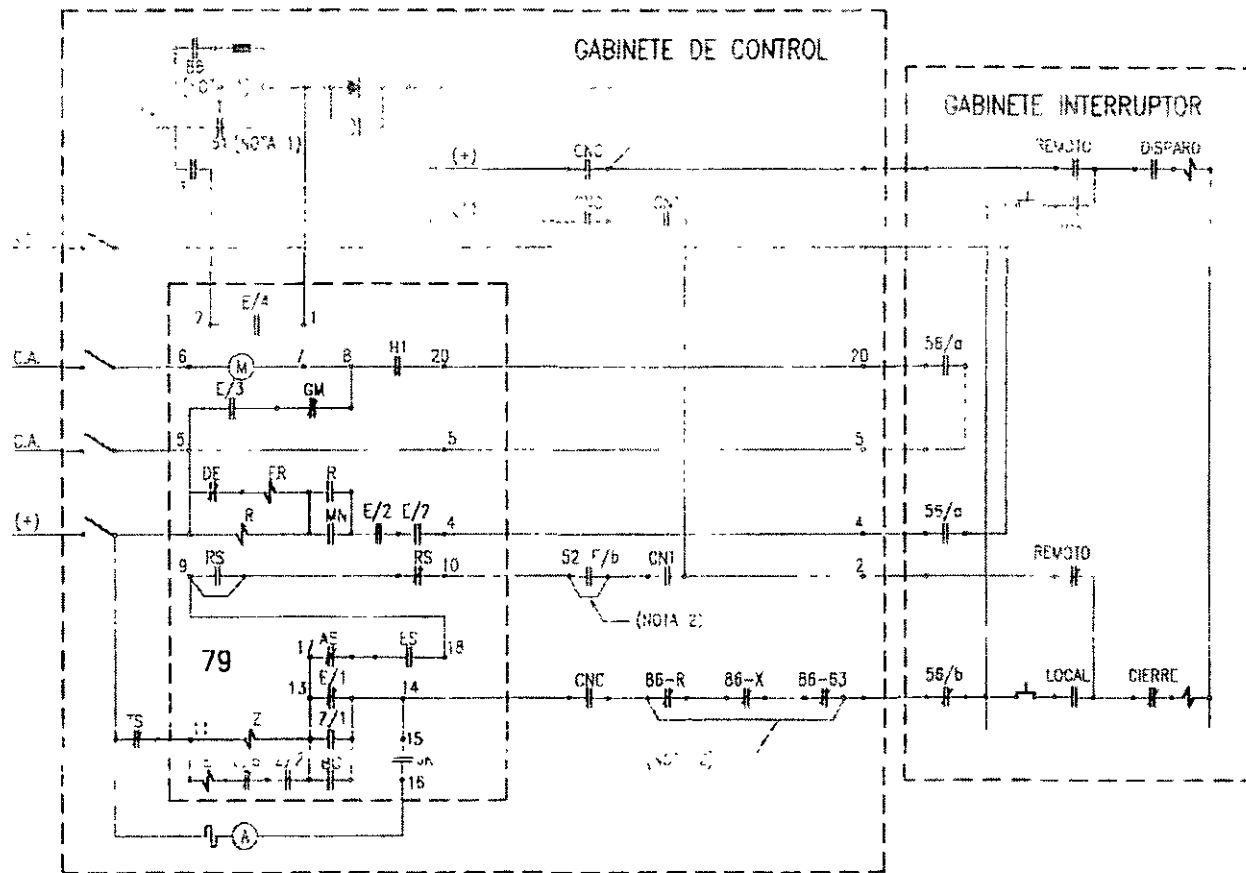
- Mejorar la calidad de servicio aumentando la rapidez de las maniobras correspondientes, lo que permite reducir el tiempo para restablecer el suministro de energía eléctrica.
- Evitar posibles errores humanos en la operación para aquellos casos en que la secuencia correcta de la maniobra puede predeterminarse y realizarse automáticamente.

Los sistemas automáticos de control utilizados en las subestaciones de LFC son los siguientes [1]:

Recierre automático en alimentadores de distribución
Transferencia automática de alimentadores de un transformador a otro
Tiro de carga por baja frecuencia
Transferencia automática de potenciales
Sincronización automática
Regulación automática de tensión

6.4.1 Recierre automático en alimentadores de distribución

La mayor parte de las fallas en los alimentadores aéreos son producidas por arcos eléctricos en el propio alimentador, por lo que sin causar un daño permanente a las instalaciones, se puede mandar cerrar al interruptor, después de haber sido disparado por la propia protección del mismo alimentador, considerando un tiempo determinado que sea suficiente para permitir la desionización del aire en el lugar donde ocurrió el arco eléctrico. En general este tiempo no debe ser menor a 0.25 segundos para el primer recierre. El recierre automático se aplica cuando al ocurrir una falla opera la protección del alimentador, abriendo su interruptor asociado, el cual inmediatamente después recibe la orden de cierre a través del relevador de recierre correspondiente y dependiendo de la naturaleza de la falla puede o no repetirse tres veces más el ciclo de apertura y cierre (Figs. 6.15 y 6.16).



NOTAS :

1. LOS RELAYADORES 66 REPRESENTAN LA PROTECCION DE LOS RANCOS DE POTENCIA
2. LOS RELAYADORES 67 REPRESENTAN LA PROTECCION DE LOS ALIMENTADORES
3. EL INTERRUPTOR EXISTE SOLO CUANDO EL ARRANQUE NO ES EN AVILLO

Fig. 8.15 Diagrama de recierre con relevador ACR 11 G.E. [1]

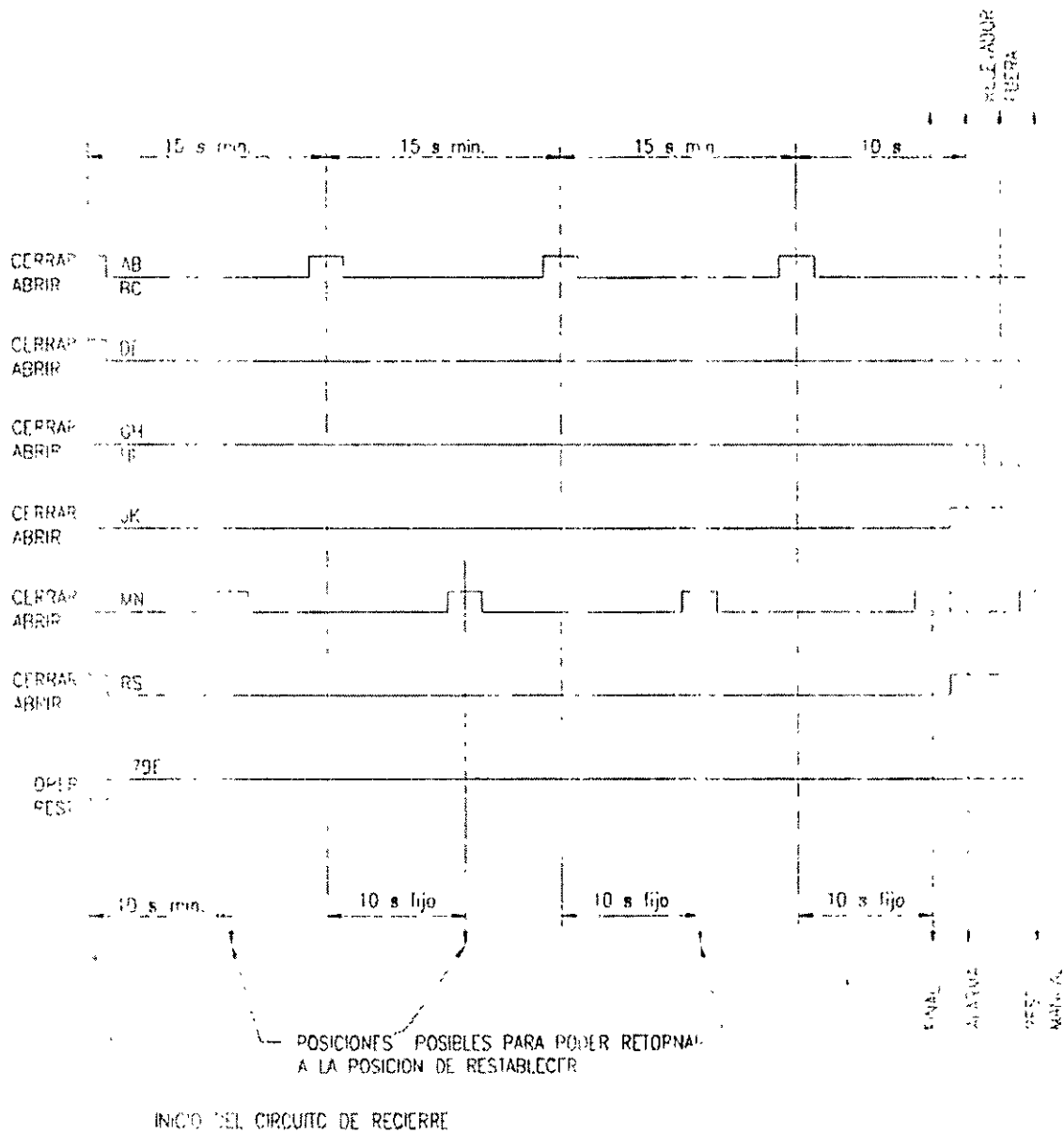


Fig. 6.16 Secuencia de operación del relevador de recierre ACR 11 G.E. [1]

En el caso de alimentadores con cables subterráneos cuando se produce una falla, esta es generalmente de carácter permanente y al intentar un recierre, solo se conseguirá aumentar el daño del cable, por lo cual no se aplica el recierre [2, 5].

6.4.2 Transferencia automática de alimentadores de un banco de potencia a otro

Para evitar que la desconexión de un banco de potencia trifásico, causada por la operación de su protección, produzca una interrupción del servicio, las subestaciones de distribución de 85/23 kV y de 230/23kV, se diseñan de tal manera que se pueda transferir automáticamente la carga del banco afectado a otro u otros bancos y dependiendo del tipo de arreglo que se tenga en la sección de 23 kV, se realiza la transferencia de carga como se describe a continuación [1]:

- Arreglo en anillo para 23 kV

Cuando se presenta una falla en uno de los bancos de potencia (Fig. 6.17), opera su protección enviando un disparo a los interruptores asociados y manda una señal de cierre a los interruptores de enlace de los alimentadores afectados, mediante el relevador auxiliar (86) respectivo. La señal de cierre **está** supervisada por un contacto "b" de los interruptores de los alimentadores adyacentes que abrieron.

Este arreglo requiere que los bancos de potencia se operen normalmente con una carga máxima inferior a su capacidad nominal, de manera que si se produce una falla en uno de los bancos, los otros puedan tomar la carga sin sobrecargarse mas allá de los límites aceptables.

- Arreglo doble barra sencilla en 23 kV

Este arreglo requiere que un banco de potencia que **esté** normalmente trabajando en vacío o sea con su interruptor de alta tensión cerrado y con sus interruptores de 23 kV abiertos, de modo que al ocurrir una falla en uno de los bancos de potencia que normalmente se encuentran operando con carga, el banco disponible o de reserva pueda seguir alimentando la carga del transformador fallado. Cuando ocurre una falla en uno de los bancos de potencia que normalmente **están** operando con carga, opera su protección enviando mediante los relevadores auxiliares (86) la señal de disparo (Fig. 6.18) a los interruptores respectivos y una señal de cierre al interruptor de 23 kV del banco de reserva, conectado a las barras colectoras correspondientes al banco fallado, esta señal de cierre **está** supervisada por un contacto "b" del interruptor de 23 kV del banco fallado, con objeto de evitar el cierre antes de que haya sido aislada la falla.

El arreglo de doble barra doble interruptor opera en forma similar solo que para este caso se manda el disparo a los dos interruptores de 23 kV del banco de potencia fallado y el cierre de los interruptores del banco de reserva asociados a las barras colectoras del banco fallado.

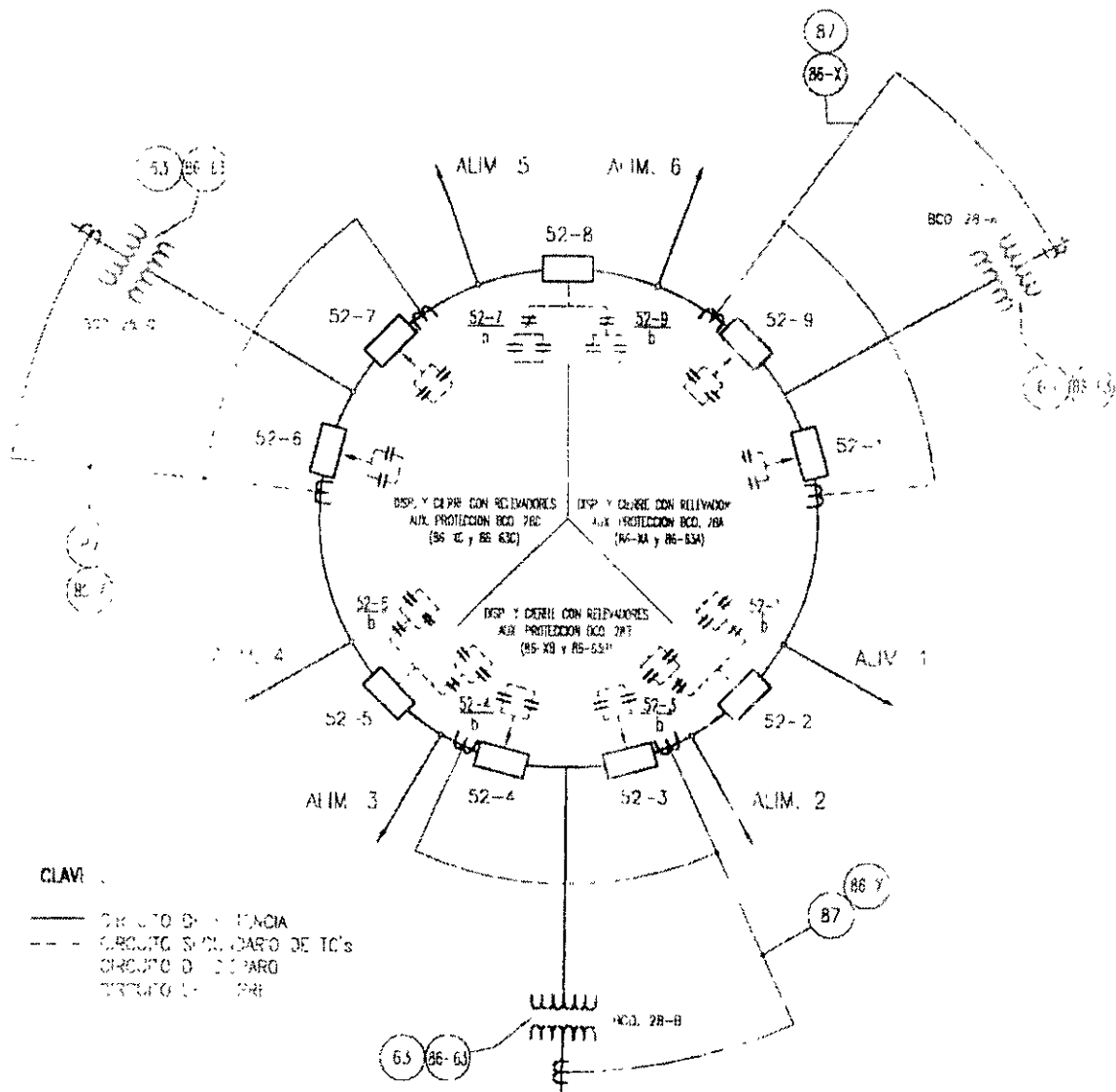
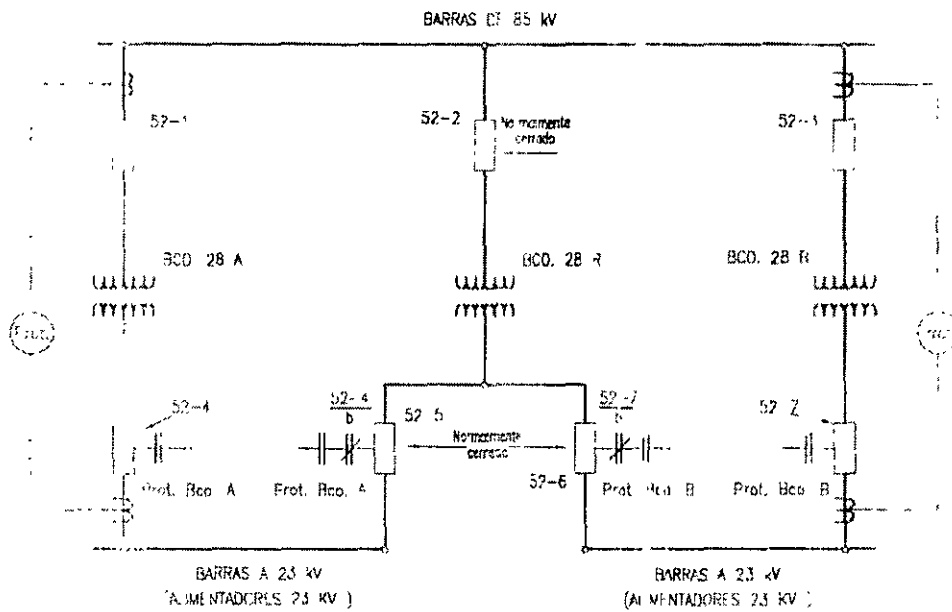


Fig. 6.17 Transferencia automatica de alimentador de un transformador a otro, con arreglo en anillo para 23 kV [1]



CLAVE :

- LINEA DE POTENCIA
- WINDING SECONDARY OF TC's
- RELAY OF DISPARO
- RELAY OF CIERRE

Fig. 6.18 Transferencia automática de alimentadores de un transformador a otro, para arreglo barra sencilla [1]

6.4.3 Tiro de carga por baja frecuencia

Cuando se presenta un déficit de generación en el sistema y baja la frecuencia a un mínimo de 58 Hz, se desconectan automáticamente un bloque de alimentadores previamente seleccionados, la desconexión se realiza en tres pasos [1, 2].

En el primer paso, se desconectan en forma instantánea los alimentadores con carga residencial, 15 segundos después se desconecta el segundo grupo, que alimenta a las zonas industriales y en caso de que aún la frecuencia no se llegue a normalizar, 30 segundos después se desconectan los alimentadores restantes.

El esquema de tiro de carga por baja frecuencia tiene la característica de que al operar esta protección, independientemente de disparar los interruptores de los alimentadores correspondientes, quedan bloqueados automáticamente los recierres respectivos, hasta que se restablezcan manualmente por el operador, una vez que desaparece el estado de emergencia.

6.4.4 Transferencia automática de potenciales

Con el objeto de que la falla de un juego de transformadores de potencial, la apertura de algún termomagnético de los secundarios de dichos transformadores o la salida de servicio de un juego de barras colectoras, no ocasione la carencia de la señal de potencial a los relevadores de protección que necesitan polarización de tensión, como los relevadores de sobrecorriente direccionales, dispositivos de sincronización automática, esquema de tiro de carga por baja frecuencia y equipos de medición, en las subestaciones de 400, 230 y 85 kV con arreglo de interruptor y medio o en las de 230 y 85 kV de doble barra en las cuales se tiene un juego de transformadores de potencial para cada juego de barras colectoras, se instalan dispositivos para la transferir la carga de un juego de transformadores de potencial al otro [1].

6.4.5 Sincronización automática

La sincronización automática es utilizada cuando es necesario realizar la sincronización de dos secciones del sistema en una subestación. El operador inicia el funcionamiento del dispositivo de sincronización automática, el cual compara las frecuencias y las tensiones de las dos secciones que se van a sincronizar y cuando las diferencias entre las cantidades son inferiores a unos valores previamente fijados, el dispositivo de sincronización cierra automáticamente el interruptor correspondiente [1].

La filosofía de las condiciones fundamentales para realizar la sincronización automática son las siguientes

- Tanto la señal de telecontrol (operación a control remoto), como la del conmutador de control (operación local) actuarán sobre un relevador auxiliar el cual cerrará los circuitos de potencial llamados referencia y por sincronizar, además de poner en marcha el relevador de puesta en paralelo.

- En caso deseado podrá interrumpirse el proceso de sincronización mediante una señal de control remoto o local.
- Si la sincronización no se realiza en un periodo máximo de dos minutos, automáticamente se interrumpe el proceso de sincronización normalizándose los circuitos correspondientes.

6.4.6 Regulación automática de tensión

Los transformadores trifásicos de 230/23 kV y de 85/23 kV tienen integrado un cambiador de derivaciones bajo carga, actuado por un dispositivo automático de regulación de tensión.

En el caso de bancos de potencia de 85/23 kV formados por transformadores monofásicos se utilizan reguladores de tensión separados: un regulador por banco en 23 kV (Sección 1.2 2.4 del Capítulo 1).

6.4.7 Enclavamientos entre interruptor y cuchillas desconectoras

Uno de los errores de operación mas frecuentes en subestaciones con cuchillas desconectoras no motorizadas es la apertura o cierre de estas operadas con carga, lo que tiene consecuencias gravísimas. Por lo que se ha optado por utilizar cuchillas motorizadas en las subestaciones tanto de 85 kV como de 230 y 400 kV, ya que, estas se pueden maniobrar desde el tablero de control instalado en el salón de tableros, a través de enclavamientos en los circuitos de control de las mismas cuchillas [1].

El objeto de los enclavamientos es el impedir la operación de equipo que no puede operarse con carga como es el caso de las cuchillas desconectoras motorizadas [1]. Para evitar la posibilidad de que se opere por error un juego de cuchillas motorizadas antes de abrir al interruptor correspondiente, se debe poner en serie un contacto normalmente cerrado del interruptor en el circuito de control de cierre y otro en el circuito de apertura de las cuchillas motorizadas, de tal manera que no se puedan operar mientras el interruptor esté cerrado.

Para los diagramas de conexiones de doble juego de barras colectoras con interruptor de amarre normalmente cerrado y arreglo de interruptor y medio, el sistema de enclavamiento es muy simple ya que únicamente hay que relacionar la posición de cada interruptor con los tres juegos de cuchillas correspondientes, como se indica en el caso del doble juego de barras colectoras (Fig. 6.19) y para los juegos de cuchillas correspondientes al arreglo de interruptor y medio (Fig. 6.20).

Para el arreglo de doble barra con interruptor de amarre se puede tener un arreglo que permita el cambio de carga de una barra a la otra, tanto para el caso de línea de transmisión como de banco de potencia, sin abrir el interruptor correspondiente. Este cambio de carga se puede realizar teniendo el interruptor de amarre cerrado y cerrando

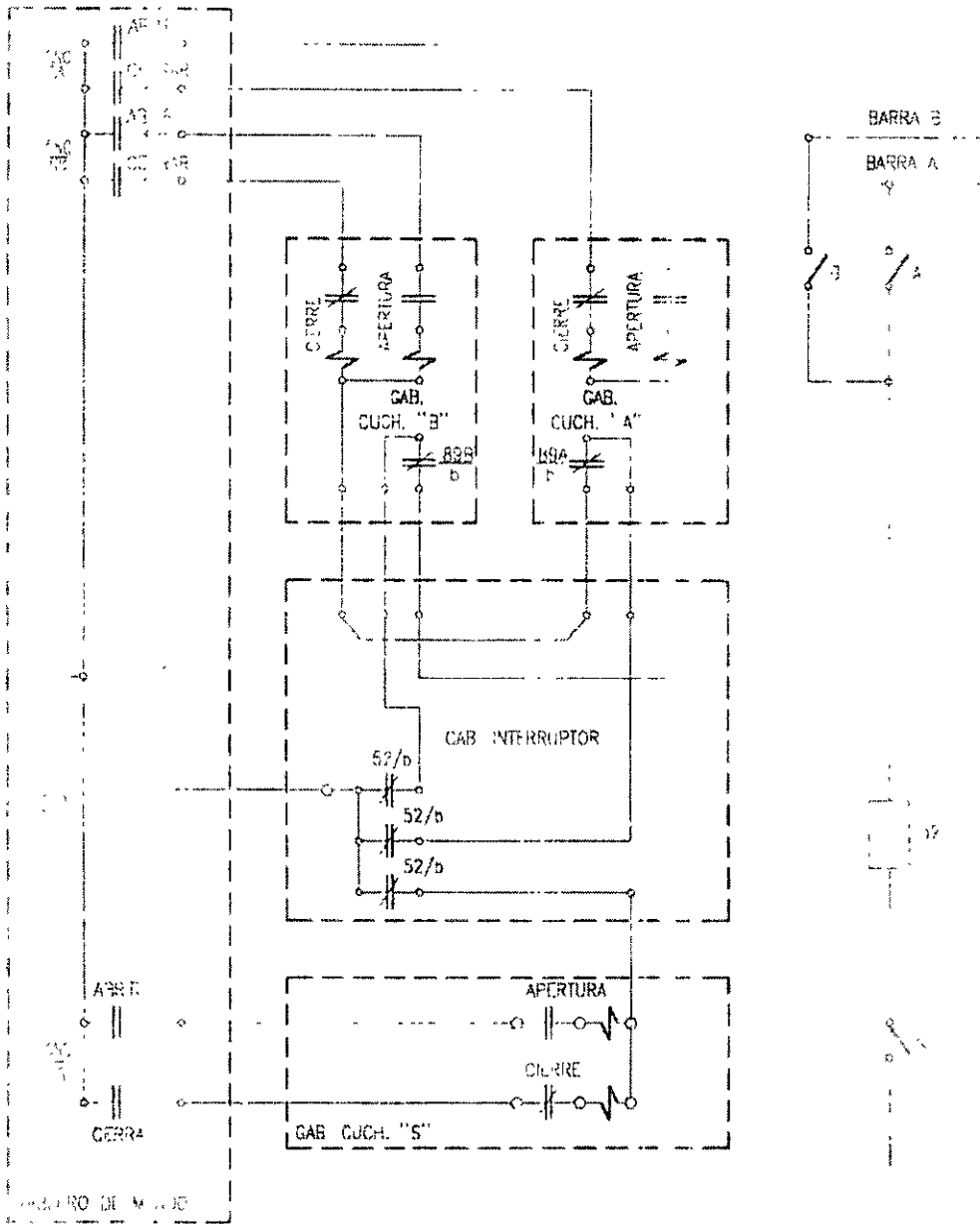


Fig. 6.19 Enclavamiento del interruptor a cuchillas y entre cuchillas para doble juego de barras e interruptor de amarre [1]

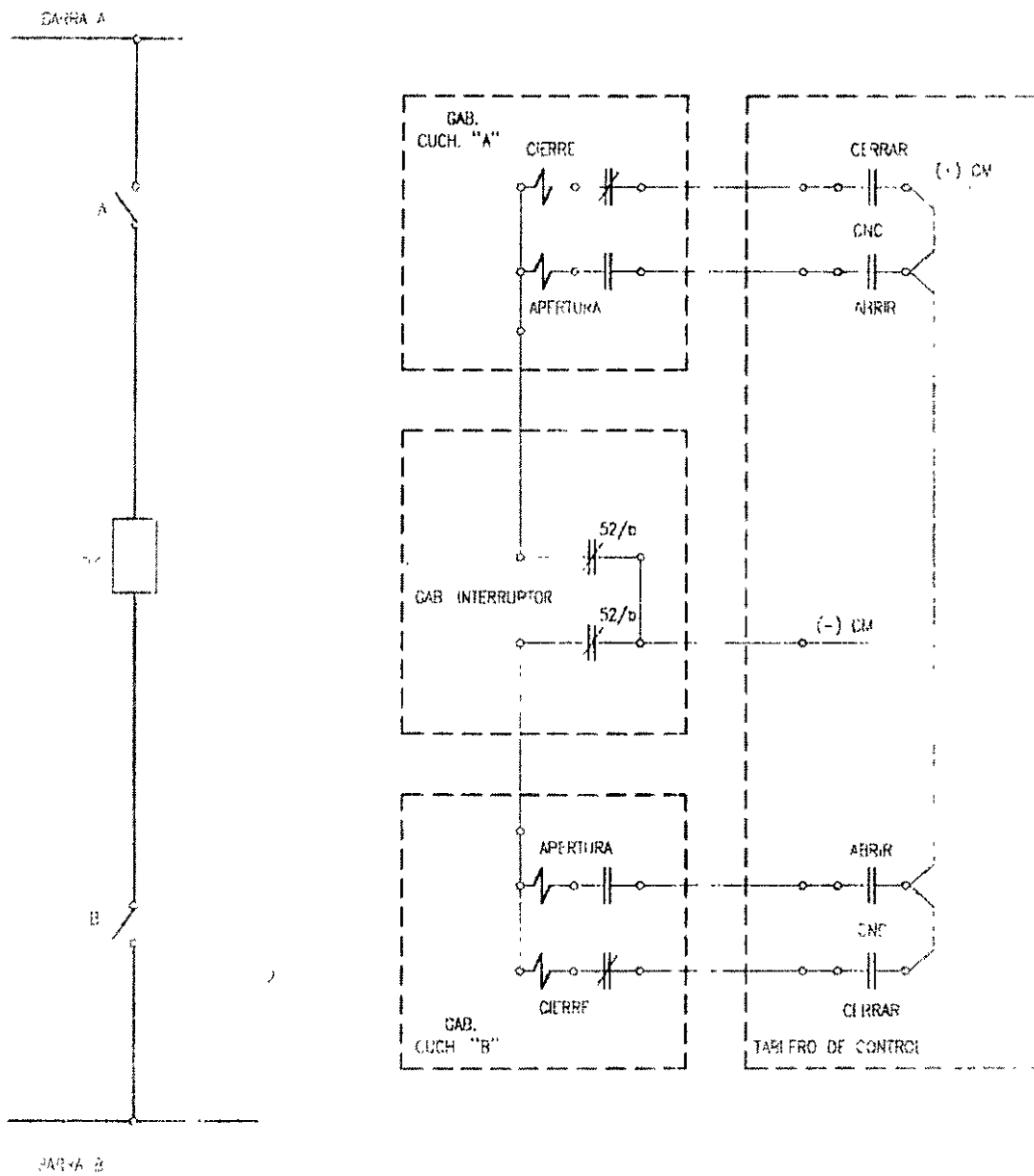


Fig. 6.21) Enclavamiento del interruptor a cuchillas para arreglo de interruptor y medio [1]

primero la cuchilla que está abierta y después se abre la cuchilla que estaba cerrada en un principio.

Otro tipo de enclavamiento es el que se utiliza en la sección de 23 kV con arreglo en anillo entre el interruptor de enlace y los interruptores de alimentadores adyacentes

6.5 Aparatos registradores

En una subestación es importante disponer de aparatos automáticos que registren los incidentes ocurridos, para poder realizar un análisis posterior de estos. En las subestaciones se han utilizado tres tipos de aparatos que son [2, 5]:

Oscilopertubógrafos
Registradores de eventos
Registradores de disturbios

6.5.1 Oscilopertubógrafo (OPG)

El OPG permite registrar la información que hace posible el análisis posterior de cualquier disturbio ocurrido en el sistema, indicando con la precisión requerida, el tiempo de duración del funcionamiento de las protecciones, de los interruptores, y de los diversos automatismos, registrando los valores de ciertas magnitudes eléctricas, tales como corrientes y tensiones

El OPG se compone esencialmente de un cilindro de acero que gira alrededor de su eje, aproximadamente a una velocidad de 2/3 de vuelta por segundo. Cuando el cilindro realiza una vuelta completa se ejecutan las siguientes operaciones (Fig. 6.21):

- En La posición inicial A, el cilindro se cubre de una tinta especial.
- En la posición B se trazan sobre el cilindro, por medio de agujas, las ondas senoidales correspondientes a la corriente y tensión de las fases.
- En la posición C el cilindro imprime, al ponerse en contacto con el papel, los trazos que se le marcaron durante la posición B.

Cuando no se presenta ningún disturbio en el sistema, no se imprime en el papel durante la posición C la información grabada en la posición B, por lo cual al continuar girando el cilindro, se borra esta información al cubrirse nuevamente de tinta en la posición A, es decir se imprime la información únicamente cuando se presenta una condición anormal en el sistema. Debido a que el OPG cuenta con una memoria de la información que antecede al probable disturbio, permite detectar el inicio y la evolución del disturbio.

Cuando se requiere analizar contingencias complejas, es necesario conocer con alto grado de precisión el momento en que el OPG inicia el registro de sus operaciones,

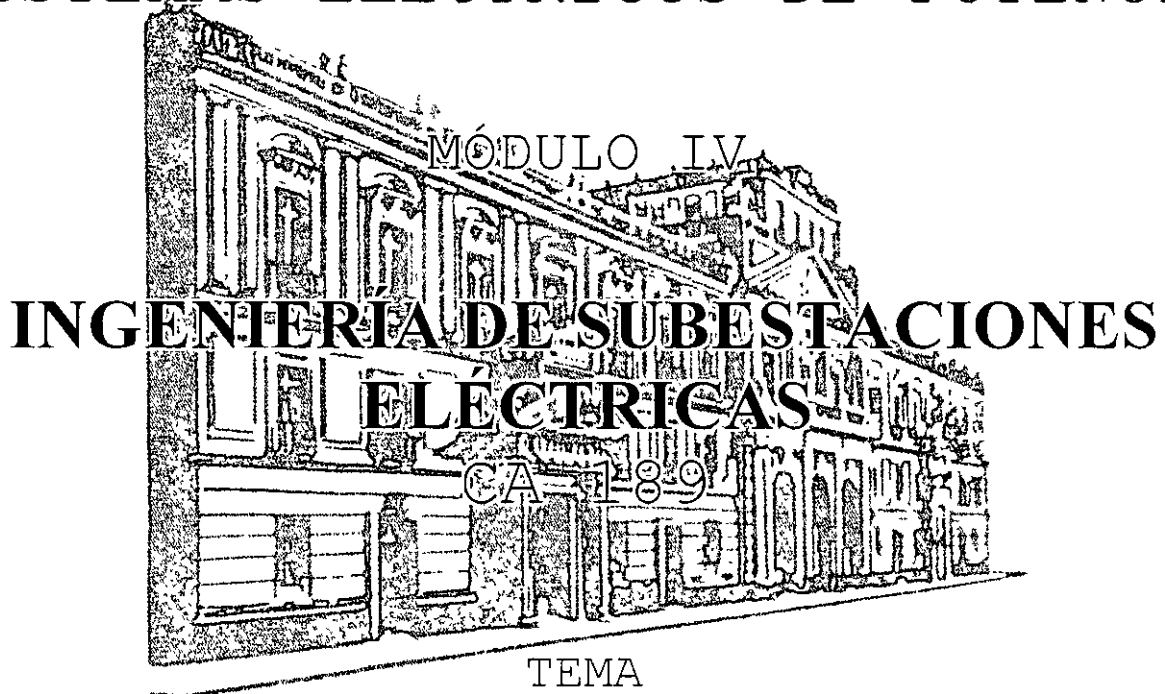


FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN
CONTINUA Y A DISTANCIA

DIPLOMADO EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA



TEMA
SISTEMAS DE TIERRAS



INGENIERÍA ELÉCTRICA

EXPOSITOR: ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO
DEL 24 DE SEPTIEMBRE AL 05 DE OCTUBRE DE 2007
PALACIO DE MINERÍA

**CURSO CA 189
INGENIERIA DE SUBESTACIONES
ELECTRICAS**

SISTEMAS DE TIERRAS

Expositor: Ing. Ricardo Antonio Espinosa y Patiño.

5.9 Selección del conductor de la red de tierra

Cada uno de los elementos del sistema de tierra incluyendo los conductores de la red, los cables de puesta a tierra de los equipos y estructuras y los electrodos, deben ser seleccionados de tal manera que presenten las siguientes características:

- a) Tengan la suficiente conductividad para que no contribuyan substancialmente a producir diferencias de potencial locales.
- b) Resistencia a la fusión y deterioro en las condiciones mas desfavorables de magnitud y tiempo de duración de corriente de falla que pueden quedar expuestas.
- c) Confiables y con una alta resistencia mecánica, especialmente en aquellos lugares en que puedan quedar expuestos a un daño o abuso físico.
- d) Sean capaces de mantener sus características aún cuando sean expuesto a la corrosión.

En LFC el conductor utilizado en los sistemas de tierra es cable de cobre con sección transversal mínima de 107.20 mm² (No. 4/0); se ha seleccionado como mínimo esta Sección transversal por razones mecánicas, por su resistencia térmica y conductividad. Se utiliza el cobre por su mejor conductividad tanto eléctrica como térmica y sobre todo por ser resistente a la corrosión debido a que es catódico respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados cerca de él.

La sección transversal del conductor para un sistema de tierra requerida, en función de la elevación de temperatura de corto tiempo, la magnitud y el tiempo de duración de la falla y cuando se conocen las constantes del material del conductor [1], se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$I = A_r \left[\left(\frac{T_{cap} \times 10^{-4}}{t_f \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right) \right] \quad (5.39)$$

donde:

I = corriente de falla simétrica eficaz (kA)
 A_r = área de la sección transversal del conductor (mm^2)
 T_m = máxima temperatura permisible del material ($^{\circ}\text{C}$)
 T_a = temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)
 T_r = temperatura de referencia para las constantes del material ($^{\circ}\text{C}$)
 α_0 = coeficiente de resistividad térmica a 0°C ($1/^{\circ}\text{C}$)
 α_r = coeficiente de resistividad térmica a la T_r ($1/^{\circ}\text{C}$)
 ρ_r = resistividad del conductor a tierra referido a la T_r ($\mu\Omega\text{-cm}$)
 $K_0 = I \alpha_0$ o también $K_0 = (I/\alpha_r) - T_r$ en $^{\circ}\text{C}$
 t_f = tiempo de liberación de la falla (s)
 $Tcap$ = capacidad térmica por unidad de volumen ($\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$)
 α_r y ρ_r están a la misma temperatura de referencia T_r

Para conductores de cobre a cierta temperatura de referencia y con conductividad de 97%, se tienen los siguientes valores:

$\alpha_r = 0.00381 \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$ con $T_r = 20^{\circ}\text{C}$
 $K_0 = 242^{\circ}\text{C}$
 $T_m = 1084^{\circ}\text{C}$
 $\rho_r = 1.78 \mu\Omega\text{-cm}$ con $T_r = 20^{\circ}\text{C}$
 $Tcap = 3.42 \text{ } \text{J}/(\text{cm}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$

Despejando el área de la sección transversal del conductor A_r de la Ec. (5.39):

$$A_r = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{Tcap \times 10^{-4}}{t_f \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (5.40)$$

donde.

$$I = I_f = 3I_0$$

5.10 Resistencia de la red de tierra [1]

La resistencia de la red de tierra de la subestación es un factor muy importante para reducir los gradientes de tensión que se pueden presentar en condiciones de falla, debido a que la mayor densidad de corriente se presenta en la periferia de la red.

Por lo general, en subestaciones de transmisión y subtransmisión se pretende que el valor de la resistencia de la red de tierra sea menor que un ohm. En subestaciones de distribución se considera aceptable entre uno y cinco ohms, pero desde luego se debe tratar de abatir lo más posible el valor de la resistencia.

Considerando una aceptable aproximación, el valor de la resistencia de la red de tierra, para suelo uniforme, se determina con la siguiente expresión:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad (5.41)$$

donde:

R_g = resistividad de la red de tierra de la subestación (Ω)

ρ = resistividad del terreno ($\Omega\text{-m}$)

A = área de la superficie ocupada por la red de tierra (m^2)

Cuando se considera la longitud de los conductores de la malla (conductores horizontales) combinada con los electrodos de tierra, la resistencia es:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L_t}} \quad (5.42)$$

donde:

L_t = longitud total de la red, incluyendo los conductores horizontales y verticales (m)

La Ec. (5.42) permite calcular un valor de resistencia mayor que la medida en sitio (Sección 5.3.3), con lo cual se tiene un margen de seguridad.

Para una mayor exactitud, se adiciona la profundidad de la red de tierra, por lo tanto:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (5.43)$$

donde:

h = profundidad de la red de tierra (m)

En las Figs. 5.35, 5.36 y 5.37, se aprecia el comportamiento de la R_g y E_{toque} en función de la profundidad de la red y de la primer capa de terreno para factores de reflexión positivos o negativos. Con objeto de evaluar la resistencia total de la red en un suelo uniforme, considerando el acoplamiento magnético que existe en un sistema de tierra

conformado por mallas (conductores horizontales) y electrodos de tierra (conductores verticales), en 1954 Schwarz desarrollo las siguientes ecuaciones.

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2 R_m} \quad (5.44)$$

donde:

R_g = resistencia del sistema de tierra de la subestación (Ω)

R = resistencia a tierra de los conductores de la malla (Ω)

R_2 = resistencia a tierra de los electrodos de tierra (Ω)

R_m = resistencia mutua a tierra entre R_1 y R_2

La resistencia a tierra de los conductores de la malla es:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_m} \left[\ln \left(\frac{2L_m}{r'} \right) + \frac{K_1 L_m}{A} - K_2 \right] \quad (5.45)$$

donde:

L_m = longitud total de todos los conductores de la malla (m)

r_c = radio de la Sección transversal de los conductores (m)

$r' = 2r_c h$ para una profundidad de la red h ó $r' = r_c$ para los conductores sobre la superficie de la tierra

K_1 y K_2 = coeficientes relacionados con la geometría de la red, Ecs. (5.48) y (5.49) respectivamente o Fig. 5.38.

La resistencia a tierra del conjunto de electrodos se determina por la siguiente expresión

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi N_E L_E} \left[\ln \left(\frac{4L_E}{r_E} \right) - 1 + \frac{2K_1 L_E}{\sqrt{A}} (\sqrt{N_E} - 1)^2 \right] \quad (5.46)$$

donde

N_E = número de varillas o electrodos de tierra colocados en el área A

L_E = longitud promedio de cada electrodo (m)

r_E = radio de la sección transversal de los electrodos

Al combinar los componentes R_1 y R_2 se abate la resistencia de la red de tierra y en la medida en que se instalan un mayor número de electrodos, la resistencia mutua a tierra

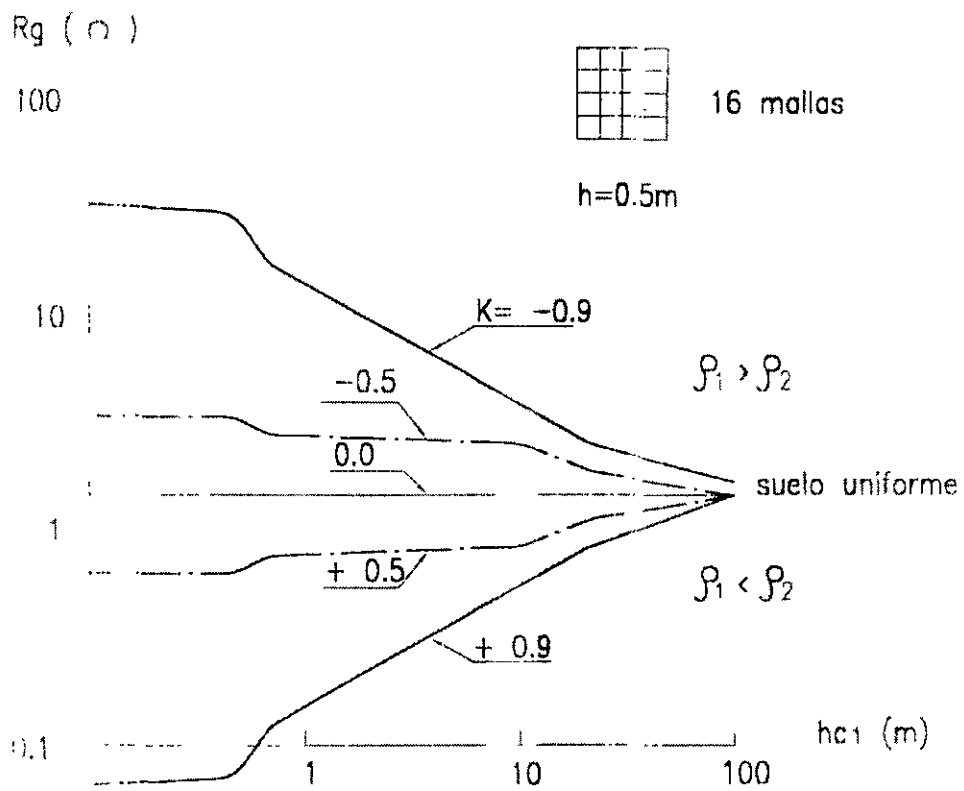


Fig. 5.35 Profundidad de la capa superior del terreno para valores \pm del factor k vs resistencia de la red [1]

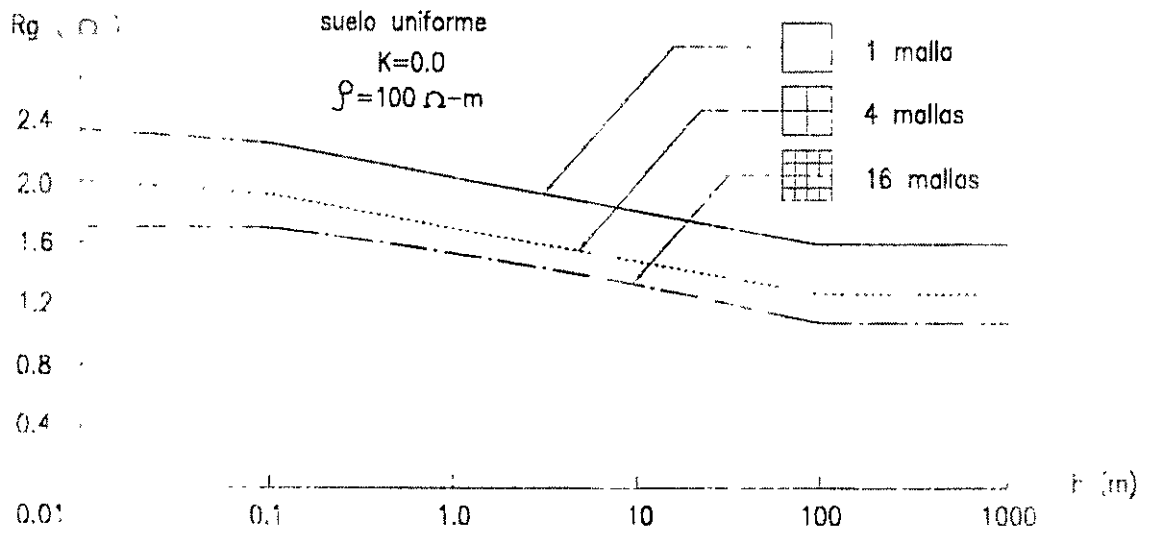


Fig. 5.36 Profundidad de la red vs resistencia de la red [1]

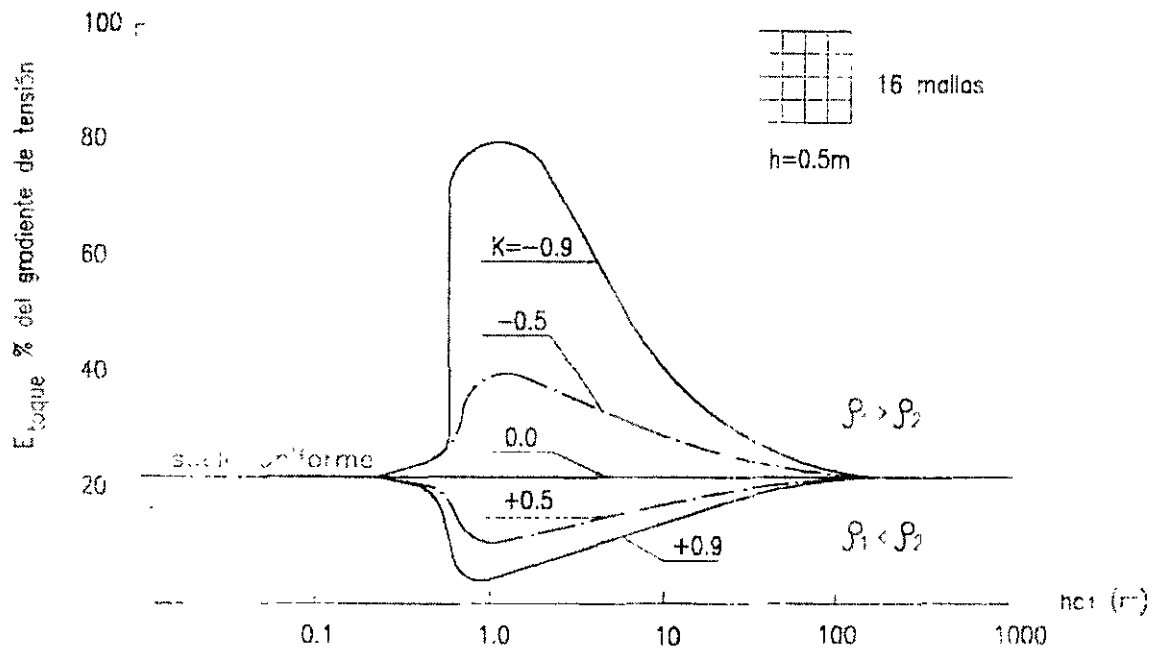
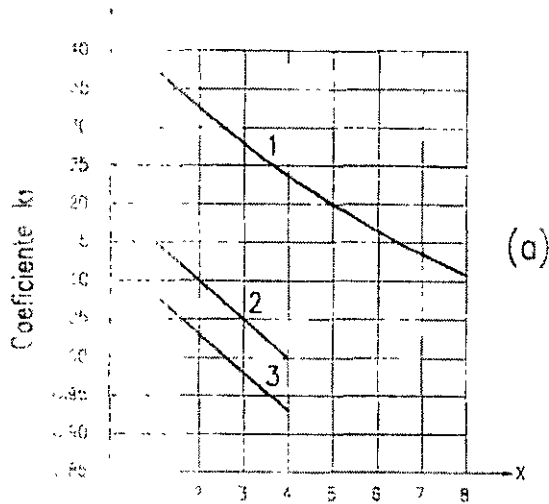


Fig. 5.37 Valores de la tensión de toque para profundidades de la capa superior del terreno con $k [1]$



(a)

A= área de la red de tierra.

h= profundidad de la red de tierra.

Curva 1 para $h=0=x$

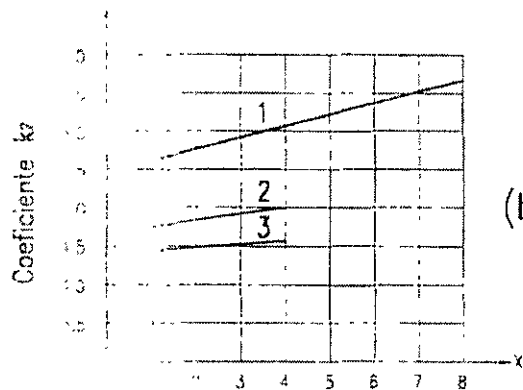
$$k1(1) = -0.04x + 1.41$$

Curva 2 para $h = \frac{\sqrt{A}}{10} = x$

$$k1(2) = -0.05x + 1.20$$

Curva 3 para $h = \frac{\sqrt{A}}{6} = x$

$$k1(3) = -0.05x + 1.13$$



(b)

A= área de la red de tierra.

h= profundidad de la red de tierra.

Curva 1 para $h=0=x$

$$k2(1) = 0.15x + 5.50$$

Curva 2 para $h = \frac{\sqrt{A}}{10} = x$

$$k2(2) = 0.10x + 4.68$$

Curva 3 para $h = \frac{\sqrt{A}}{6} = x$

$$k2(3) = -0.05x + 4.40$$

Fig. 5.38 Coeficientes k_1 y k_2 para las fórmulas de Schwarz,
(a) coeficiente k_1 , (b) coeficiente k_2 [1]

R_m es un parámetro importante que se debe considerar para determinar la R_g . La resistencia mutua a tierra esta definida por la ecuación siguiente:

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_m} \left[\ln \left(\frac{2L_m}{L_E} \right) + \frac{K_1 L_m}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right] \quad (5.47)$$

donde:

R_m = resistencia mutua a tierra

Los coeficientes K_1 y K_2 se pueden determinar gráficamente como se muestra en la Fig. 5.38 y debido a su naturaleza lineal (de la forma $y = ax + b$), al pie de las gráficas se indica una ecuación que permite para tres casos (A, B y C) evaluar los coeficientes tomando como referencia la profundidad h de la red de tierra. Por otra parte Kerckel desarrollo las expresiones matemáticas siguientes, para determinar los coeficientes, considerando el ancho a y largo l de la red de tierra [10]:

$$K_1 = \frac{al}{2} (1.84) \left[\frac{1}{a} \ln \left(a + \frac{a^2 + l^2}{l} \right) + \frac{1}{l} \ln \left(\frac{l + \sqrt{a^2 + l^2}}{a} \right) + \frac{a}{3l^2} + \frac{l}{3a^2} - \frac{(a^2 + l^2)}{3a^2 l^2} \right] \quad (5.48)$$

$$K_2 = \ln \left(\frac{4(a+l)}{l} \right) + 2K_1 \frac{(a+l)}{al} - \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 + (0.5l)^2}}{0.5l} \right) - \frac{1}{2} \ln \left(\frac{0.5l + \sqrt{a^2 + (0.5l)^2}}{-0.5l + \sqrt{a^2 + (0.5l)^2}} \right) \quad (5.49)$$

La resistencia de la red de tierra, es inversamente proporcional a su longitud y en la medida que sea mayormente mallada y se agreguen electrodos de tierra, la resistencia mutua tendrá mayor influencia en el valor total de la resistencia de la red.

Por otra parte, en terrenos con alta resistividad, se pueden utilizar electrodos de tierra ahogados en concreto para reducir la resistencia de la red, considerando que el concreto es altamente higroscópico y conserva la humedad. Cuando las varillas de refuerzo en el concreto armado no se conectan a las estructuras metálicas, se pueden presentar gradientes peligrosas de tensión de toque metal a metal, por lo cual es conveniente interconectarlas y a su vez al sistema de tierra de la subestación, para mantener conjuntos equipotenciales. Adicionalmente, cuando se presentan pequeñas corrientes circulantes en las varillas de refuerzo, se puede causar corrosión y estas al aumentar su volumen, provocan esfuerzos adicionales en las estructuras de concreto armado del inmueble; asimismo, al circular altas corrientes de falla se pueden producir vaporizaciones que abaten su conductividad. La corrosión se presenta en tensiones de 60 V de corriente directa o mayores, por lo cual no es común que se corroan las varillas de refuerzo al presentarse corrientes circulantes.

Los electrodos ahogados en concreto, pueden usarse como electrodos auxiliares de tierra y tienen la siguiente resistencia:

$$R_{ce} = \frac{1}{2\pi L_v} \left(\rho_c \left[\ln \left(\frac{d_c}{d_t} \right) \right] + \rho \left[\ln \left(\frac{8L_v}{d_c} \right) - 1 \right] \right) \quad (5.50)$$

donde:

R_{cv} = resistencia a tierra de un electrodo vertical ahogado en concreto (Ω)

ρ_c = resistividad del concreto (30 a 90 Ω -m)

d_c = diámetro de la capa de concreto (m)

d_t = diámetro de la Sección transversal de la varilla de tierra (m)

ρ = resistividad del terreno (Ω -m)

L_v = longitud de la varilla de tierra (m)

El segundo sumando de la ecuación anterior, representa la resistencia a tierra de un electrodo de tierra, tal como se indica en el denominador de la Ec. (5.4) de la Sección 5.3.3.3. En general en las instalaciones de LFC, no se construyen redes de tierra para subestaciones, con electrodos embebidos en concreto, por otra parte, en la Sección 5.3.2 se describen las ventajas de utilizar compuestos químicos para abatir la resistencia de la red de tierra.

5.11 Tensión de malla máxima

La tensión de malla máxima, es la tensión de toque en el centro de una malla de la red, esta tensión es mayor conforme la malla está más alejada del centro de la red, por lo que la tensión de malla máxima se tendrá en la mallas de las esquinas de la red del sistema de tierra. Este incremento depende del tamaño de la red, número y localización de varillas de tierra, separación entre conductores paralelos, diámetro y profundidad de los conductores y perfil de la resistividad del terreno.

Debido a que la máxima tensión de malla se tiene en la mallas de las esquinas de la red, en el diseño de un sistema de tierra solo se considera esta tensión de malla en el estudio y se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_t}{L_M} \quad (5.51)$$

donde:

E_m = tensión de malla (V)

K_t = factor de ajuste de la geometría de la red

K_m = factor de espaciamento para la tensión de malla

L_{ef} = longitud efectiva de los conductores de la red (m), para la tensión de malla

I_G = corriente de falla que circula en la red del sistema de tierra (A)

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[\frac{D^2}{16hd_r} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_r} - \frac{h}{4d_r} \right] + \frac{K_u}{K_h} \ln \left[\frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \right\} \quad (5.52)$$

donde:

D = espaciamento entre conductores paralelos

d_r = diámetro del conductor de la red (m)

k_u = factor de ajuste de peso y efectos internos en la red

k_h = factor de ajuste de peso y profundidad de la red

h = profundidad de los conductores horizontales enterrados de la red de tierra (m)

Con varillas de tierra a lo largo del perímetro de la red, con varillas de tierra en las esquinas de la red o con ambas condiciones en el área de la red:

$$K_u = 1$$

Sin varillas de tierra o con pocas varillas esparcidas en la red, pero ninguna en las esquinas o en el perímetro de la red del sistema de tierra:

$$K_u = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad (5.53)$$

donde:

n = factor de geometría o número efectivo de conductores paralelos

$$K_h = 1 + \frac{\bar{h}}{h_0} \quad (5.54)$$

$h_0 = 1.0 \text{ m}$ profundidad de referencia de la red

El número efectivo de conductores paralelos n en una red dada rectangular o irregular se representa por el número de conductores paralelos de una red rectangular equivalente:

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad (5.55)$$

donde.

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p} \quad (5.56)$$

$n_b = 1$ para redes cuadradas

$n_c = 1$ para redes cuadradas y rectangulares

$n_d = 1$ para redes cuadradas, rectangulares y en forma de L

de lo contrario

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4A}} \quad (5.57)$$

$$n_c = \left[\frac{L_x L_y}{A} \right]^{0.74} \quad (5.58)$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (5.59)$$

L_c = longitud total de conductores horizontales de la red (m)

L_p = longitud perimetral de la red (m)

A = área cubierta por la red del sistema de tierra (m²)

L_x = longitud máxima de la red sobre el eje x (m)

L_y = longitud máxima de la red sobre el eje y (m)

D_m = distancia máxima entre dos puntos cualesquiera de la red (m)

Para la definición de los otros parámetros referirse a la Tabla 5.6.

El factor de ajuste de la geometría o de irregularidad de la red K_i , en función de n está definido como:

$$K_i = 0.644 + 0.148n \quad (5.60)$$

Para redes sin electrodos de tierra o redes con pocos electrodos esparcidos en la red, pero ninguno localizado en las esquinas o a lo largo del perímetro de la red, la longitud efectiva L_M de los conductores enterrados de la red es:

$$L_M = L_c + L_R \quad (5.61)$$

donde:

L_R = longitud total de todas las varillas de tierra (m)

Para redes con varillas de tierra en las esquinas, como también a lo largo del perímetro y distribuidos en el área de la red, la longitud efectiva L_{Af} de los conductores enterrados incluyendo las varillas, está determinada por:

$$L_{Af} = L_{C'} + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \quad (5.62)$$

donde

L_r = longitud de cada varilla de tierra (m)

5.12 Tensión de paso máxima

La tensión de paso máxima, es la tensión de paso entre un punto sobre el exterior de una de las esquinas de la red y un punto diagonalmente a un metro fuera de la red. Las tensiones de paso son inherentemente menos peligrosas que las tensiones de malla. Pero cuando la seguridad del sistema de tierra solo se consigue colocando sobre la superficie una capa de material de alta resistividad (como roca triturada) y dicha capa no se prolonga al exterior de la red, los potenciales de paso fuera de la red pueden resultar peligrosos. Por lo que se recomienda que la tensión de paso obtenida se compare con la tensión de paso tolerable, una vez que en el estudio se haya obtenido una tensión de malla menor que la de toque tolerable. En caso de que se obtenga en este punto un potencial de paso mayor que el tolerable, se puede evitar extendiendo la capa de material de alta resistividad hacia fuera de la cerca o eliminando esquinas o proyecciones agudas en la red apropiadamente. La tensión de paso se determina con la siguiente ecuación:

$$E_s = \frac{\rho K_s K_t I_G}{L_s} \quad (5.63)$$

donde:

E_s = tensión de paso (V)

$$L_s = 0.75L_{C'} + 0.85L_R \quad (5.64)$$

donde:

L_s = longitud efectiva de los conductores de la red (m), para la tensión de paso

Considerando al potencial de paso a un metro fuera de la esquina mas alejada de la red y al conductor enterrado a una profundidad de $0.25\text{ m} < h < 2.5\text{ m}$, K_s se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (5.65)$$

donde:

K_s = factor de espaciamento para la tensión de paso

Los parámetros anteriores, se definieron en la Sección 5.11.

5.13 Longitud mínima del conductor de la red

Debido a que la tensión máxima de malla debe ser menor a la tensión de toque tolerable por el cuerpo humano, para lograrlo, es necesario preliminarmente, determinar la longitud mínima de los conductores que conforman las mallas de la red de tierra, inicialmente sin considerar varillas de tierra. Por lo tanto, de las Ecs. (5.51) y (5.27) para una persona con peso promedio de 50 kg, tendremos:

$$\frac{\rho K_m K_s I_G}{L_c} < (1000 + 1.5C_s \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{I_f}}$$

$$L_c > \frac{\rho K_m K_s I_G \sqrt{I_f}}{(116 + 0.174C_s \rho_s)} \quad (5.66)$$

Para una persona con peso promedio de 70 kg, tendremos:

$$\frac{\rho K_m K_s I_G}{L_c} < (1000 + 1.5C_s \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{I_f}}$$

$$L_c > \frac{\rho K_m K_s I_G \sqrt{I_f}}{(157 + 0.235C_s \rho_s)} \quad (5.67)$$

Es necesario proponer inicialmente una distribución de conductores longitudinales y transversales para obtener una longitud inicial de conductor de la red $L_{c\text{ inicial}}$ y poder determinar el factor de espaciamento para la tensión malla K_m .

Puede presentarse una situación en la cual la longitud obtenida por las Ecs (5.66) o (85 67), sea demasiado grande como para ser económicamente realizable. En estos casos, es recomendable considerar todas las partes metálicas que puedan conducir la corriente de falla, como son electrodos de tierra, tuberías de agua o cualquier otra tubería de hierro enterrada, así como cimentaciones o redes de sistemas de tierra que no se habían tomado en cuenta por ser pequeñas. Otra alternativa es colocar una capa de material con alta resistividad en la superficie del terreno que cubre la red del sistema de tierra.

En los casos donde los valores de la resistividad del terreno y la corriente de falla sean bajos, la longitud calculada resulta tan pequeña, que es difícil realizar las conexiones del equipo a la red del sistema de tierra; en estas condiciones se debe utilizar más conductor que el necesario para el control del gradiente de potencial en la red.

5.14 Procedimiento para el diseño de un sistema de tierra

El procedimiento indica el método por pasos para obtener una solución práctica en el diseño de un sistema de tierra, basado en establecer límites seguros para las diferencias de tensión que se puedan presentar en una subestación, bajo condiciones de corto circuito, entre dos puntos que pueda tener contacto una persona. Los pasos son los siguientes

1) Información preeliminar

Para el diseño de tierra se requiere contar con la siguiente información:

- Planta general de la subestación para visualizar cual es la disposición del equipo y de las estructuras, así como del área que ocupan y de esta manera definir la superficie que ocupará el sistema de tierra.
- Resistividad del terreno: el Departamento de Laboratorio realiza las mediciones de resistencia eléctrica del terreno y proporciona los valores de la resistividad
- Corriente de falla de fase a tierra en la subestación: el Departamento de Planeación proporciona las magnitudes de corriente de cortocircuito simétrica eficaz para fallas de fase a tierra ($I_f = 3I_0$), que se pueden presentar en las subestaciones.

2) Cálculo de la sección transversal del conductor: la corriente de falla $3I_0$ utilizada para determinar la sección transversal del conductor para la red del sistema de tierra, debe ser la esperada considerando las expansiones futuras del sistema. Para el tiempo de liberación de la falla se debe tomar en cuenta el tiempo de operación de la protección de respaldo. Se obtiene el diámetro del conductor a partir de su Sección transversal.

- 3) Determinar las tensiones de toque y de paso
- 4) El diseño preliminar debe contar con un conductor en el perímetro del área que cubrirá el sistema de tierra, con la sección transversal que se determinó en el paso 2, además se debe contar con conductores paralelos y equidistantes, tanto en forma transversal como longitudinal, para integrar la red del sistema de tierra que permita la conexión de los diferentes equipos y estructuras.
- 5) Se obtiene el valor preliminar de la resistencia del sistema de tierra. Para el diseño final se pueden obtener valores mas exactos de esta resistencia, considerando todos los componentes del sistema de tierra y los modelos adecuados del suelo.
- 6) A la magnitud de corriente de falla $3I_0$, que considera las expansiones futuras del sistema y la condición extrema de falla, se le aplica el factor de decremento D_f para obtener la corriente asimétrica eficaz I_G .
- 7) Si la máxima elevación de potencial de la red del sistema de tierra de la subestación, es menor que la tensión de toque tolerable por el cuerpo humano, no es necesario realizar otro tipo de análisis, por lo cual se procede al diseño de detalle (paso 12). Si no se cumple dicha condición se continúa con el paso 8
- 8) Cálculo de las tensiones máximas de malla y de paso para la red del sistema de tierra
- 9) Si la tensión de malla calculada es menor que la tensión de toque tolerable el diseño se continúa con el paso 10. Si la tensión de malla es mayor que la tensión tolerable de toque se debe continuar con el paso 11.
- 10) Si tanto la tensión de paso como la de toque son menores a las tensiones tolerables respectivas, se continúa con el paso 12. Si no es así, se modifica el diseño (paso 11).
- 11) Cuando los límites de las tensiones de toque y de paso tolerables por el cuerpo humano son excedidos es necesario efectuar una revisión del diseño de la red del sistema de tierra. Esta revisión puede consistir en reducir la distancia entre conductores, agregar varillas de tierra u otras recomendaciones indicadas en la Sección 5.15.
- 12) Una vez satisfechos los requerimientos de tensiones de toque y de paso, en el diseño de la red del sistema de tierra obtenido, se deben incluir los conductores para la puesta a tierra del equipo y adicionar en su caso electrodos de puesta a tierra para los apartarrayos, los neutros de los transformadores, etcétera. Para el diseño final del sistema de tierra, también se debe prever eliminar los riesgos debido a potenciales de transferencia y en diversas áreas de la subestación, peligros asociados, como se indica en la Sección 5.7.4.

El diagrama de flujo de la Fig. 5.39, ilustra la secuencia de pasos que se deben realizar para el diseño de un sistema de tierra. Los parámetros indicados en el diagrama de flujo se describen en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Descripción de parámetros para el diseño

Símbolo	Descripción	Unidad
ρ	Resistividad del terreno	$\Omega\text{-m}$
ρ_s	Resistividad de la capa sobre la superficie del terreno	$\Omega\text{-m}$
ρ_1, ρ_2	Resistividad de la primera y segunda capa de terreno	$\Omega\text{-m}$
$3I_0$	Corriente de falla simétrica en la subestación	A
A	Área total ocupada por la red del sistema de tierra	m^2
C_s	Factor que relaciona el valor al nominal de la resistividad de la capa superficial ρ_s con el valor de la resistividad del terreno ρ	
d_c	Diámetro del conductor de la red	m
A_c	Área de la sección transversal del conductor de la red	mm^2
D	Separación entre conductores paralelos	m
D_f	Factor de decremento para determinar la corriente de falla asimétrica eficaz	
D_m	Distancia máxima entre dos puntos de la red	m
E_m	Tensión de malla en el centro de la malla de una de la red	V
E_{step50}	Tensión de paso tolerable por un cuerpo humano de 50 kg de peso	V
E_{step70}	Tensión de paso tolerable por un cuerpo humano de 70 kg de peso	V
$E_{touch50}$	Tensión de toque tolerable por un cuerpo humano de 50 kg de peso	V
$E_{touch70}$	Tensión de toque tolerable por un cuerpo humano de 70 kg de peso	V
h	Profundidad de los conductores horizontales del red del sistema de tierra	m
h_{c1}	Profundidad de la primer capa de terreno	m
h_s	Espesor de la capa de material de alta resistividad sobre la superficie	m
I_G	Corriente de tierra máxima que circula entre una red del sistema de tierras y el terreno que la rodea	A
I_c	Corriente de tierra simétrica	A
K	Factor de reflexión entre diferentes resistividades	m
K_h	Factor que enfatiza los efectos de la profundidad de la red	
K_s	Factor de corrección para la geometría de la red	

Símbolo	Descripción	Unidad
K_u	Factor de ajuste para los efectos de los interiores en la malla de una de las esquinas de la red	
K_m	Factor de espaciamiento para la tensión de malla	
K_s	Factor de espaciamiento para la tensión de paso	
L_c	Longitud total del conductor horizontal de la red del sistema de tierra	m
L_f	Longitud del electrodo bajo prueba (método caída de tensión)	m
L_{Mf}	Longitud efectiva en función de L_c y L_R para determinar la tensión de malla	m
L_R	Longitud total de electrodos de tierra	m
L_e	Longitud de cada electrodo de tierra	m
L_s	Longitud efectiva en función de L_c y L_R para determinar la tensión de paso	m
L_t	Longitud efectiva total del conductor del sistema de tierra, incluyendo el de la red y los electrodos de tierra	m
L_x	Longitud máxima de conductor de la red en dirección del eje x	m
L_y	Longitud máxima de conductor de la red en dirección del eje y	m
n	Factor geométrico compuesto por los factores n_a, n_b, n_c y n_d	
n_R	Número total de electrodos de tierra localizados dentro del área A	
R_g	Resistencia del sistema de tierra	Ω
r_f	Radio de la sección transversal del electrodo bajo prueba (método caída de tensión)	m
t_f	Tiempo de liberación de la falla	s

5.15 Modificación al diseño preliminar del sistema de tierra

Cuando el estudio basado en el diseño preliminar indica que podrían presentarse diferencias de potencial peligrosas dentro de la subestación, las siguientes recomendaciones pueden ser aplicadas apropiadamente.

- a) Disminuir la resistencia total de la red: una reducción en la resistencia total de la red del sistema de tierra disminuirá la máxima elevación de tensión de la red del sistema de tierra. El método más efectivo para reducir la resistencia total de la red es aumentando el área ocupada por la misma red. Cuando el área de la red está restringida para poderla agrandar se pueden utilizar electrodos de tierra profundos introducidos hasta una capa de baja resistividad.
- b) Reducir la distancia entre conductores: al disminuir la separación entre conductores hasta aproximarse más estrechamente a la condición de una placa

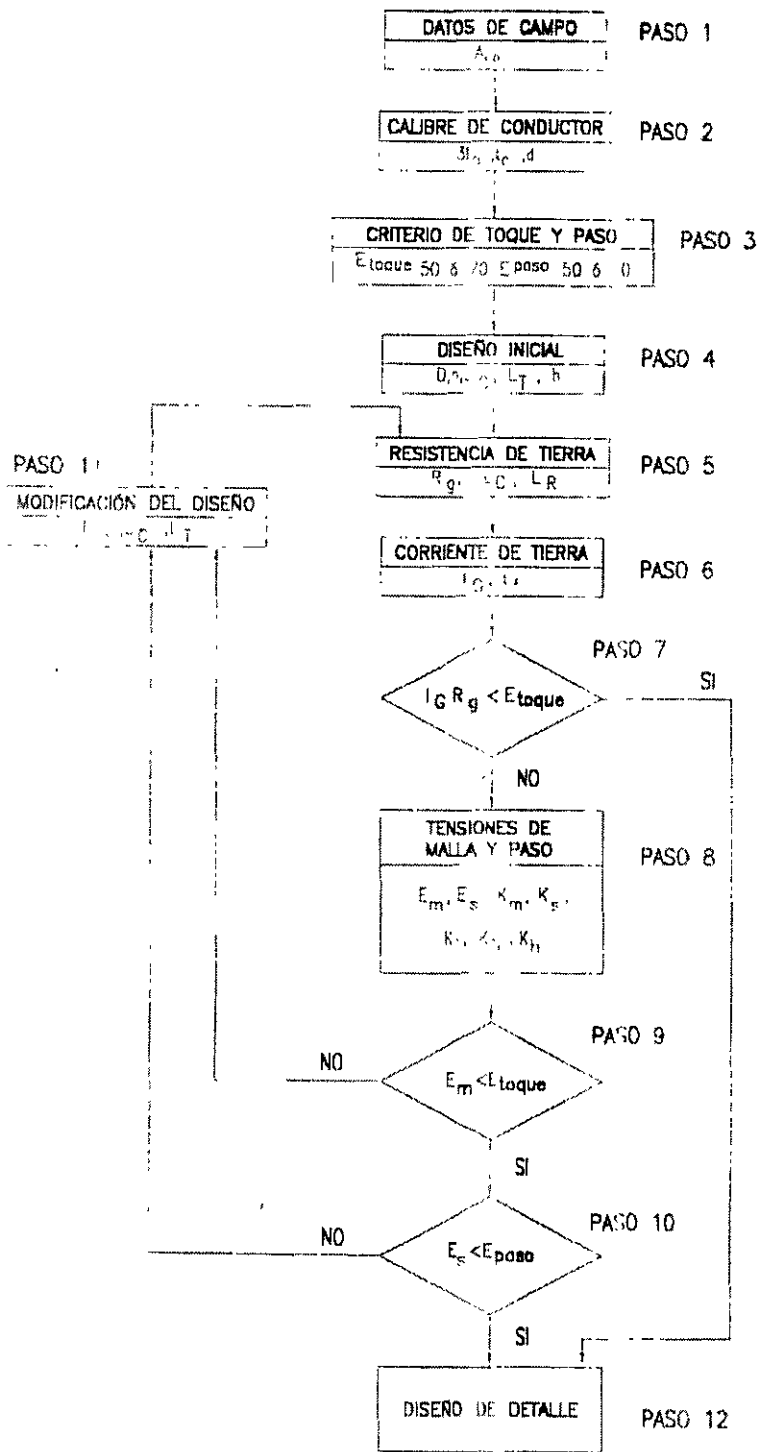


Fig. 5.39 Diagrama de bloques para el procedimiento de diseño

metálica continua, permite limitar las tensiones peligrosas dentro de la subestación a las tensiones tolerables por el humano, pero a un alto costo. El problema en el perímetro puede resultar mas difícil, especialmente en una subestación cuando la resistividad del terreno es alta. Sin embargo los conductores de la red enterrados fuera de la cerca, aseguran que los gradientes de tensión escarpados inmediatamente después del exterior del perímetro no contribuyan a peligrosos contactos de toque. Otro método efectivo y económico para el control de gradientes de tensión es incrementar el número de varillas de tierra en el perímetro de la red. Otra alternativa para el control de gradientes de tensión y las tensiones de paso en el perímetro de la red, es reducir la separación entre los conductores mas próximos al perímetro de la red o con conductores paralelos alrededor del perímetro de la red enterrados a diferente profundidad.

- c) Esparcir una capa, con un espesor entre 8 a 15 cm, de roca triturada en la superficie del terreno para incrementar la resistencia en serie con el cuerpo humano.
- d) Limitar la corriente de falla: la elevación máxima de la tensión de la red se reducirá si se disminuye, cuando sea posible, la corriente total de falla. Pero el incremento del tiempo de liberación de la falla aumenta el daño que pueda causar el choque eléctrico a una persona.
- e) Restringir el paso a ciertas áreas, donde no sea práctico eliminar la posibilidad de que aparezcan diferencias de tensión excesivas durante las fallas a tierra

Al tomar en cuenta una o más de las recomendaciones anteriores, es necesario realizar nuevamente todos los cálculos, para verificar que el nuevo diseño resulta seguro

5.16 Optimización del diseño

Después de satisfacer los requerimientos de las tensiones tolerables de toque y de paso, se puede optimizar el diseño utilizando un programa de computadora, como el CYMGRD descrito en Sección 5.17.

Con los resultados obtenidos se pueden eliminar los conductores con menor densidad de corriente, por lo que se obtendrá una nueva configuración para la red. Esta nueva red sirve para realizar un nuevo estudio, que arrojará nuevos resultados mejorados, que tendrán que ser nuevamente analizados y así sucesivamente. Este proceso iterativo, nos permite eficientar la longitud de la red del sistema de tierra, así como determinar la cantidad y ubicación de las varillas de tierra, para lograr un sistema seguro que no sobrepase las tensiones tolerables por el cuerpo humano.