



Universidad Nacional Autónoma de México

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES "ARAGON"

I N G E N I E R I A

PROYECTO DE UNA SUBESTACION TIPO COMPACTO (SF_6)
PARA UNA CAPACIDAD DE 180 MVA.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

Ingeniero Mecánico Electricista

P R E S E N T A N

ALFONSO MARTINEZ LARA

ANGEL ROSALES ARNAUD



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

CAPITULO I.- Introducción.	1
CAPITULO II.- Características de los tipos de subestaciones	7
1.- Introducción.	8
2.- Elementos integrantes de una subestación.	10
2.1.- Transformadores de potencia	10
2.1.1.- Núcleo	10
2.1.2.- Devanados	10
2.1.3.- Aislamiento	11
2.1.4.- Cambiador de derivaciones	11
2.1.5.- Tanque	11
2.1.6.- Terminales o boquillas	11
2.1.7.- Tanque conservador	12
2.1.8.- Trafoscopio	12
2.1.9.- Medio refrigerante	15
2.1.10.-Sistemas de disipación de calor originado por el núcleo y devanados	15
2.2.- Transformadores de instrumento	15
2.2.1.- Transformadores de corriente	17
2.2.2.- Transformadores de potencial	18
2.3.- Divisores de voltaje	18
2.4.- Interruptores	21
2.5.- Cuchillas desconectadoras	25
2.5.1.- Clasificación de cuchillas desconectadoras	25
2.5.2.- Cuchillas de operación con carga	26
2.6.- Pararrayos	30
2.6.1.- Selección de pararrayos	32
2.7.- Barras colectoras	36
2.7.1.- Tipos de barras colectoras	37
2.7.2.- Accesorios de las barras colectoras	39
2.7.3.- Aisladores para barras colectoras	40
2.8.- Tableros eléctricos	46

2.8.1.- Alambrado en los tableros eléctricos	47
2.8.2.- Tablillas de conexión	49
2.8.3.- Instrumentos eléctricos de medición	49
2.9.- Sistema de tierras. (Su importancia y su cálculo)	55
2.9.1.- Características del terreno	55
2.9.2.- Determinación de la corriente máxima de falla a tierra	55
2.9.3.- Diseño preliminar del sistema de tierras	57
2.9.4.- Cálculo de la resistencia del sistema de tierras	59
2.9.5.- Cálculo del máximo aumento de potencial en el piso dentro de la malla de conductores	60
2.9.6.- Cálculo de las tensiones del piso en el exterior de la malla de tierras	61
2.9.7.- Investigación de los potenciales de transferencia y puntos de mayor peligro	62
2.9.8.- Corrección o refinamiento del diseño preliminar como resultado de los pasos 2.9.6. y 2.9.7.	63
2.9.9.- Construcción del sistema de tierras	64
2.9.10.- Medición en el campo de la resistencia de conexión a tierra del sistema de tierras, formado por una malla de tierra y varillas	64
2.9.11.- Revisión de los pasos 2.9.5, 2.9.6, 2.9.7 y 2.9.8, basándose en los datos tomados en el campo	64
2.9.12.- Modificación del sistema de tierras y/o adición de malla y varillas, según los resultados del inciso 2.9.11	65
3.- Capacidad instalada y firme de la subestación	68
4.- Tipos de arreglos de las subestaciones	69
4.1.- Diagrama unifilar	69
4.2.- Diagramas unifilares en subestaciones de 230 KV	69
4.2.1.- Diagrama con un juego de barras colectoras	70
4.2.2.- Diagrama con un juego de barras principales y un juego de barras auxiliares con interruptor comodín	70
4.2.3.- Diagrama de doble juego de barras colectoras con interruptor de amarre	70

4.2.4.- Diagrama de interruptor y medio	71
4.3.- Diagramas unifilares en subestaciones de 23 KV	76
4.3.1.- Arreglo de barras sencillas	76
4.3.2.- Arreglo de doble barra	76
4.3.3.- Arreglo de doble anillo	76
CAPITULO III.- Selección del equipo	80
1.- Selección de diagrama unifilar	81
1.1.- Sección de 230 KV	81
1.2.- Sección de 23 KV	82
2.- Módulos disponibles	85
2.1.- Interruptores	85
2.2.- Cuchillas	92
2.3.- Cuchillas de operación con carga	93
2.4.- Cuchillas de puesta a tierra	95
2.5.- Transformadores de corriente	96
2.6.- Transformadores de potencial	97
2.7.- Barras colectoras o buses	98
2.8.- Conectores	100
2.9.- Terminales para cables	101
2.10.- Boquillas o terminales para conexión aérea	102
3.- Cantidad y características generales del equipo	105
3.1.- Características del equipo	105
3.2.- Cantidad de equipo	105
3.3.- Gabinetes de control	108
4.- Especificaciones del equipo	109
4.1.- Interruptores	109
4.1.1.- Características eléctricas	109
4.1.2.- Nivel de aislamiento a tierra	109
4.1.3.- Ciclo de operación	109
4.1.4.- Tiempos de operación	110
4.1.5.- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas	110
4.1.6.- Características constructivas	110
4.1.7.- Mecanismo de operación	110

4.2.- Cuchillas desconectadoras	112
4.2.1.- Características eléctricas	112
4.2.2.- Nivel de aislamiento a tierra	112
4.2.3.- Características constructivas	112
4.2.4.- Mecanismo de operación	113
4.3.- Cuchillas de puesta a tierra lenta	114
4.3.1.- Características eléctricas	114
4.3.2.- Mecanismo de operación	115
4.3.3.- Localización de las cuchillas de tierra	115
4.4.- Cuchillas de puesta a tierra rápida	115
4.4.1.- Características eléctricas	115
4.4.2.- Características constructivas	116
4.4.3.- Mecanismo de operación	116
5.- Arreglo físico del equipo	116
CAPITULO IV.- Instalación de equipo	122
1.- Consideraciones generales	123
2.- Instalacion de la subestación	123
3.- Mantenimiento	124
4.- Pruebas	125
4.1.- Pruebas de aceptación	125
4.2.- Llenado de los equipos eléctricos	126
4.3.- Pruebas durante el llenado	128
4.4.- Pruebas para el control de SF ₆ en servicio	128
4.4.1.- Punto de rocío	130
4.4.2.- Contenido de oxígeno	130
4.4.3.- Acidez	130
4.4.4.- Fluoruros hidrolizables.	131
CAPITULO V.- Analisis económico	132
1.- Generalidades	133
2.- Costos estimados para la subestación convencional	133
3.- Costos estimados para la subestación en hexafluoruro de azufre	137

CAPITULO VI.- Recomendaciones de seguridad y conclusiones	143
1.- Recomendaciones de seguridad para la reparación de equipos eléctricos	144
2.- Conclusiones	145
APENDICE.- Características del hexafluoruro de azufre	148
1.- Fabricación industrial	149
2.- Propiedades físicas	149
2.1.- Ecuación de estado	151
2.2.- Variación de la presión con la temperatura	151
2.3.- Constantes críticas	152
2.4.- Calor específico	153
2.5.- Conductividad térmica	153
2.6.- Conductividad sónica	155
3.- Propiedades químicas	156
4.- Propiedades dieléctricas	156
BIBLIOGRAFIA	160

CAPITULO I

I N T R O D U C C I O N

El elevado índice de crecimiento del área metropolitana de la ciudad de México, tanto en número de habitantes así como la industria y el comercio, ha provocado un constante aumento de la demanda de energía eléctrica - lo que hace necesario transportarla en grandes volúmenes con tensiones de transmisión altas, del orden de 230 KV y 400 KV para satisfacer dicha demanda.

Esta energía eléctrica se recibe en los centros urbanos a través de subestaciones reductoras que la hacen llegar a los consumidores por medio de redes de distribución.

Un sistema eléctrico de potencia en general, está formado por un gran número de elementos, como son principalmente las plantas generadoras, subestaciones elevadoras, líneas de transmisión, subestaciones reductoras y redes de distribución.

Una subestación eléctrica está integrada por un conjunto de elementos que nos permiten cambiar las características de la energía eléctrica.

La subestación reductora es aquella instalación que se localiza en los remates y puntos adecuados de las redes de alta tensión y nos sirven para recibir la energía en los grandes centros de consumo, procedente de las plantas generadoras.

En ciudades densamente pobladas como la ciudad de México debido al constante aumento de la demanda de energía eléctrica, costos elevados de los terrenos, normas de seguridad urbana y el aspecto de las ciudades, el empleo de subestaciones convencionales y líneas de transmisión aéreas, resulta ser cada vez más difícil y antieconómico, razones principales por lo que se justifica el empleo de subestaciones tipo compacto en hexafluoruro de azufre (SF_6), en las cuales los requerimientos del terreno que ocupan se reducen y obteniéndose como ventajas adicionales una mayor seguridad, ya que se trata de equipos de frente muerto y con menor mantenimiento, mínimo riesgo de incendio y un menor nivel de ruido.

En tensiones del orden de 23 KV, que son relativamente bajas, generalmente se utilizan subestaciones tipo intemperie o interior aisladas en aire.

Sin embargo, para tensiones del orden de 85 KV o mayores es conveniente utilizar como dieléctrico al hexafluoruro de azufre (SF_6) en subestaciones de alta tensión, en lugar de aire; con lo cual obtendremos una reducción considerable del espacio que ocupan.

El sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica en la ciudad de México está constituida de la siguiente manera:

Se recibe la energía eléctrica de los centros de generación en tensiones de 400, 230 y 85 KV. En cada una de estas tensiones se han construido líneas de transmisión en las cuales se han formado anillos de 400, 230 y 85 KV.

La mayoría de las subestaciones de distribución de energía eléctrica, actualmente toman alimentación del anillo de 85 KV y lo transforman a 23 KV, trayendo como consecuencia la existencia de subestaciones reductoras en el anillo de 230 KV para la transformación de 230/85 KV.

Con lo anterior podemos observar que las pérdidas de energía así como los requerimientos de equipo se incrementan, debido a que se tiene que realizar una doble transformación (230/85 y 85/23 KV) para su distribución.

Para la reducción de las pérdidas de energía, es conveniente que las futuras subestaciones de distribución de energía eléctrica sean de 230/23 KV y se localicen en lugares cercanos al anillo de 230 KV.

Debido a que la localización de éste tipo de subestaciones podría ser en lugares densamente poblados para poder cubrir la demanda de energía eléctrica, no será posible alimentar con líneas aéreas como tradicionalmente se ha venido haciendo, sino que se tendrá que alimentar por medio de cables subterráneos con una tensión de 230 KV.

Para poder suministrar la energía demandada en la zona central de la ciudad ya no es posible usar bancos de potencia de baja capacidad, debido a que las dimensiones de los terrenos son muy reducidos, por lo cual lo más recomendable sería usar transformadores de alta capacidad.

La capacidad máxima en las subestaciones de 85/23 KV es de 120 MVA y se logra mediante la instalación de 4 transformadores de potencia con una capacidad de 30 MVA cada uno; si en forma análoga para las subestaciones de 230/23 KV que son de mucho mayor capacidad se usarán el mismo tipo de transformadores, lógicamente que las dimensiones del terreno tendrían que ser mucho mayores, motivo por el cual, éste tipo de subestaciones tendrán transformadores trifásicos de potencia, de mayor capacidad que los que se emplean en las subestaciones de 85/23 KV.

En las subestaciones de 230/23 KV la máxima capacidad que puede ser instalada es de 180 MVA; en caso de instalar bancos de potencia con una capacidad de 30 MVA cada uno, se tendrían que instalar 6 bancos que ocuparían una superficie mayor, no comparable con la de 3 bancos trifásicos de 60 MVA de capacidad cada uno. Con lo anterior se puede observar lo siguiente:

- Reducción de la superficie del terreno ocupado por las subestaciones de 230/23 KV.
- Reducción del equipo que alimenta a cada banco en los circuitos de 230 KV.

La conexión en los anillos de 230 y 23 KV es estrella con neutro a tierra, mientras que la conexión del anillo de 85 KV es en delta.

En los bancos de potencia de 230/85 KV la conexión es estrella-delta, por lo que se tiene un defasamiento de 30° entre los voltajes; los bancos de potencia de 85/23 KV están conectados en delta-estrella, por lo que se tiene un defasamiento de 30° entre los voltajes; los bancos de 230/23 KV cuya conexión es estrella-estrella el defasamiento entre los voltajes es de 0° , por lo que el secundario de estos bancos se puede interconectar al sistema de 23 KV.

Por los aspectos mencionados anteriormente, en la ciudad de México se deja sentir la necesidad de utilizar los nuevos desarrollos en materia de aislamientos, de tal manera que el aislante gaseoso hexafluoruro de azufre se empieza a aplicar en subestaciones compactas e interruptores de alta -- tensión.

El uso del gas hexafluoruro de azufre como aislante y agente para extinguir el arco eléctrico, ha sido aceptado por la industria eléctrica debido a la habilidad que posee para absorber los electrones libres durante un arqueo.

Durante el desarrollo del presente trabajo se ha pretendido presentar en primer lugar y en términos generales, los elementos principales que intervienen en el diseño de subestaciones de potencia.

En el capítulo II se hace una clasificación de los diferentes tipos - de subestaciones de acuerdo con la función que desempeñan para el suministro de la energía eléctrica a los centros de carga.

Posteriormente se describen en una forma sencilla los elementos integrantes de las subestaciones, tales como transformador de potencia, interruptores, cuchillas desconectadoras, transformadores de instrumento, para rayos, sistema de tierras etc; a continuación se hace un estudio de la ca pacidad firme y capacidad instalada de la subestación y por último se presentan los diagramas unifilares de los distintos tipos de arreglos que se pueden llevar a cabo en las subestaciones eléctricas de potencia.

En el capítulo III se selecciona el diagrama unifilar de la sección - de 230 KV y de la sección de 23 KV de la subestación. Se presentan también una serie de módulos que se encuentran disponibles para el ensamble de la sección de 230 KV. Posteriormente en base al diagrama unifilar se obtiene la cantidad de equipo, proporcionando sus características y especificaciones eléctricas. Por último se presenta el arreglo físico del equipo corres pondiente a la sección de 230 KV, dando una idea mas clara del objetivo -- del presente trabajo.

En el capítulo IV se presentan las consideraciones generales que se deben de tener en cuenta para la instalación y mantenimiento de la subesta--ción. En el último punto de éste capítulo se mencionan las principales pruebas de aceptación que se deben realizar al gas hexafluoruro de azufre.

En el capítulo V en primer término se realiza un estudio de costos es--timados para la instalación de una subestación convencional. Posteriormente se lleva a cabo un estudio similar para la instalación de una subestación - en hexafluoruro de azufre, y finalmente se presenta una tabla comparativa - de los costos estimados que se obtubieron del estudio de ambos casos.

En el capítulo VI se dan algunas recomendaciones de seguridad para la reparación de equipos eléctricos en hexafluoruro de azufre, y también se --presentan las conclusiones obtenidas como resultado del presente trabajo.

CAPITULO II

CARACTERISTICAS DE LOS TIPOS DE SUBESTACIONES.

- 1.- Introducción.
- 2.- Elementos integrantes de una subestación.
- 3.- Capacidad instalada y firme de la subestación.
- 4.- Tipos de arreglos de las subestaciones.

1. Introducción

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema. Desde el punto de vista de la función que desempeñan las subestaciones se pueden clasificar como sigue:

Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas.

Estas se encuentran adyacentes a las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad, para modificar los parámetros de la potencia suministrados por los generadores para permitir la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión, a este respecto se puede mencionar que los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25 KV y la transmisión dependiendo del volumen de energía y la distancia se puede efectuar a 85, 115, 230 y 400 KV.

Subestaciones receptoras primarias.

Estas son alimentadas directamente de la línea de transmisión y reducen la tensión a valores menores para alimentar los sistemas de subtransmisión o las redes de distribución, de manera que dependiendo de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario tensiones del orden 115, 85, 23, 13.2 y 6 KV.

Subestaciones receptoras secundarias.

Estas son por lo general alimentadas de las redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones comprendidas entre 23 y 6 KV.

Las subestaciones eléctricas también se pueden clasificar por el tipo de instalación como:

Subestaciones tipo intemperie.

Estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve e inclemencias atmosféricas diversas) por lo general se adoptan en los sistemas de alta y extra alta tensión.

Subestaciones tipo interior.

En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas que se usan están diseñados para operar en interiores, esta solución se usaba hace algunos años en la práctica europea, actualmente son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias incluyendo la variante de las subestaciones de tipo blindado.

Subestaciones tipo blindado.

En estas subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido en comparación a las construcciones de subestaciones convencionales, por lo general tienen como medio aislante un gas (SF_6) y se usan en el interior de fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieren de poco espacio para estas instalaciones.

Siempre es conveniente tener una idea de cuales son los principales componentes que constituyen una subestación eléctrica así como la función que desempeñan dentro de los sistemas eléctricos de potencia, con el objeto de analizar con mayor propiedad las características mas importantes para una aplicación específica.

Se puede mencionar que todos los elementos de una subestación eléctrica tienen una función que desempeñar y cada uno es importante de acuerdo a la ubicación que guardan dentro de la instalación, sin embargo, es obvio

que es necesario conocer con cierto detalle aquellos elementos que por la función que desempeñan resultan de mayor importancia.

2. Elementos integrantes de una subestación.

2.1. Transformadores de potencia.

El transformador es un aparato eléctrico estático que sirve para transferir la energía de un circuito de corriente alterna a otro mediante un acoplamiento magnético.

El transformador funciona según el principio de inducción mutua entre dos (o más) bobinas o circuitos acoplados inductivamente, es decir, cuando se colocan dos bobinas cercanas una de la otra y a una de ellas le aplicamos una corriente alterna, ésta corriente originará una imantación variable la cual producirá, en la otra bobina una corriente alterna.

Los elementos principales de que se compone un transformador son los siguientes:

2.1.1. Núcleo.- En la construcción de núcleos, se emplea en su mayoría láminas de acero con 4% de silicio, éste tipo de láminas se emplea por las ventajas que presenta en lo referente a costo, facilidad de manipulación, pérdidas pequeñas por hietéresis y por corrientes circulantes y gran permeabilidad a inducciones magnéticas relativamente altas.

2.1.2. Devanados.- Los devanados consisten de bobinas fabricadas sobre moldes, con dimensiones iguales a las del núcleo donde posteriormente serán colocadas, asimismo estas bobinas son cubiertas con cintas aislantes para proporcionar los niveles de aislamiento requerido entre bobinas y posteriormente se impregnan con barniz aislante.

En los transformadores pequeños para baja tensión, se emplea conductor redondo, pero en los transformadores grandes los conductores suelen ser barras rectangulares.

2.1.3. Aislamiento.- El aislamiento en los transformadores, está formado por varios elementos que van colocados para dar un perfecto aislamiento en tre las partes componentes del núcleo, entre los devanados y entre el núcleo y los devanados, así también se prevee un aislamiento entre las partes conductoras y el tanque.

2.1.4. Cambiador de derivaciones (taps).- El cambiador de derivaciones se emplea para suprimir o aumentar el número de vueltas o de bobinas de un devanado, con lo que se obtiene un nivel más o menos estable de la tensión requerida.

Los cambiadores de derivaciones se clasifican en dos grupos que son:

- a) Cambiador de derivaciones sin carga.
- b) Cambiador de derivaciones con carga.

2.1.5. Tanque.- Los transformadores que emplean como medio refrigerante los líquidos, deben tener su núcleo y devanados necesariamente encerrados en tanques que eviten las pérdidas del refrigerante. Estos tanques se cons truyen de láminas o placas de acero soldadas y pueden tener forma circular, ovalada o rectangular. El tanque tiene espacio suficiente para permitir la dilatación y contracción térmica del aceite.

2.1.6. Terminales o boquillas.- Las terminales de los devanados van cuidado samente aisladas para ser sacadas del tanque, ya sea por cable aislado, en el caso de transformación de baja potencia o por medio de porcelanas llamadas " boquillas " (bushings).

Las boquillas pueden ser del tipo seco o con aislamiento de aceite, la porcelana con que son construídas debe ser de un material compacto y de buen aislamiento.

Las boquillas del tipo seco no tienen generalmente ningún conductor que sirva de pasamuro, sino que la terminal del devanado es la que sale

hasta el exterior y es sujeta en el extremo de la terminal por un perno y una tierra.

Las boquillas con aislamiento de aceite se usan generalmente en altas tensiones (85 KV o mayores).

2.1.7. Tanque conservador.- El tanque conservador de aceite se localiza en la parte superior del tanque del transformador y contiene aceite hasta su punto medio, el cual por un lado está en contacto con el aceite que cubre a la bobina y por el otro está en contacto con el medio ambiente.

El tanque conservador tiene como función evitar la oxidación del aceite, absorber los movimientos del aceite ya sea por temperatura o por corto circuito y también la de estar reponiendo constantemente el aceite que se pierde por fugas.

En algunos conservadores el extremo de la respiración lleva un material que evita el paso de humedad al aceite. Este material se conoce por el nombre de "Silica Gell" o "Alumina Activada" y es generalmente de color azul pero cuando contiene humedad se torna de un color rosa.

2.1.8. Trafoscopio.- En transformadores de potencia que cuentan con un tanque conservador de aceite, se tiene un relevador que es operado por acumulación de gases y flujo de aceite y se le conoce con el nombre de "Trafoscopio o Buchholz".

Este relevador se localiza entre el tanque conservador y el tanque del transformador como se aprecia en la figura 1.

La instalación del trafoscopio debe cumplir con ciertos requisitos que deberán ser proporcionados por el fabricante, entre los cuales podemos mencionar:

- a) En transformadores de tapa plana debe darse una inclinación -----

(1/2 ") para obligar pasar a los gases por el trafoscopio.

b) En transformadores con tapa irregular el tubo de conexión al tra_foscopio debe estar en el lugar mas alto o cuando menos recolectar los pun_tos mas altos y llevarlos al tubo general antes del trafoscopio.

c) La tubería que conecta el trafoscopio debe tener una pendiente - mínima del 2%.

d) De acuerdo a la capacidad del transformador se selecciona el ti-po del trafoscopio, como por ejemplo: TW-1 para transformadores de 100 a - 1000 KVA ; TW-2 para 1000 a 10000 KVA y TW-3 para capacidades mayores de - 10000 KVA.

e) El nivel del aceite del conservador debe estar a 20 mm como míni_mo sobre el grifo superior que tiene el trafoscopio.

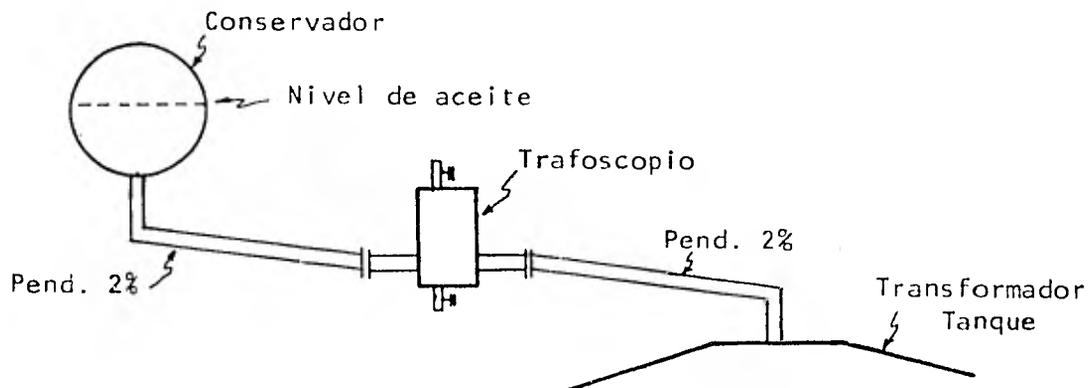


Figura 1.- Localización del trafoscopio.

Los elementos integrantes con que cuenta el trafoscopio son los que se pueden apreciar en la figura 2.

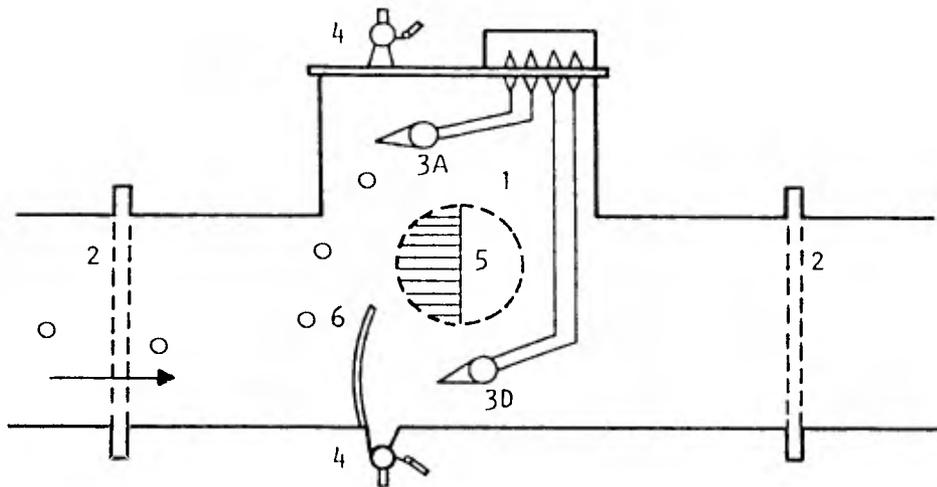


Figura 2.- Elementos integrantes del trafoscopio.

- 1.- Cámara de acumulación de gases.
- 2.- Bridas de conexión, una para el lado del transformador y otra para el conservador.
- 3.- Dos flotadores equipados con una botella de mercurio cuyo principio de operación es el de un interruptor en el cual el flotador 3A opera como señal de alarma y el 3D como señal de disparo.
- 4.- Dos válvulas que sirven para " purgar " el trafoscopio y para -- evacuar los gases acumulados.
- 5.- Registro de cristal, el cual sirve para verificar el nivel del -- aceite y la cantidad de gases acumulados.
- 6.- Placa desviadora, la cual sirve para obligar a los gases a pasar a la parte superior del recipiente.

Como ya se ha mencionado, el trafoscopio está intercalado entre el -- tanque conservador y el tanque del transformador, así que cualquier des--- prendimiento de gas generado en el transformador debe pasar al conservador

a través del trafoscopio en el cual se captura haciendo bajar progresivamente el nivel del aceite y a su vez que el flotador superior se inclina, cerrando su contacto de señal de alarma.

Si el desprendimiento de gases es en forma severa, se obliga al aceite a fluir a través del trafoscopio hacia el interior del tanque conservador, ocasionando con esto que el flotador 3D se incline cerrando su circuito eléctrico para mandar la señal de disparo y dejar fuera de servicio al transformador.

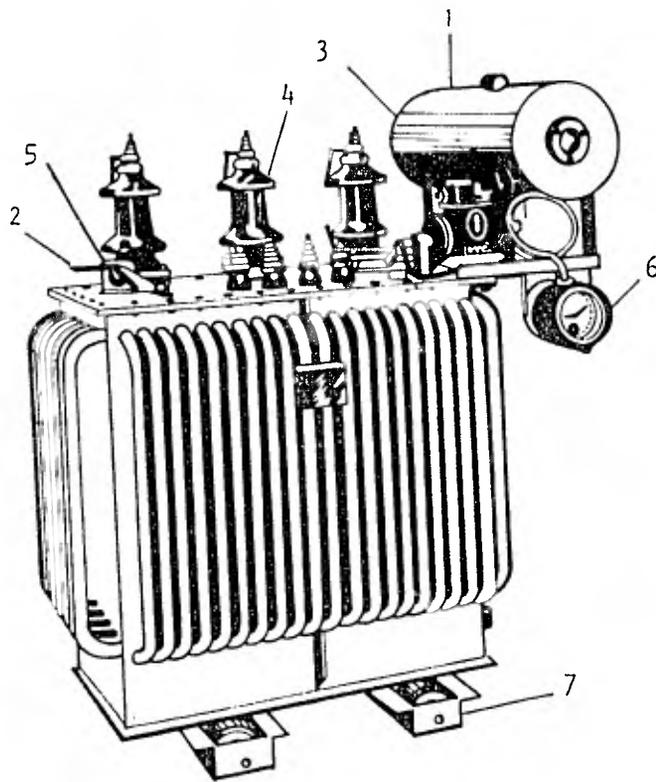
2.1.9. Medio refrigerante.- En los transformadores pequeños la refrigeración por radiación y por convección natural suele ser suficiente para mantener la temperatura de funcionamiento por debajo del máximo que puede soportar el aislamiento sin reducir seriamente su duración. Al aumentar el tamaño del transformador, hay que proveer medios artificiales para facilitar la refrigeración, esto se logra dotando de conductos de ventilación a los devanados, aumentando las dimensiones de radiación del tanque y adicionando elementos que ayuden a una rápida disipación del calor.

Los refrigerantes más empleados son: el aire, el aceite dieléctrico, líquidos dieléctricos no inflamables y el agua.

2.1.10. Sistemas de disipación de calor originado por el núcleo y devanados.- La energía convertida en calor en el circuito magnético y en los devanados de un transformador se transmite al aceite en el cual éstos se hallan sumergidos, éste a su vez lo transmite a los fluídos que sirven para enfriarlo como son el aire y el agua, logrando ésto a través del tanque o por medio de radiadores adaptados a éste o montados por separado.

2.2. Transformadores de instrumento.

Se denomina transformadores de instrumento los que se emplean para la alimentación de equipos de medición, control o protección.



- 1.- Tanque conservador de aceite.
- 2.- Palanca del cambiador de derivaciones.
- 3.- Posición del relevador Buchholz.
- 4.- Boquillas.
- 5.- Conexión para filtro-prensa.
- 6.- Indicador de temperatura.
- 7.- Base con ruedas.

Figura 3.- Partes constituyentes de un transformador trifásico en aceite.

Tienen como función principal reducir a valores normales y no peligrosos, las características de tensión y corriente en un sistema eléctrico, -- con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente más económicos y que pueden manipularse sin peligro.

Los transformadores de instrumento se clasifican en dos tipos:

- a) Transformadores de corriente.
- b) Transformadores de potencial.

2.2.1. Transformadores de corriente.

El transformador de corriente es un aparato donde la corriente secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente - proporcional a la corriente primaria.

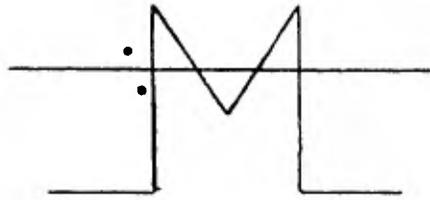
El primario de éste transformador está conectado en serie con el circuito que se desea controlar en tanto que el secundario está conectado a - los circuitos de uno o varios aparatos de medición, relevadores o aparatos análogos, todos ellos conectados en serie.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios devanados secundarios bobinados sobre uno o varios circuitos magnéticos separados.

Hay transformadores de corriente que operan con corrientes relativamente bajas, estos transformadores pueden construirse sin devanado primario, ya que el primario lo constituye la línea a la que van a conectarse. En este caso a los transformadores se les denomina tipo "dona".

Las relaciones de transformación son de diferentes valores, pero la corriente en el devanado secundario normalmente es de 5 amperes.

La representación de un transformador de corriente en un diagrama unifilar es la siguiente:

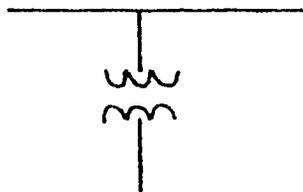


2.2.2. Transformadores de potencial.

Se denomina transformador de potencial a aquel cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. - Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección, que requieren señal de voltaje.

El primario de dicho transformador esta conectado a las terminales entre las que se desea medir la tensión, en tanto que el secundario está conectado en paralelo a los circuitos de potencial de uno o varios instrumentos.

La representación de un transformador de potencial en un diagrama unifilar es la siguiente:



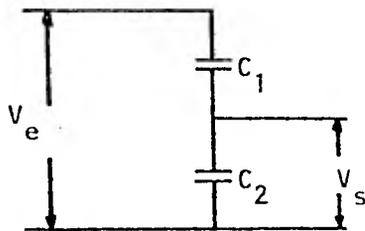
Las relaciones de transformación son de diferentes valores, pero el voltaje en el devanado secundario normalmente es de 120 Volts.

2.3. Divisores de voltaje.

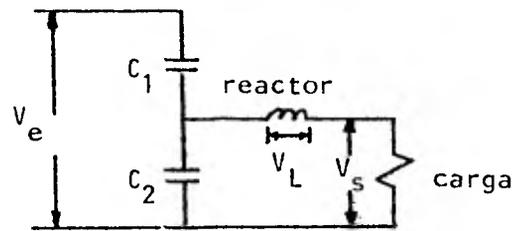
El divisor de voltaje es un dispositivo utilizado para medición o pro

tección en los sistemas eléctricos como elemento primario de detección.

Estos pueden ser resistivos o capacitivos, normalmente se emplean en sistemas de alta tensión (115 - 400 KV) y por lo general son del tipo capacitivo. A éstos divisores se les conoce también como transformadores capacitivos y generalmente son compensados por medio de un circuito inductivo, -- que físicamente es un reactor.



Circuito básico



Circuito compensado

Del circuito básico:

$$V_e = X_{c1} I + X_{c2} I$$

$$V_s = X_{c2} I$$

$$\frac{V_e}{V_s} = \frac{(X_{c1} + X_{c2}) I}{X_{c2} I}$$

$$V_s = \frac{X_{c2}}{X_{c1} + X_{c2}} V_e$$

$$V_s = \frac{C_2}{C_1 + C_2} V_e$$

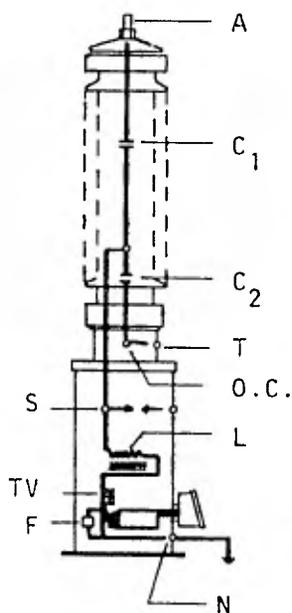
Normalmente estos divisores capacitivos están contruídos en forma modular, es decir, que una unidad de 400 KV puede estar formada por dos de -- 230 KV ó cuatro de 115 KV.

Por lo general se diseñan de tal forma que $C_1 \ll C_2$. La reactancia de compensación sirve para compensar la caída de voltaje debida al efecto de los capacitores y su valor se calcula de acuerdo con la expresión:

$$WL = \frac{1}{WC_1 + WC_2}$$

Si $C_1 \ll C_2$

$$WL \approx \frac{1}{WC_2}$$



- A = Terminal de alta tensión.
- C_1 = Capacitor de alta tensión.
- C_2 = Capacitor de media tensión.
- T = Conexión a tierra del conector O.C.
- S = Pararrayos (en algunos casos).
- L = Inductancia de compensación.
- TV = Transformador de media tensión.
- F = Filtro para protección contra oscilaciones por ferresonancia.
- N = Neutro.

Figura 4.- Divisor capacitivo.

2.4. Interruptores.

Un interruptor es un dispositivo eléctrico cuya función principal es la de interrumpir y establecer la continuidad en un circuito eléctrico.

Las operaciones que efectúa el interruptor las puede hacer bajo carga o sin carga; cuando opera con carga se le conoce como "Disyuntor o Interruptor de Potencia" y cuando opera sin carga se le conoce como "Desconectador o Cuchilla Desconectadora".

A los interruptores de potencia se les considera como los dispositivos básicos de las subestaciones eléctricas, debido a que cuando se presenta alguna anomalía o disturbio en el sistema eléctrico, estos operan inmediatamente y automáticamente por medio de relevadores para aislar el lugar de la falla y de esta manera proteger el equipo eléctrico para que no sufra desperfectos; en otras palabras los interruptores de potencia también son unos dispositivos que nos sirven para dar protección al sistema eléctrico y al equipo integrante del mismo.

Las partes constituyentes de los interruptores de potencia básicamente son las siguientes:

- a) Tanque
- b) Contactos
- c) Cámara de extinción del arco
- d) Mecanismo de operación
- e) Control eléctrico
- f) Boquillas
- g) Dieléctrico

Observando la siguiente figura describiremos el principio fundamental del funcionamiento de los interruptores:

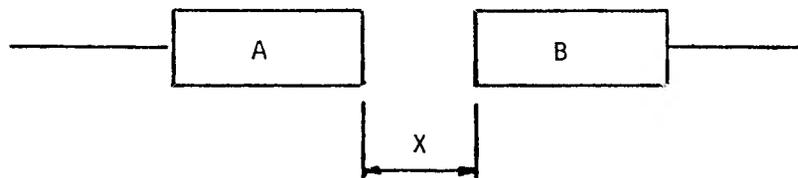


Figura 5.- Principio fundamental de los interruptores.

Cuando el interruptor está en la posición de cerrado la presión entre los contactos A y B tendrá que ser de acuerdo con las normas internacionales establecidas de dicho interruptor, siendo el área de contacto máxima y la resistencia al paso de corriente será mínima.

Cuando el interruptor empieza a abrir la resistencia al paso de la corriente será máxima debido a que el área de contacto (contactos A y B) es mínima, disminuyendo la presión entre dichos contactos.

El establecimiento del arco eléctrico se formará en el momento que se separan los contactos A y B, por lo que es necesario ahogarlo o soplarlo para su extinción. En el caso que se esté trabajando con corriente continua hay pocas posibilidades para extinguir el arco eléctrico; cuando se esté trabajando con corriente alterna, tendremos mayor posibilidad de extinguir dicho arco, debido a que el arco se apaga por un instante al cambiar el sentido de la corriente.

2.4.1. Clasificación de Interruptores.- Por su extinción de arco:

- a) aire
- b) aceite
- c) hexafluoruro de azufre (SF_6)
- d) vacío

a) Extinción del arco en aire:

Para la extinción de un arco eléctrico en aire a la presión atmosférica del lugar de una instalación se tienen diferentes procedimientos entre los cuales se tienen:

- Alargamiento del arco
- Enfriamiento del arco
- Soplo magnético

Alargamiento del arco.- La resistencia es aproximadamente proporcional a la longitud del arco.

Enfriamiento del arco.- El voltaje requerido para mantener la ionización aumenta cuando la temperatura disminuye, por lo que logrando un enfriamiento efectivo se aumenta la resistencia.

Soplo magnético.- En este tipo de interruptores la corriente que se va a interrumpir se utiliza para crear un campo magnético que impulsa al arco eléctrico originalmente corto entre los contactos principales contra un laberinto de celdas de material cerámico en donde el arco se alarga y se enfría, aumentando grandemente su resistencia hasta que se extingue el arco. Este interruptor se utiliza para tensiones no mayores de 10 KV.

b) Extinción del arco en aceite:

Cuando el medio en el cual se presenta la interrupción está constituido por aceite mineral los fenómenos que se verifican en el instante en el cual el contacto móvil se aleja del contacto fijo, son de la misma naturaleza de las que se presentan en la interrupción en aire, solo que el aceite provoca un enfriamiento más rápido del arco entre los contactos; - el procedimiento por el cual se extingue el arco tiene dos etapas básicamente:

- Alargamiento y enfriamiento del arco.
- Autoextinción del arco.

El principio de interrupción en los interruptores de aceite es en general el de autoextinción del arco y pueden ser de gran volúmen de aceite o de pequeño volúmen de aceite, empleandose en tensiones medias los primeros y para tensiones hasta de 230 KV los segundos que se construyen con varias cámaras de extinción existiendo variantes de construcción que dependen del fabricante.

c) Extinción del arco en hexafluoruro de azufre (SF_6) :

La extinción del arco eléctrico se puede obtener también por medios diferentes de los convencionales ya que desde hace algunos años se encuentran en el mercado interruptores en los que el medio de extinción del arco está constituido por SF_6 para tensiones superiores a 70 KV; el SF_6 es un gas que presenta ciertas características particulares para la extinción del arco las cuales se mencionan en el siguiente capítulo, así mismo como el funcionamiento y partes principales de los elementos de extinción que se distinguen en estos interruptores.

d) Extinción del arco en vacío:

La interrupción de una corriente en un medio en donde se ha hecho un alto grado de vacío tiene un fenómeno en el que el arco se comporta sustancialmente diferente de la interrupción en otro medio líquido o gaseoso ya que de hecho falta la aportación del gas para la formación del canal gaseoso que se ioniza fuertemente.

En su forma mas simple un interruptor que trabaja con este principio de funcionamiento está constituido por un recipiente de material aislante como por ejemplo porcelana o vidrio, en este recipiente se encuentran montados los contactos fijo y móvil, el contacto móvil es controlado del exterior por medio de una varilla aislante que se apoya en un dispositivo especial que permite el movimiento.

Para interrumpir una corriente alterna de un valor relativamente pequeño cuando un contacto se separa del otro que se encuentra con potencial negativo (cátodo) se forma un mecanismo del tipo catódico que origina una pequeña descarga hacia el otro contacto que se encuentra con potencial positivo (ánodo) y emite iones positivos bajo la forma de vapor del electrodo del metal que constituyen el electrodo mismo, este vapor se forma por efecto de la elevada temperatura en la superficie de la zona interesada -- del contacto.

Al primer paso de la corriente por su cero el arco se extingue en tal forma que la rigidez dieléctrica entre los contactos se restablece rápidamente dada la escasez de partículas conductoras.

2.5. Cuchillas desconectadoras.

La cuchilla desconectadora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Su función es la de aislar un aparato, un conjunto de aparatos o una sección de una línea de una red bajo tensión sin peligro para las maniobras de reparación o mantenimiento.

Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se pueden operar con carga, hasta ciertos límites.

2.5.1. Clasificación de las cuchillas desconectadoras.

a) Por su operación:

Con carga

Sin carga

b) Por su tipo de accionamiento:

Manual

Automático

c) Por su tipo de servicio:

Interior
Intemperie

d) Por su número de polos:

Unipolar
Tripolar

e) Por su tipo de montaje:

Verticales
Horizontales

f) Por su tipo de conexión:

De fase
De puesta a tierra

g) Por su tipo de funcionamiento:

Con tres aisladores, dos fijos y un giratorio al centro (horizontal), llamado también de doble arco.

Con dos aisladores (accionados con pértiga), operación vertical.

Con 2 aisladores uno fijo y otro giratorio en el plano horizontal.

Pantógrafo o separador de tijera.

Cuchilla tipo "AV".

Cuchilla de tres aisladores, el del centro movable por cremallera.

Cuchillas desconectadoras con cuernos de arqueo.

Cuchilla tripolar de doble aislador giratorio.

2.5.2. Cuchillas de operación con carga.

Existen cuchillas que pueden desconectar circuitos con carga. Estas cuchillas reciben el nombre de seccionadores y son casi siempre cuchillas de operación vertical con accesorios especiales para desconexión rápida. Se fabrican para interrumpir corriente hasta de 1000 A a tensiones no mayores de 34.5 KV.



Figura 6.- Cuchilla con tres aisladores, dos fijos y un giratorio al centro (horizontal) llamado también de doble arco.

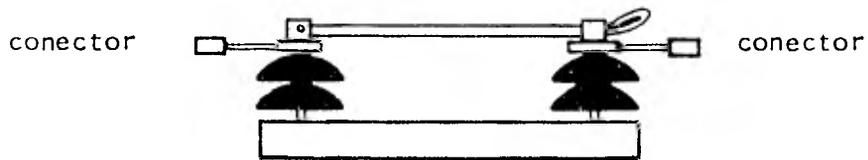


Figura 7.- Cuchilla con dos aisladores (accionados con pértiga), operación vertical.
 Por la forma en que se instala, recibe el nombre de :
 Vertical LCO.
 Horizontal standard.

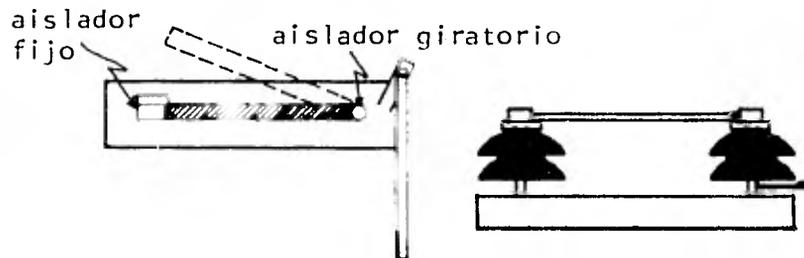


Figura 8.- Cuchilla con dos aisladores, uno fijo y otro giratorio en el plano horizontal.

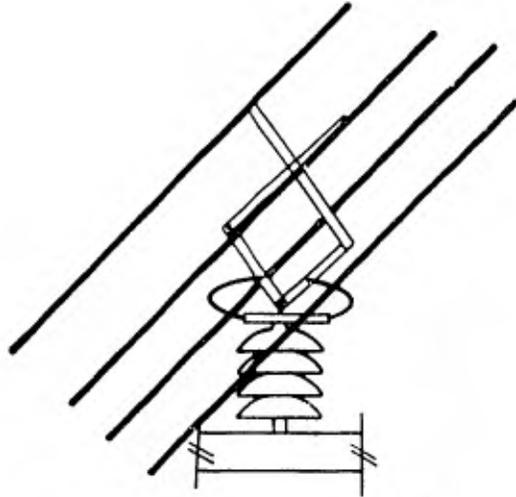


Figura 9.- Pantógrafo o separador de tijera.

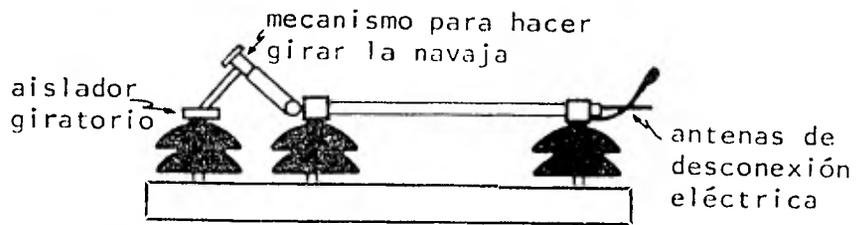


Figura 10.- Cuchilla tipo "AV"

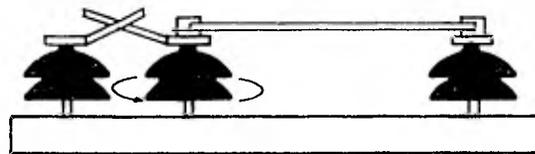


Figura 11.- Cuchilla de tres aisladores, el del centro movable - por cremallera.

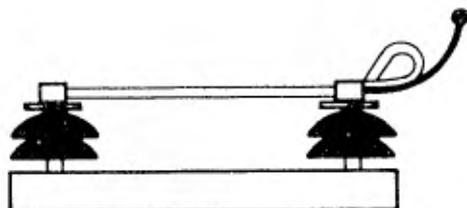


Figura 12.- Cuchillas desconectoras con cuernos de arqueo.

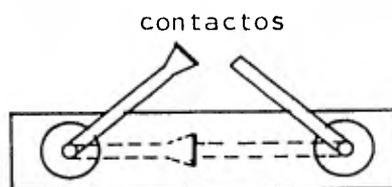


Figura 13.- Cuchilla tripolar de doble aislador giratorio.

2.6. Pararrayos.

Este es el dispositivo primario de protección usado en la coordinación de aislamiento, su función es limitar la sobretensión aplicada al equipo para dar protección al aislamiento, las funciones específicas del pararrayos son:

- 1.- Operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulen por él.
- 2.- Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo por lo que para cumplir con lo anterior se debe seleccionar el aislamiento apropiado.

Las características de protección del pararrayos se pueden dividir en dos partes:

- a) Tensión de arqueo.
 - b) Corriente de descarga.
-
- a) La tensión de arqueo o magnitud de la tensión a la cual se produce el arqueo en el pararrayos es una función de la forma de onda y la tensión aplicada.
 - b) La tensión de descarga o tensión causada por el flujo de corriente a través del pararrayos (se refiere a la caída de tensión $I \times R$ en el pararrayos) es una función de la forma de onda y la magnitud de la corriente.

En la siguiente figura se muestran los conceptos relacionados con el pararrayos:

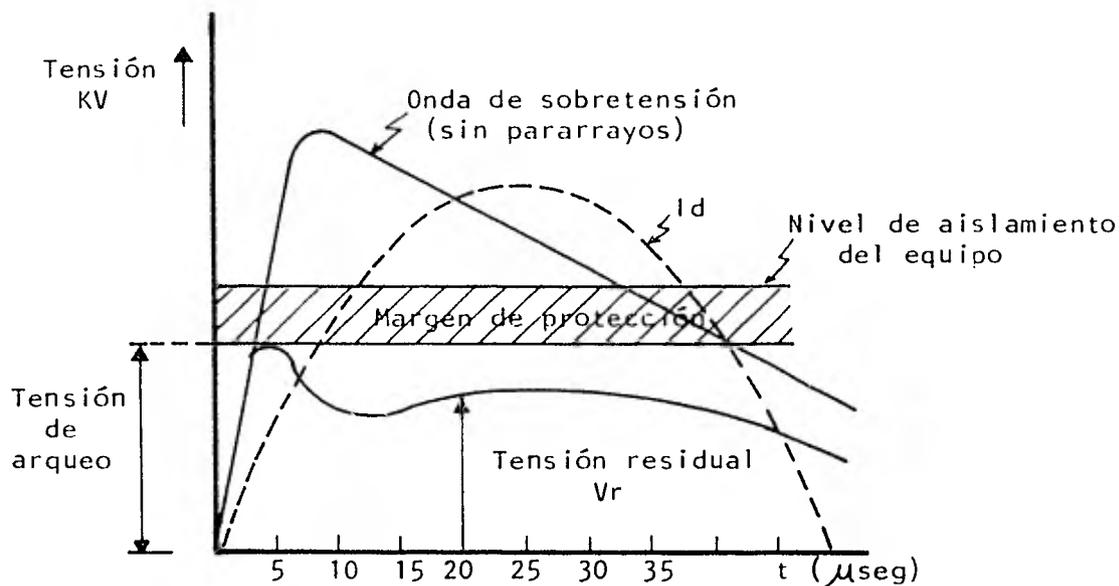


Figura 14.

Para una onda de tensión de valor cresta V que ha recorrido una cierta distancia a lo largo de una línea de transmisión, la tensión residual - después del arco se determina para dos casos:

- a) Línea terminada en subestación (punto de localización del pararrayos).
 - b) Línea continua (instalación intermedia del pararrayos).
- a) Para una línea terminada en subestación, la corriente de descarga (I_d) del pararrayos considerado como localizado en la subestación extrema se determina como:

$$I_d = \frac{2 (NBI) - V_r}{Z_0}$$

NBI = Nivel básico de aislamiento de la línea KV.

V_r = Tensión residual del pararrayos. (Caída de tensión en KV).

Z_0 = Impedencia característica de la línea ohms.

- b) Para una línea continua en la que el pararrayos está localizado - en algún punto intermedio la corriente de descarga se obtiene como:

$$I_d = \frac{NBI - V_r}{Z_0}$$

Para tener una idea de la magnitud de las corrientes de descarga, para una línea de 230 KV con un NBI de 900 KV y una impedencia característica de 300 ohms, si se desprecia la resistencia del pararrayos que da el valor de V_r , en el peor de los casos se tendría:

$$I_d = \frac{2 NBI}{Z_0} = \frac{2 \times 900}{300} = 6 \text{ KA}$$

Y para sistemas de menor tensión las corrientes son menores.

De registros tomados en el campo en algunos países se ha medido que - solo del 1 al 4% de las corrientes de descarga en pararrayos exceden a 10 KA y sobre un 70% son menores de 2 KA.

2.6.1. Selección del pararrayos.

La selección de un pararrayos para protección sobre corrientes de origen atmosférico y por maniobra de interruptores debe estar de acuerdo con el criterio de protección establecido para una instalación en función del criterio de coordinación de aislamiento adoptado, es decir se debe verificar que un tipo de pararrayos cumpla con los requerimientos de la línea, - transformador, aisladores, etc., en la subestación.

Las características importantes para la selección de pararrayos son:

- a) Tensión nominal.
- b) Corriente nominal de descarga.

a) Tensión nominal del pararrayos.- Es el valor efectivo de la tensión alterna de frecuencia fundamental (60 Hz) a la cual se efectúa la prueba de trabajo y que puede aparecer en forma permanente en el pararrayos sin dañarlo. A esta tensión el pararrayos extingue la corriente de frecuencia fundamental por lo que se conoce también como "Tensión de extinción del pararrayos".

La tensión nominal del pararrayos se calcula con la expresión:

$$V_n = K_e V_{max}$$

Donde:

V_{max} = Tensión máxima del sistema entre fases (se refiere al equipo) en KV.

V_n = Tensión nominal del pararrayos en KV.

K_e = Factor de conexión a tierra.

El factor K_e depende de la forma en como está conectado el sistema a tierra, considerando la falla de línea a tierra que produce la sobretensión en las fases no falladas.

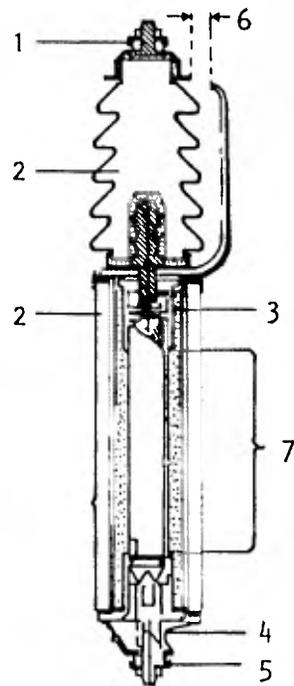
Es práctica común de los fabricantes designar los pararrayos como de: 100%, 80% y 75%, estos valores se refieren normalmente a la tensión nominal del sistema, así por ejemplo, un pararrayos de 100% tiene una tensión nominal que es mayor en un 5% a la tensión nominal del sistema y se emplean en caso que $K_e = 1.0$ (neutro aislado o puesto a tierra a través de una alta impedancia).

Los pararrayos con porcentajes menores de 100% se aplican a sistemas con el neutro conectado a tierra y su valor depende de la forma en que estén conectados, así por ejemplo, para sistemas con neutro sólidamente conectado a tierra en los que $K_e = 0.8$ por tener relación $X_0/X_1 \leq 3$ y $R_0/X_1 \leq 1$ se usarán pararrayos de 80% de acuerdo con los valores de niveles de protección que se obtengan.

El valor de tensión nominal de un pararrayos es importante en la economía de la instalación, tomese el caso de un sistema con neutro sólidamente conectado a tierra en donde se podría emplear un pararrayos de 75% o -- bién uno de 80%, se tendría un mayor número de operaciones y por lo tanto mayor probabilidad de falla, por el contrario si se seleccionaran pararrayos de 110% de la tensión nominal de la instalación, se tendría un menor número de operaciones, pero es probable que la protección no sea adecuada debido a que a mayor tensión de operación del pararrayos, está más próximo a la tensión fijada como nivel básico de aislamiento del equipo, y el margen de protección sería pequeño.

Por lo anterior se debe coordinar la tensión de operación del pararrayos con los niveles básicos de aislamiento del equipo. Un criterio práctico y rápido consiste en que un sistema efectivamente aterrizado ($K_e = 0.8$) el valor de la tensión nominal sea un 5 o 10% mayor que el encontrado y en sistemas con neutro aislado o conectado a tierra a través de alta impedancia se instalen pararrayos de 100% o 105%.

Debido a que los pararrayos también deben operar por sobretensiones -- debidas a maniobra de interruptores, se debe de determinar éste valor, así por ejemplo las normas ANSI recomiendan que el valor de operación del pararrayos por sobretensión debida a maniobra sea 0.83 NBI de manera que la -- tensión de operación del pararrayos por ésta razón sea del orden de un 10% menor que por sobretensión de rayo y menor que el nivel de aislamiento por operación de interruptores del equipo por proteger.



- 1.- Conexión a línea del pararrayos.
- 2.- Aislador de porcelana.
- 3.- Tubo de extinción.
- 4.- Apertura de descarga.
- 5.- Conexión a tierra.
- 6.- Cuernos de arqueo (opcional).
- 7.- Cámara para la extinción del arco.

Figura 15.- Pararrayos tipo expulsión.

2.7. Barras colectoras.

Se llaman barras colectoras al 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 varios niveles de voltaje, dependiendo del 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 al aislador.

El diseño 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, a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace en base a 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.

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 ya sea que -

se tenga corriente alterna o directa.

2.7.1. Los tipos de barras mas usados son los siguientes:

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

a) Cables.- Son los conductores formados por un conjunto de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra mas utilizado.

Las principales ventajas del uso del cable son las siguientes:

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

Sus desventajas son:

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

Los materiales mas 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 separado res especiales.

b) Tubos.- Las barras colectoras tubulares se usan principalmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas.

El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el area necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras.

Los materiales mas usados para tubos son el cobre y el aluminio.

Las principales ventajas del uso del 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 a las pérdidas por efecto corona.
- e) Reduce las pérdidas por efecto superficial.
- f) Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de area.

Las desventajas del uso de 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 está hecha en base a 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 de ésta forma 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.

c) Barras de solera.- La forma de barra más 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 mas 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 superficial y de proximidad cuando se conduce corriente alterna.
- c) Requiere 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 usen una sola o en grupos 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.

2.7.2. Accesorios de las barras colectoras.

Son todos aquellos elementos que nos sirven para unir elementos conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en las instalaciones de barras colectoras.

Los tipos de accesorios más usados 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 solduras son más confiables; no hay que perder tiempo por trámites de compras.

b) Juntas de expansión.- Son las formadas por conductores flexibles y que 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.

2.7.3. Aisladores para las barras colectoras.

Son aquellos elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y además proporcionan el nivel de aislamiento necesario.

La selección adecuada de 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.

Se usan tres tipos de aisladores: los aisladores rígidos, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial.

a) Aisladores rígidos.- Este tipo de aisladores se usa para soportar barras rígidas como son los tubos y las soleras. Existen dos tipos de aisladores rígidos: los aisladores tipo alfiler y los aisladores tipo columna.

Aisladores tipo alfiler.- Cada elemento de éste tipo de aislador está formado por una serie de aisladores concéntricos formando un conjunto que refuerza la distancia de flameo.

Su principal ventaja es que evita que entre sus pliegues penetre la contaminación. Su desventaja es lo difícil de su limpieza.

Este tipo de aislador se usa solo, o en columna, sobreponiendo uno sobre otro hasta alcanzar el nivel de aislamiento deseado.

Aisladores tipo columna.- Este tipo de aislador está formado de una sola pieza de mayor longitud que el tipo anterior. 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) Cadenas de aisladores.- Se usan para soportar barras de cable. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos a que se van a sujetar.

Se usan enlazando un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

c) Aisladores especiales.- Corresponde a todos los tipos de aisladores que tienen un diseño especial debido a las condiciones donde se va a instalar.

Algunos de ellos son del tipo de aislamiento reforzado y que se usan en los casos en que las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humos químicos, humedad, etc.).

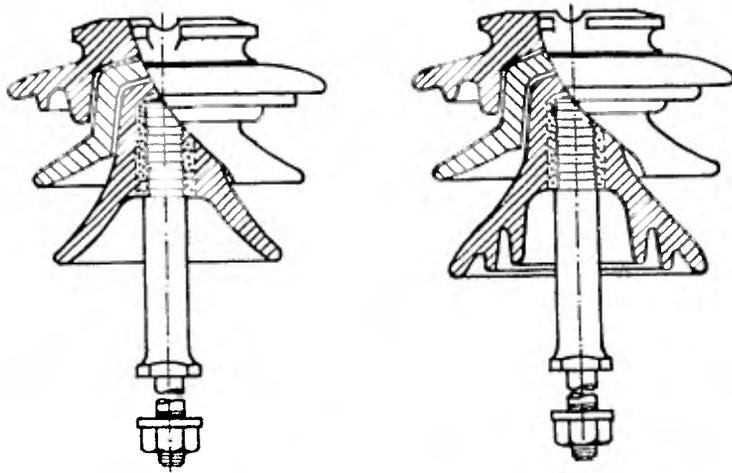


Figura 16.- Aislador tipo Alfiler.

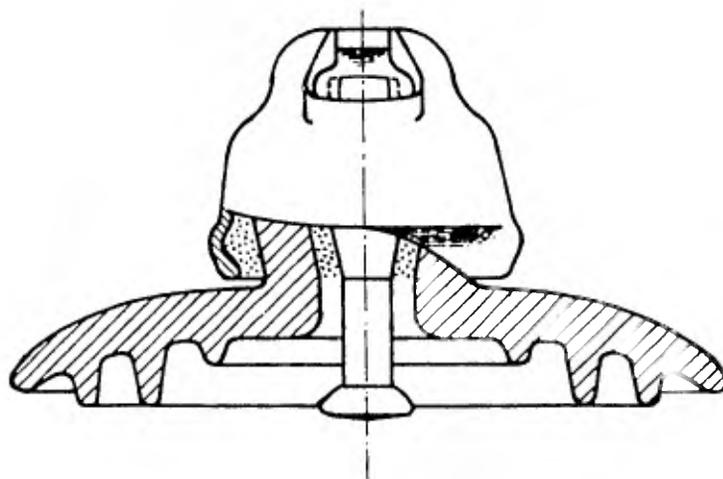
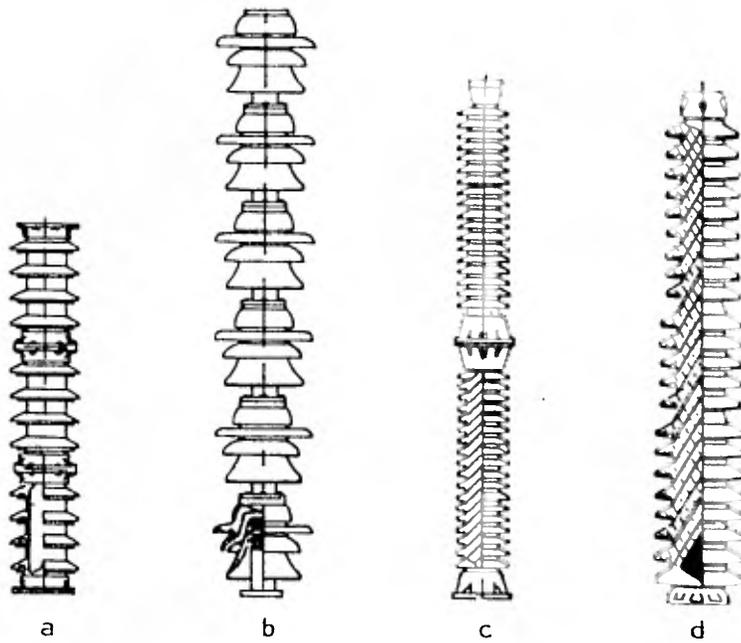
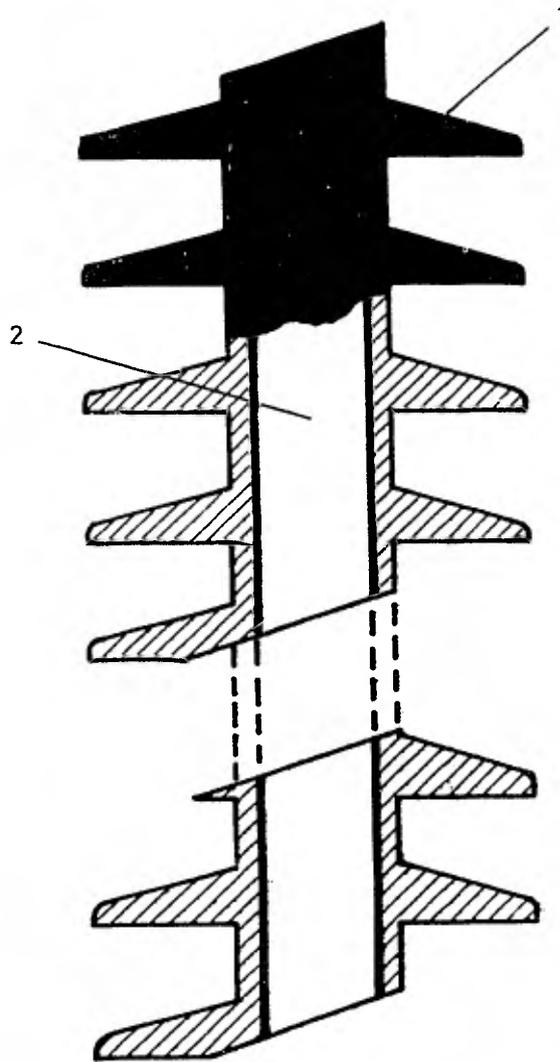


Figura 17.- Aislador tipo Suspensión.



- a) Columna hueca.
- b) De copa y perno.
- c) Núcleo sólido.
- d) De elementos sobrepuestos (Multicono)

Figura 18.- Aisladores usados con soporte en subestaciones eléctricas.



- 1.- Cubierta de intemperismo.
- 2.- Miembro resistente de epoxy-fibra de vidrio.

Figura 19.- Corte de un aislador sintético.

2.8. Tableros eléctricos.

En el complejo de una subestación eléctrica donde intervienen los instrumentos de maniobra, de medición, de control y algunos otros, la conexión eléctrica entre éstos que constituyen la instalación se divide genéricamente en dos categorías:

Los tableros y los circuitos principales de la subestación.

En las instalaciones de pequeña potencia y baja tensión es común que el equipo principal de los aparatos de maniobra y control se monte junto a los aparatos que deben accionar, o sea, en los propios tableros de distribución. En instalaciones grandes los aparatos de control, maniobra y medición normalmente no se pueden instalar juntos en los mismos tableros, por lo que todo lo que corresponde a los aparatos de corte se instalan por separado y es frecuente tener un puesto de mando central, lo que hace necesario efectuar un alambrado de interconexión, controlado por diagramas de interconexión que facilita la acción a los operadores.

Por otra parte los relevadores de protección que accionan interruptores o dispositivos de protección que se encuentran a la intemperie, es normal que se localicen en tableros denominados de protección y localizados a una cierta distancia de los objetos que accionan dentro del área de la subestación en un cuarto denominado "Cuarto de control o salón de tableros". Los tableros de medición, control y protección se pueden clasificar como:

1.- Tableros de mando directo, instalados por lo general en sistemas eléctricos de poca importancia, en donde es importante el bajo costo y se requieren pocos paneles. Pueden ser de tres tipos:

- a) Tableros con el frente de baja tensión.
- b) Tableros con el frente muerto (sin tensión).
- c) Tableros modulares.

2.- Tableros de mando a distancia por control remoto con medios --

eléctricos.

Estos tableros se emplean por lo general en las grandes instalaciones en donde las disposiciones de los puestos de mando y vigilancia deben permitir en todo momento visibilidad amplia del estado de servicio de toda la instalación y facilitar la maniobra rápida de los elementos de corte y elementos de regulación si existen. En sistemas de distribución con alta tensión resulta peligroso el uso de tableros con mando directo, por lo que resulta adecuado el uso de tableros de mando a distancia. Es común en estos tableros señalar a los elementos que intervienen dentro del control y -- protección, mediante representaciones basadas en los diagramas unifilares del sistema, denominados "bus mímico". Es común también que los cuadros de alarma y elementos complicados se señalicen por medio de cuadros luminosos.

2.8.1. Alambrado en los tableros eléctricos.

Los conductores constitutivos de los tableros eléctricos se consideran como partes secundarias de una instalación y son los encargados de interconectar a los distintos elementos que constituyen al tablero, por lo que no es recomendable que se instalen paralelos a los cables de potencia, ya que cualquier perturbación en estos podría alterar las mediciones o --- afectar la operación de los dispositivos de protección.

En el interior de los tableros, los conductores se instalan perfectamente alineados y usando colores convencionales en los aislamientos a fin de identificar con facilidad las trayectorias y función de cada alambrado, el tendido de los conductores se puede hacer individual o agrupando en canales, ductos o simplemente a través de las canalizaciones propias del tablero.

Secciones mínimas recomendadas para los conductores de medida, mando y señalización.

Tipo de instalación o servicio.	Sección en conductor de cobre.	Sección en conductor de aluminio.
Circuitos de mando.	1.5 mm ²	2.5 mm ²
Circuitos de señalización.	1.5 mm ²	2.5 mm ²
Secundarios de TP's.	1.5 mm ²	2.5 mm ²
Secundarios de TC's.	2.5 mm ²	4.0 mm ²

Para los transformadores de corriente localizados a distancias considerables de los tableros en donde se encuentran los instrumentos que alimentan, o bién los conductores que alimentan los circuitos de control de interruptores, reguladores de excitación y en general elementos que representan cargas considerables y en donde las secciones de los conductores deben ser mayores que las indicadas en la tabla anterior, seguir las siguientes recomendaciones:

1.- Para cargas consideradas, como continuas:

Como es el caso de los reguladores de voltaje se considerará como el cálculo normal de un conductor por corriente, usándose los métodos de cálculo de las instalaciones eléctricas residenciales e industriales.

2.- Para cargas momentáneas:

Como es el caso de los circuitos de accionamiento de interruptores, es recomendable calcular los conductores por caída de tensión.

3.- Para transformadores de corriente:

La potencia del transformador deberá ser la suma de la potencia de -- los aparatos que alimenta y la que consumen los propios conductores.

2.8.2. Tablillas de conexión.

Las tablillas de conexión se emplean en los tableros eléctricos como medio de referencia en el alambrado, y están constituidas básicamente por medio de bornes intercambiables a base de baquelita, pasta o algún otro - material aislante sólido con propiedades mecánicas para la sujeción de -- longitud variable y ajustable con forma de regletas.

Están basadas fundamentalmente en un borne de apriete a base de tornillo y otro aislante, tienen la ventaja de rapidez en la identificación de las terminales para rápidas comprobaciones en los circuitos individuales.

2.8.3. Instrumentos eléctricos de medición.

Los instrumentos eléctricos se pueden clasificar de acuerdo al siguiente criterio fundamental:

- Principio de funcionamiento (electromagnético, magneto eléctrico, - electrodinámico, de inducción y digital).
- Naturaleza de la corriente con la que operan (continua o alterna).
- Por su grado de precisión (de tablero, de control o de laboratorio).
- Por sus características constructivas (indicador, registrador y forma externa, etc.).

Forma constructiva de los instrumentos indicadores.

Los de tipo portátil generalmente se meten en una caja que puede contener también elementos auxiliares (resistencias adicionales, shunts, potenciómetros, etc.) en las de tipo tablero se tiene una mayor variedad de formas que se pueden esquematizar como:

De escala circular, con índice lateral, con forma externa rectangular, con escala horizontal.

Con escala índice central y armadura cuadrada.

El uso de la forma cuadrada o rectangular en los instrumentos de medición se debe sobre todo a la necesidad de construir tableros con una instrumentación numerosa teniendo la limitante de espacio disponible.

Ampérmetros.- Los ampérmetros se deben conectar en serie con el circuito que se desea medir la corriente, la conexión puede ser directa en los circuitos de baja tensión y para corrientes no superiores a algunos amperes, mientras que para circuitos a tensiones elevadas o para altos valores de corriente se requiere de métodos de medición indirecta, en corriente continua se usan derivadores (Shunts) y en corriente alterna transformadores de corriente, siendo la corriente normal para los ampérmetros alimentados por elementos reductores de corriente de 5 amperes. El tipo de ampérmetro mas conocido es el electromagnético de hierro móvil dada su simplicidad de construcción y su bajo costo, pudiendose adaptar también facilmente para tableros.

Vóltmetros.- Son por lo general electromagnéticos para corriente alterna y magneto eléctrico para corriente continúa. Son instrumentos que se conectan en paralelo con el circuito por medir, si la tensión es baja se conectan directamente al circuito y para altas tensiones se emplea como elemento de alimentación al voltmetro un transformador de potencial que se conecta de su lado primario al circuito y en el secundario al instrumento. Actualmente se está incrementando el uso del tipo digital para laboratorios.

Wáttmetros y vármetros.- El wattmetro es un instrumento que sirve para la medición de la potencia activa que fluye por un circuito eléctrico, para el empleo de tableros se requiere casi siempre los de tipo electrodinámico, son aparatos un poco robustos en su construcción y tienen la ventaja de que se ven muy poco afectados por el campo eléctrico externo.

Básicamente están constituidos por un circuito de corriente y un cir-

cuito de voltaje pudiendo medir cualquiera de estas dos cantidades o ambas en forma directa o indirecta, para valores elevados de corriente o voltaje, del orden de los indicados con los ampérmetros o los voltmetros se emplean los métodos indirectos alimentando al elemento de corriente en la misma forma que un ampérmetro o al de voltaje como si se tratara de un vóltmetro. Se pueden conectar en forma monofásica o trifásica o bien dos wattmetros monofásicos para medición de potencia trifásica.

Para la medición de la potencia reactiva se puede hacer uso del varmetro que desde el punto de vista de construcción es igual que el wattmetro, pero se diferencia solo por un artificio por medio del cual la bobina de voltaje se encuentra en cuadratura con la tensión, por lo que la indicación del instrumento resulta proporcional a $VI \text{ Sen } \varphi$.

El empleo de estos instrumentos está limitado a los circuitos monofásicos, ya que en los circuitos trifásicos la medición de potencia reactiva se puede hacer utilizando wattmetros de construcción normal convenientemente conectados.

Contadores de energía.- Los contadores de energía del tipo inducción para los circuitos de corriente alterna se derivan directamente de los wattmetros de inducción, de los cuales conservan algunas características como son su robustez, simplicidad de construcción y seguridad de funcionamiento, solo que en éstos falta el eje puntero que permite al wattmetro guiar libremente, ya que en este caso se conecta mecánicamente a un sistema integrador pudiendo dar la indicación en watt-hora o kilowatt-hora.

Por lo general los contadores de energía se diseñan para inserción directa al circuito por medir con corrientes hasta 50 amperes y tensiones hasta 500 volts mientras que para valores mayores se recurre a la inserción de transformadores de instrumento. La medición de energía en circuitos trifásicos se efectúa en forma análoga al método de medición de potencia trifásica.

Fasómetro (ángulo de fase).- La medición directa del factor de poten-

cia de un circuito monofásico con corriente alterna se puede efectuar con instrumentos de bobinas concéntricas denominados "Fasómetros". La bobina fija se encuentra en serie, mientras la bobina móvil se excita en derivación con relación al circuito por medir. La posición del elemento móvil depende del ángulo de fase entre la corriente y la tensión.

Para instrumentos trifásicos se sigue el mismo procedimiento y principio de medición. Normalmente los valores del factor de potencia se refieren a un factor de potencia unitario, de manera de poder indicar si está adelantado o atrasado. Como el factor de potencia está afectado por la frecuencia, las mediciones e instrumentos solo están referidos a un valor de frecuencia.

Frecuencímetro.- Para controlar la frecuencia de la potencia eléctrica en una instalación se emplea un instrumento de medición denominado frecuencímetro que para aplicaciones industriales se recurre esencialmente a los tipos de resonancia mecánica y resonancia eléctrica.

El más empleado es el denominado de resonancia mecánica que está constituido de una serie de laminillas de igual longitud pero con frecuencia propia de vibración diferente. Sobre estas laminillas se tiene un puntero con electroimán, que se alimenta en paralelo a la tensión de la instalación sobre la cual se desea efectuar la medición. La laminilla que tenga una frecuencia más cercana a la que tiene el sistema de alimentación vibrará en una forma más notable que las otras, permitiendo así identificar y medir la frecuencia de la red. Normalmente la frecuencia de resonancia entre dos laminillas contiguas varía de $1/2$ a $1/4$ de período.

El frecuencímetro de resonancia eléctrica está basado sobre el mismo principio del fasómetro monofásico, se tiene una bobina fija pero conectada en paralelo con el circuito y se calcula para resonar con el condensador que se conecta en serie con ésta, a una determinada frecuencia.

Recientemente están teniendo un uso muy difundido los frecuencímetros de tipo digital ya que son mucho más sensibles, precisos y objetivos y su

costo resulta competitivo.

Instrumentos registradores.- Los instrumentos indicadores se pueden construir como registradores, agregando el índice de un dispositivo que escribe, que traza la indicación sobre un papel especial que opera bajo un sistema de relojería.

El sistema de registro puede ser directo o indirecto en este segundo caso el instrumento tiene solo la función de controlar el movimiento del elemento que escribe que está a su vez movido por un servomotor.

Los diagramas sobre los cuales se registra la medición son básicamente de dos tipos: tipo cartesiano y tipo circular. El primero está constituido de un rollo de papel que se desarrolla en el sentido de la medición, indicando en forma transversal la magnitud de la cantidad medida, la velocidad con que se desarrolla es regulable y en general es del orden de 30 a 60 mm/hora pudiendo durar un rollo de papel desde 15 horas hasta algunos meses.

En los registradores que usan diagrama circular, las coordenadas polares están constituidas de un disco que gira alrededor de su propio eje con velocidad uniforme, no son muy comunes en su uso y por lo general se emplean en aquellos casos en donde se requiere mucha precisión.

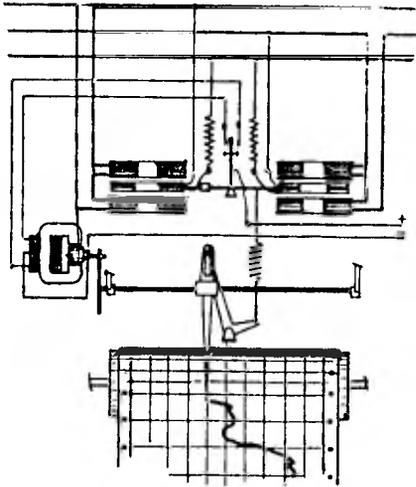
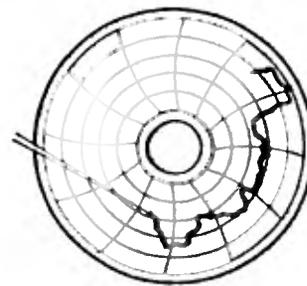
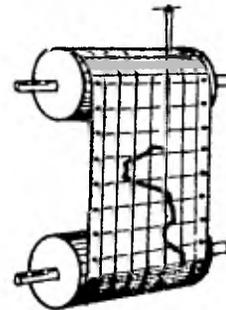


Figura 20.- Principio de los instrumentos registradores.

Figura 21.- Registro en papel cartesiano y papel circular.



2.9. Sistemas de tierras. (Su importancia y su cálculo).

Debido al costo relativamente grande de los equipos eléctricos de potencia y a la necesidad cada vez mayor de asegurar un efectivo y continuo servicio de energía, así como suministrar la protección al personal que -- opera cerca del equipo contra accidentes de tipo eléctrico, se ha visto la necesidad de proveer sistemas de tierras eficientes en todas las instalaciones eléctricas de las subestaciones, como son todas las partes metálicas del equipo de interruptores, cuchillas desconectadoras, estructuras, - tanques de transformadores, etc.

Por otro lado hay que tener en cuenta la peligrosidad de una falla a tierra para el personal que opera dentro de una subestación, por lo que se tiene que realizar el diseño y el cálculo de un sistema de tierras que sea adecuado, atendiendo principalmente a los siguientes puntos:

2.9.1. Características del terreno:

La resistividad del terreno será necesario medirla en el mismo lugar donde deberá de instalarse la subestación, preferiblemente esto se llevará a cabo en tiempo seco debido a la elevada resistividad del terreno por su poca humedad.

2.9.2. Determinar la corriente máxima de falla a tierra:

Para el cálculo correcto de esta corriente se deberá de recurrir a -- realizar diagramas simplificados del circuito de la subestación; posteriormente se elegirá el punto donde se origine la mayor corriente de la malla a tierra.

En ese punto se calculará el valor máximo de la corriente simétrica a tierra de falla (I'') que fluirá entre la malla y la tierra, con la fórmula siguiente:

(Malla = sistema de tierra de la subestación, formado por conductores y varillas de tierra.

Tierra = punto en el cual el potencial se hace cero).

$$I'' = \frac{3 E}{3R + 3R_f + (R_1 + R_2 + R_0) + j(X_1'' + X_2 + X_0)}$$

En donde:

I'' = Valor simétrico eficaz de la corriente de falla a tierra en el instante de la iniciación de la falla, en amperes.

E = Potencial de fase a neutro en volts.

R = Resistencia estimada de la conexión a tierra de la malla en ohms.

R_f = Resistencia mínima de falla misma (supuesta) en ohms.

R_1 = Resistencia de secuencia positiva, ohms por fase.

R_2 = Resistencia de secuencia negativa, ohms por fase.

R_0 = Resistencia de secuencia cero, ohms por fase.

X_1'' = Reactancia subtransitoria de secuencia positiva de eje directo, ohms por fase.

X_2 = Reactancia de secuencia negativa, ohms por fase.

X_0 = Reactancia de secuencia cero, ohms por fase.

Esta corriente (I'') se corregirá multiplicándola por un factor llamado "factor de decremento" (D) cuyo valor se ve en la siguiente tabla:

Tiempo de descarga o duración de falla (T).	Factor de decremento (D)
0.08 Segundos	1.65
0.1 "	1.25
0.2 "	1.125
0.25 "	1.10
0.3 "	1.08
0.4 "	1.05
0.5 " o mayor	1.00

Por lo tanto la corriente resultante (I) estará dada por la siguiente fórmula:

$$I = D I''$$

Para el diseño del sistema de tierra, por ningún motivo se deberá de perder de vista las previsiones futuras que generalmente nos obligan a aumentar la capacidad de dicho sistema.

2.9.3. Diseño preliminar del sistema de tierras.

En el diseño de esta malla se tendrá que evitar en todo lo posible de dejar puntas del cable sin conectar, teniendo en cuenta que la malla tenga un cable contínuo que la circunde. Los cables tendrán que colocarse paralelamente a una distancia conveniente y lo más constante posible en el interior de esta envolvente. Al diseño preliminar de la malla se deberá tomar en cuenta que la longitud total de los conductores enterrados (incluyendo varillas) será mayor o igual a la dada por la siguiente fórmula:

$$L = \frac{K_m K_i I \rho \sqrt{t}}{165 + 0.25 \rho_s}$$

En la cual:

L = Longitud total del conductor enterrado, incluyendo las varillas, en metros.

K_m = Coeficiente dado por la fórmula siguiente:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \dots$$

Donde:

D = Separación entre los conductores de la malla, en metros.

d = Diámetro de los conductores que forman la malla, en metros.

h = Profundidad a la que está enterrada la malla, en metros. El número de factores encerrados entre paréntesis debe de ser igual a (n - 2), siendo n el número de conductores paralelos en la malla básica, tomados en una sola dirección.

K_i = Factor de corrección por irregularidad para tomar en cuenta la distribución irregular del flujo de corrientes a tierra (varía de 1.2 a 2 o más, dependiendo de la geometría de la malla. Puede encontrarse su valor con la fórmula empírica:

$$K_i = 0.65 + 0.172n$$

Puede también usarse el método que se indica más adelante).

ρ = Resistividad promedio del terreno en ohms x metro.

I = Corriente eficaz máxima que fluirá de la malla en conjunto hacia la tierra (ya calculada anteriormente).

t = Duración máxima de la descarga en segundos.

ρ_s = Resistividad del terreno en la superficie (el tipo de terreno que tocan los pies de algún operador).

La separación típica entre los conductores de la malla es de 3 metros en un sentido y 6 en el otro, colocados a una profundidad de 0.30 a 0.50 metros. La malla se deberá de extender en toda el área que ocupa la subestación y algunas veces mas.

Aplicando la siguiente fórmula se podrá encontrar el calibre de los conductores:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{\text{Log} \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1}{33 S}}}$$

Donde:

A = Area de la sección recta del conductor en C.M.

I = Corriente máxima en amperes (ya calculada anteriormente).

T_m = Temperatura máxima permisible de los conductores de la malla en grados centígrados (para uniones soldadas es de 450°C y para uniones atornilladas es de 250°C).

T_a = Temperatura ambiente máxima.

S = Tiempo durante el cual se aplica la corriente I , en segundos.

Es aconsejable colocar más de una trayectoria de conexión a la malla de tierra en las máquinas importantes como transformadores, interruptores, generadores, etc.

Será conveniente limitar el calibre del conductor de la malla a un mínimo de 2/0 AWG para no dar lugar a fallas mecánicas de los conductores.

Tendremos que determinar los coeficientes K_m y K_i , para poder aplicar la fórmula que nos da la longitud mínima del conductor. En la forma siguiente se pueden determinar estos coeficientes con bastante aproximación.

Aplicando las fórmulas que anteriormente vimos y si la malla es uniformemente espaciada, podrá hacerse la determinación empírica.

Cuando la malla no está uniformemente espaciada se tendrá que encontrar el producto $K_m \times K_i$ dependiendo de las formas geométricas que se aproximen más a las que muestran en la figura 22. El caso más desfavorable se tomará en cuenta con el valor máximo del producto $K_m \times K_i$ que se muestran en esos diagramas dependiendo de la selección de la figura real.

En los diagramas de la figura 22 hay que poner mayor atención en las esquinas y en las salientes de las mallas, ya que se puede observar que los valores más desfavorables ($K_m \times K_i$) se encuentran en estas zonas, y por lo cual es recomendable encerrar las células en las esquinas de las mallas empleando conductores, por lo que obtendremos una disminución del valor de el producto ($K_m \times K_i$) como se muestra en la figura 23.

Tomando en cuenta la topografía del terreno y la localización de todos y cada uno de los aparatos y estructuras metálicas que han de conectarse a tierra, se procederá al diseño básico de la malla con los datos ya encontrados.

2.9.4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierras.

En este punto trataremos sobre el cálculo de la resistencia de conexión a tierra de la malla una vez que se tenga diseñada la malla de tierras.

Consideraremos con mucha aproximación toda la malla a una superficie conductora circular con un área igual al área cubierta por la malla.

Con la siguiente fórmula encontraremos el radio de un círculo cuya --

superficie sea igual a la superficie total cubierta por la malla.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

Donde:

r = Radio de la lámina conductora circular equivalente (m).

A = Area total encerrada por la malla (m^2).

Posteriormente encontraremos la resistencia de conexión a tierra de la lámina conductora circular equivalente, con la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

En la cual:

R = Resistencia aproximada de conexión a tierra de la lámina circular equivalente, en ohms.

ρ = Resistividad del terreno, en ohms x metro.

r = Radio del círculo con área igual a la de la malla diseñada, en metros.

L = Longitud total del conductor enterrado, incluyendo la longitud total de las varillas en metros.

2.9.5. Cálculo del máximo aumento de potencial en el piso dentro de la malla de conductores.

El máximo aumento de potencial en el piso dentro de la malla, es el mismo que el de la propia malla, y este se calcula aplicando la ley de Ohm:

$$E = RI$$

Donde:

E = Potencial máximo que llega a la malla respecto a tierra, en volts..

R = Resistencia aproximada de la malla a tierra, en ohms.

I = Máxima corriente de falla (valor eficaz) que circulará de la malla a tierra, en amperes.

El diseño de la malla estará correcto cuando el potencial encontrado no exceda la tensión máxima " E_D " que puede soportar una persona sin sufrir daño alguno (un valor típico de esta tensión E_D , en condiciones normales, es de 150 volts eficaces) y cuyo cálculo se hace con la siguiente fórmula:

$$E_D = \frac{165 + 0.25 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

En la cual:

E_D = Tensión máxima que una persona puede recibir una descarga sin sufrir daño alguno.

ρ_s = Resistividad del terreno que esta en contacto directo con los pies de la persona.

t = Máxima duración de la descarga, en segundos.

Normalmente en la práctica, la gran mayoría de los casos la tensión de malla sobrepasa a la tensión calculada " E_D ", por lo que deberá investigarse lo que se indica en los siguientes puntos.

2.9.6. Cálculo de las tensiones del piso en el exterior de la malla de tierras.

Aplicando la siguiente ecuación se lleva a cabo el cálculo de esta tensión:

$$E_s = K_s K_i \rho \frac{I}{L}$$

De donde:

E_s = Tensión que se presenta entre los pies de una persona al dar un largo paso, cuando está circulando la corriente máxima de la malla hacia la tierra.

K_s = Coeficiente que toma en cuenta las características del conductor como diámetro, separación etc., (n , D , h y d , que ya se definieron anteriormente, ver figura 24). Este coeficiente puede encontrarse con la siguiente fórmula:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots \right)$$

El número de términos dentro del paréntesis debe de ser igual a "n" -- (número de conductores). Los términos K_i , ρ , l y L se definieron anteriormente.

El valor encontrado de la " E_s " no deberá de ser mayor al que se encuentra aplicando la siguiente fórmula:

$$E_s = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}}$$

En la cual:

ρ_s = Resistividad del terreno que se encuentra inmediatamente bajo los pies, en ohms por metro.

t = Tiempo máximo de duración de la descarga en segundos.

El valor de la constante K_i para la zona exterior inmediata a la malla es el mismo que se indica como máximo en los arreglos vistos en la figura - 22 .

Si el valor obtenido para E_s supera al obtenido con la última ecuación, deberá de rediseñarse la malla aumentando la longitud efectiva de los conductores, de tal modo que esta tensión E_s se reduzca hasta el valor máximo aceptable encontrado con la última ecuación.

2.9.7. Investigación de los potenciales de transferencia y puntos de mayor peligro.

Los potenciales que se originan en algún punto que tiene que ser tocado en forma repetida u ocasional por alguna persona u operador, y que al --

ser tocado produzca una descarga a través de su cuerpo al piso o cualquier otro conductor conectado al sistema de tierras, son los potenciales de transferencia. Los puntos de mayor potencial de transferencia deberán de ser investigados con el fin de evitar que sobrepasen los valores máximos admisibles.

En las líneas auxiliares que se proyecten fuera de la subestación se tendrá que poner mayor atención, ya que personas alejadas a la subestación pueden tener contacto con éstas; entre estas líneas tenemos las líneas telefónicas, líneas de alimentación a campamentos, los rieles de ferrocarril, tuberías de agua, edificios con estructuras de acero que estén cercanos, etc.

También se tendrá que poner mucha atención a los hilos de guarda de las líneas de transmisión de alta tensión, ya que éstos generalmente son conectados a la malla de tierras de la subestación y a todas las torres a lo largo de la línea. Con el fin de evitar accidentes a las personas que estén en contacto con alguna torre en el momento que se produzca una falla, deberá de colocarse una malla de tierras por debajo de cada torre, y en su defecto, en las torres donde el gradiente de potencial de la tierra sea más grande en caso de una falla, deberá de colocarse una cerca para evitar el acceso de las personas a la base de las torres.

2.9.8. Corrección o refinamiento del diseño preliminar como resultado de los pasos 2.9.6. y 2.9.7.

Si con los resultados del estudio realizado en los puntos 2.9.6. y 2.9.7. aparecen puntos peligrosos, se tendrá que reacomodar la malla de tal forma que la tensión originada por una falla quede por debajo del límite máximo permisible; esto lo logramos incrementando la longitud del conductor enterrado, colocando varillas de tierra y pasando un conductor o una malla por debajo de los puntos críticos.

Para eliminar el peligro de las líneas que se proyectan fuera de la subestación se tendrá que utilizar transformadores de aislamiento para la tensión adecuada, colocando fusibles en dicha línea y un sistema de protecc

ción adecuado en el extremo lejano o alguna otra solución que se adapte mejor al caso particular.

2.9.9. Construcción del sistema de tierras.

Este se llevará a cabo después del refinamiento y diseños descritos y de acuerdo con las técnicas usuales y procurando que el cable no sea dañado, raspado, etc., limpiándolo adecuadamente en los lugares donde deban colocarse los conectores, ya sean soldados o atornillados, asegurando una óptima conductividad en todas las uniones.

2.9.10. Medición en el campo de la resistencia de conexión a tierra del sistema de tierras, formado por una malla de tierra y varillas.

Se hará la medición de la resistencia eléctrica que se presenta al paso de las corrientes hacia tierra, una vez que se haya construido la malla completa. De preferencia ésta medición se realizará en el campo y en tiempo seco, procurando que intencionalmente se presenten las condiciones más adversas para el funcionamiento del sistema. Esta medición se realizará -- utilizando los aparatos convencionales.

2.9.11. Revisión de los pasos 2.9.5, 2.9.6, 2.9.7 y 2.9.8, basándose en -- los datos tomados en el campo.

Se procederá a calcular el nuevo máximo aumento de potencial de la malla respecto a tierra (paso 2.9.5.) una vez que se conozca la verdadera resistencia entre la malla y la tierra. Si la tensión calculada E sobrepasa el valor de la tensión máxima permitida E_D , deberá de proseguirse como ya se ha indicado con los pasos 2.9.6, 2.9.7 y 2.9.8.; por el contrario si la tensión E no sobrepasa la tensión máxima permitida E_D , el problema habrá terminado aquí.

2.9.12. Modificación del sistema de tierras y/o adición de malla y varillas, según los resultados del inciso 2.9.11.

El aumento de la longitud de los conductores enterrados se llevará a cabo en el campo, ya sea aumentando el número de varillas de tierra o el conductor de la malla.

En un terreno homogéneo el efecto de las varillas de tierra será solamente el de incrementar la longitud efectiva del conductor de la malla, no interviniendo la profundidad a la que estas se coloquen. Sin embargo, en la mayoría de los terrenos la humedad es mucho mayor a los dos o tres metros de profundidad, por lo que la resistividad se reduce; es muy conveniente en éstos casos enterrar las varillas hasta esa profundidad, ya que se consigue aumentar la seguridad del sistema de tierras incrementando la profundidad efectiva de la malla.

$(Km \cdot Ki) = 1.83$

$(Km \cdot Ki) \text{ máx} = 1.83$
 $Ki = 1.00$

1.74	1.74
1.74	1.74

$(Km \cdot Ki) \text{ máx} = 1.74$
 $Ki = 1.16$

1.73	1.33	1.33	1.73
1.33	1.16	1.16	1.33
1.33	1.16	1.16	1.33
1.73	1.33	1.33	1.73

$(km \cdot Ki) \text{ máx} = 1.73$
 $Ki = 1.47$

1.9	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4	1.6	1.9
1.6	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.6
1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4
1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4
1.6	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.6
1.9	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4	1.6	1.9

$(Km \cdot Ki) \text{ máx} = 1.9$
 $Ki = 2.21$

1	.9	.8	.8	1.82
.8	.7	.7	.7	
.8	.7	.6	.7	
.8	.7	.7	.7	
2.13				2.23

$(Km \cdot Ki) \text{ máx} = 2.23$
 $Ki = 1.49$

1	.8	.8	.8	1.82	
.8	.7	.6	.7		
.8	.6	.4	.4		.6
.8	.7	.6	.7		
2.13				2.23	

$(Km \cdot Ki) \text{ máx} = 2.23$
 $Ki = 1.49$

Figura 22.

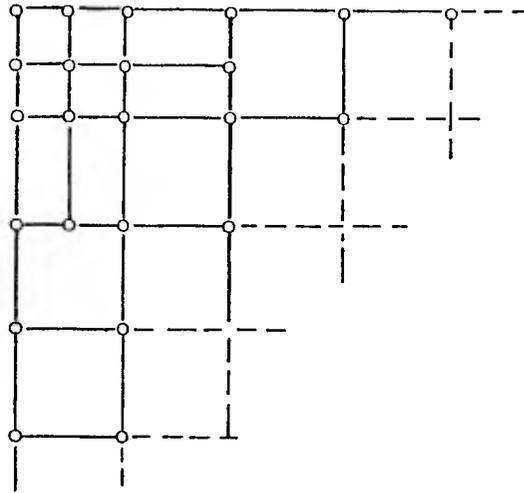


Figura 23.

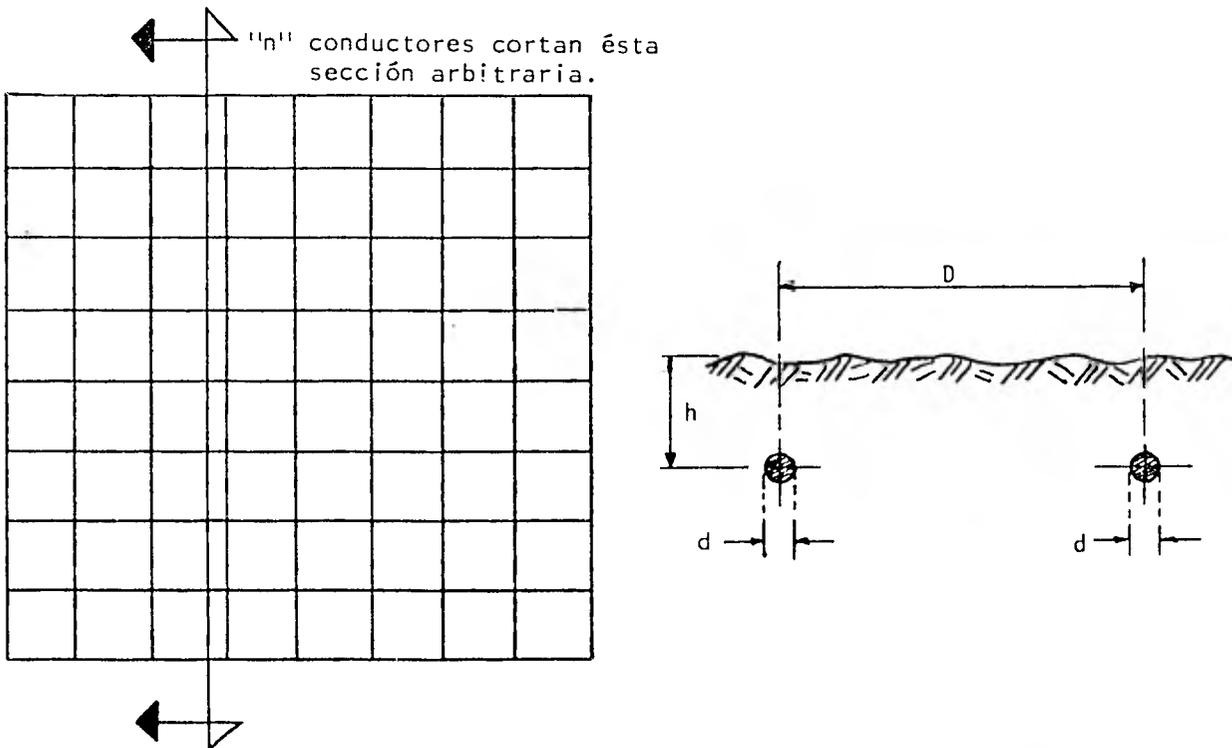


Figura 24.

3. Capacidad instalada y firme de la subestación.

Se entiende por capacidad firme de una subestación aquella que se determina mediante estudios de demanda y carga instalada. Es la capacidad -- que se puede suministrar en condiciones normales de operación.

En esta subestación tendremos una capacidad máxima instalada de 180 - MVA, integrada a su vez por tres bancos de potencia de 60 MVA cada uno y - doce alimentadores de 23 KV.

Para llevar a cabo el proyecto de ésta subestación, se tendría que -- efectuar un análisis de la carga y la sobrecarga que podrían llegar a te-- ner los bancos en un momento dado. Analizando las curvas de vida de los -- transformadores de potencia, se determina que con un veinte por ciento de sobrecarga de su capacidad, no nos afecta la vida útil del transformador, ya que pasando éste límite y dependiendo del tiempo de sobrecarga, se acor-- taría la vida efectiva del transformador, debido al calentamiento que se - produce en su aislamiento.

La capacidad firme de la subestación será:

$$\text{Capacidad firme} = 60 \text{ MVA} \times 2 \times 1.2 = 144 \text{ MVA.}$$

La capacidad instalada será de 180 MVA mientras que la carga conecta-- da será de 120 MVA, que queda cubierta con dos bancos de potencia de 60 -- MVA cada uno, mientras que el tercer banco queda como reserva de los 180 - MVA de capacidad instalada.

El banco de reserva quedará instalado con todo su equipo de protec-- ción y desconexión y estará en servicio únicamente en los siguientes ca-- sos:

- a) Cuando se presenta alguna falla o disturbio en cualquiera de los dos bancos que están en servicio.

- b) Cuando se requiera dar mantenimiento a alguno de los bancos que -
están en servicio.
- c) Cuando exista un programa para alternar el servicio de los tres -
bancos.

4. Tipos de arreglos de las subestaciones.

4.1. Diagrama unifilar.

Un diagrama unifilar es la representación gráfica de un circuito trifásico por uno de una sola fase, ya que existe una similitud entre las conexiones y comportamiento eléctrico de cada una de las fases con respecto a la otra. El diagrama unifilar representa un conjunto de conexiones de equipo eléctrico perteneciente a un sistema y nos indica en forma ordenada la función que desempeña cada elemento.

Los factores que se deben tomar en cuenta para la selección del diagrama unifilar más adecuado son:

- Confiabilidad.
- Continuidad del servicio.
- Flexibilidad de operación.
- Facilidad para dar mantenimiento al equipo.
- Cantidad de equipo eléctrico necesario.
- Superficie ocupada y costos.

La continuidad del servicio es un factor muy importante cuando la subestación va a alimentar una zona de distribución urbana, por lo que se debe tomar en cuenta al seleccionar el diagrama unifilar las posibilidades de interrupción del servicio ocasionada por una falla.

4.2. Los diagramas unificares más utilizados en subestaciones de 230 KV, - ya sean de tipo convencional o de tipo compacto (SF_6), son los siguientes:

4.2.1. Diagrama con un solo juego de barras colectoras:

El diagrama se muestra en la figura 25. Podemos observar que es un -- arreglo con un solo juego de barras colectoras seccionadas, de manera que las líneas y transformadores conectados a ellas, se distribuyen en las sec ciones.

4.2.2. Diagrama con un juego de barras principales y un juego de barras -- auxiliares con interruptor comodín.

Este arreglo es mostrado en la figura 26. En este tipo de subestacio- nes, en condiciones normales de operación todas las líneas y todos los --- transformadores están conectados a uno de los juegos de barras, el otro -- juego de barras se utiliza como auxiliar para poder sustituir cualquiera - de los interruptores por el interruptor comodín.

Con este arreglo se puede sustituir cualquier interruptor para darle mantenimiento o repararlo sin interrumpir el circuito correspondiente.

Cuando hay una falla en las barras se desconectan todas las líneas y todos los transformadores conectados a ellas.

4.2.3. Diagrama de doble juego de barras colectoras con interruptor de ama- rre.

Este arreglo es mostrado en la figura 27. En este arreglo, en condi- ciones normales de operación, la mitad de los circuitos y la mitad de los transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad al otro - juego de barras.

Entre los dos juegos de barras normalmente existe intercambio de ener gía ya que las cargas de las barras generalmente son diferentes.

Al existir una falla en un juego las barras, podemos transferir sus - circuitos al otro juego de barras y el interruptor de amarre quedará abieru

to hasta reparar dicha falla.

Este arreglo tiene la ventaja que al existir una falla en un juego de barras, se desconecta solo la mitad de los circuitos y no todos como en el arreglo anterior. Las líneas de transmisión se diseñan con el criterio de doble circuito. Cada circuito de una línea tiene capacidad para llevar la carga de los dos circuitos, por lo tanto la pérdida de uno de los dos juegos de barras colectoras no causará la desconexión por sobrecarga de los circuitos conectados al otro juego de barras.

4.2.4. Diagrama de interruptor y medio.

El diagrama se muestra en la figura 28. En éste arreglo, en operación normal todos los interruptores están cerrados.

Cada juego de barras colectoras tiene su propia protección diferencial y en caso de una falla en las barras, de desconectará el juego afectado, -- abriendo los interruptores correspondientes, pero debido al arreglo de interruptor y medio no se desconectará ninguna línea de 230 KV, tampoco ningún transformador.

Se puede revisar cualquiera de los interruptores sin tener que inte--rrumpir ningún circuito.

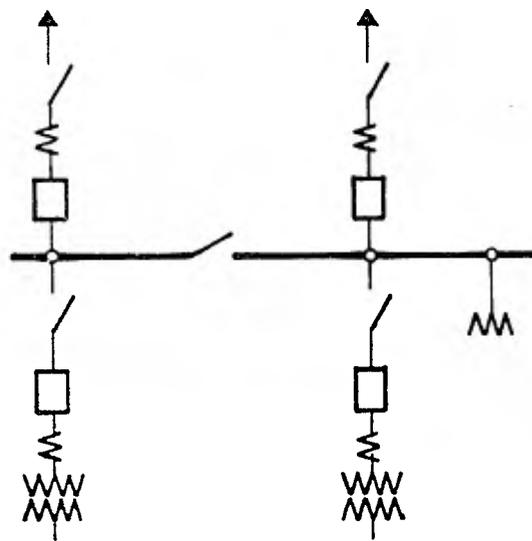
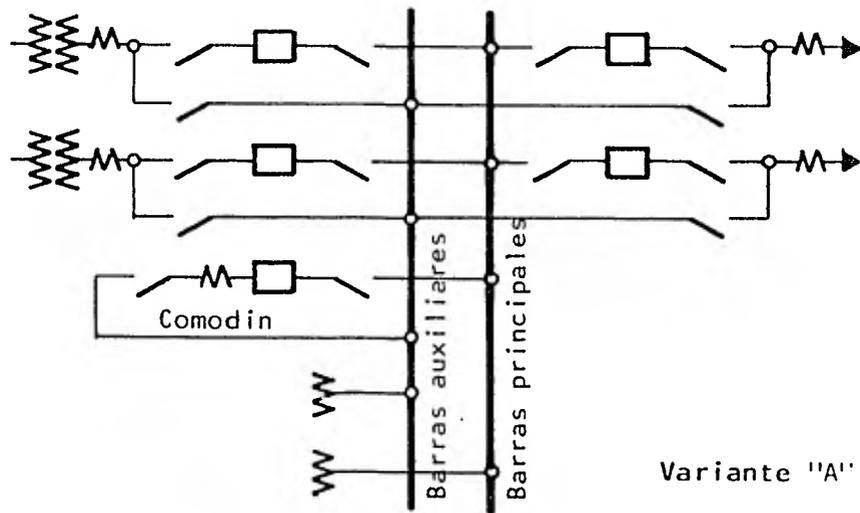
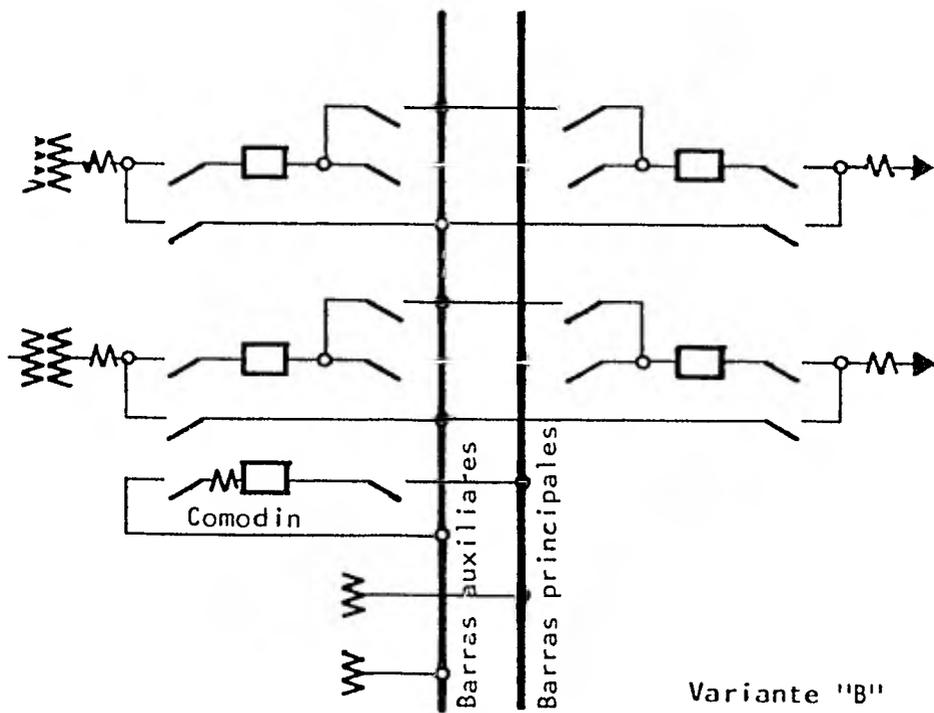


Figura 25.- Diagrama con un solo juego de barras co-lectoras.



Variante "A"



Variante "B"

Figura 26.- Diagrama con un juego de barras principales y un juego de barras auxiliares con interruptor comodín.

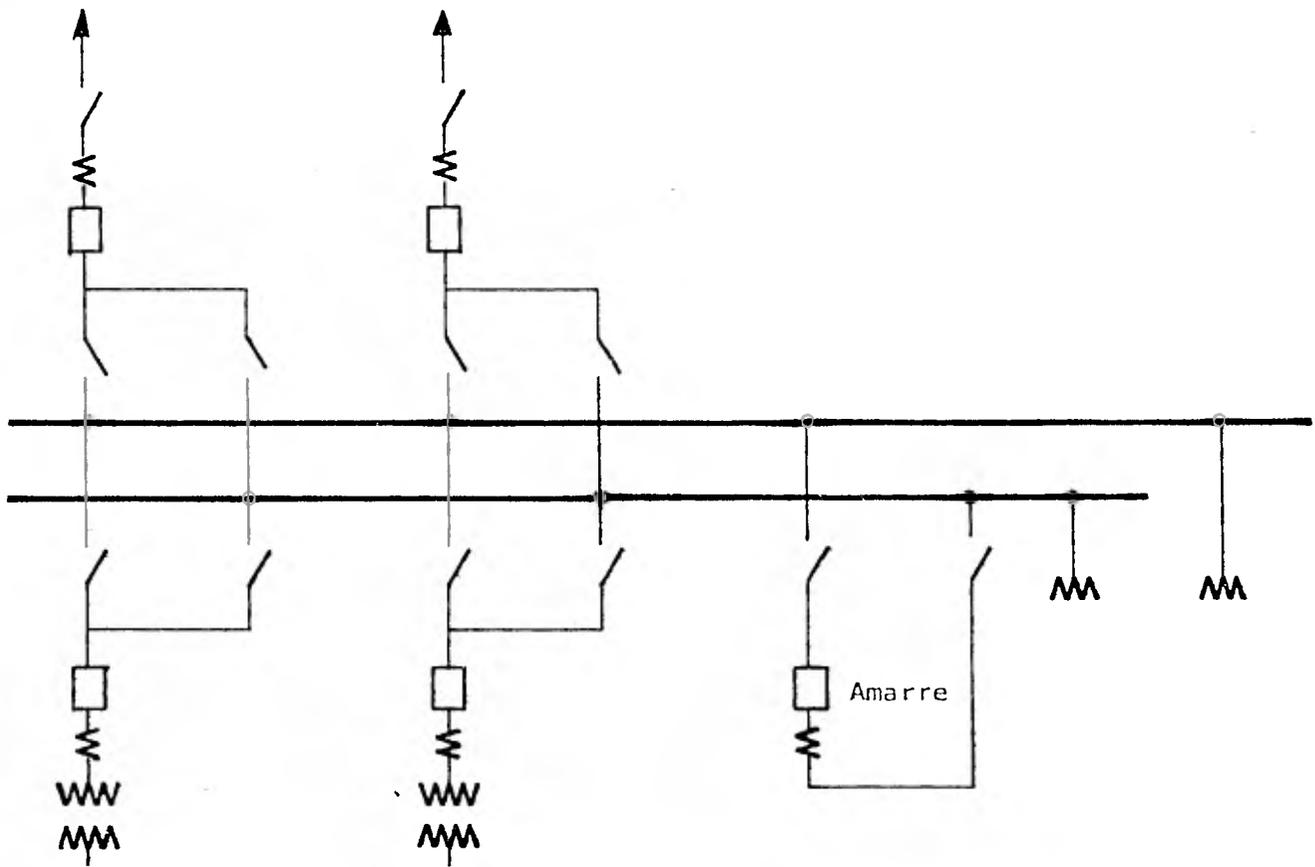


Figura 27.- Diagrama de doble juego de barras colectoras con interruptor de amarre.

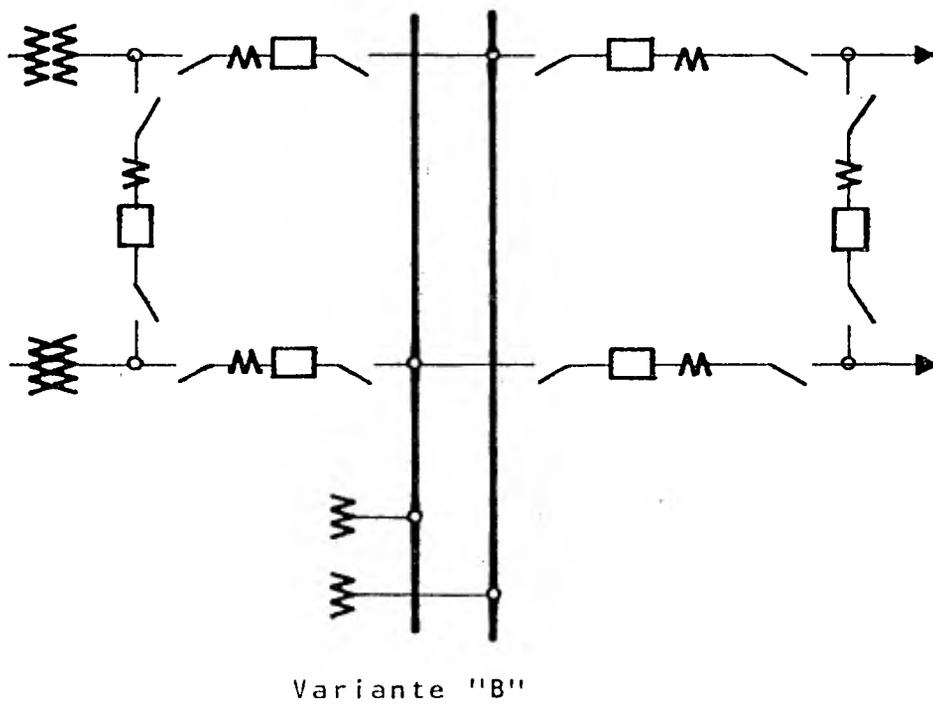
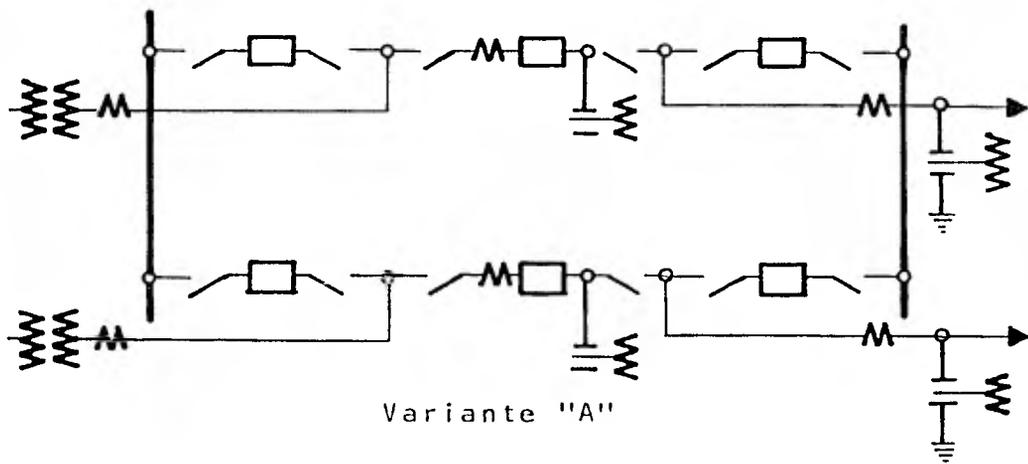


Figura 28.- Diagrama de interruptor y medio.

4.3. Diagramas unifilares en subestaciones de 23 KV.

Los diagramas unifilares en las subestaciones de 23 KV más utilizados son los siguientes:

4.3.1. Arreglo de barras sencillas.

El diagrama se muestra en la figura 29. Cada alimentador tiene su propio interruptor, por lo que una falla en el alimentador podrá librarse --- abriendo el interruptor correspondiente, no afectando con ello a los demás alimentadores.

Una desventaja que tiene éste arreglo, es que en caso de presentarse una falla en cualquier parte de las barras, quedaría fuera de servicio la mitad de la subestación; también para dar mantenimiento o reparar algún interruptor, se tiene que sacar de servicio el alimentador correspondiente.

4.3.2. Arreglo de doble barra.

El diagrama es mostrado en la figura 30. La diferencia entre el diagrama anterior y éste es que existe doble barra, lo cual hace más flexible el arreglo.

En el caso de que se tenga que interrumpir el servicio en cualquier sección de las barras principales, ya sea por falla o por trabajos de mantenimiento, el servicio a los alimentadores no se interrumpe definitivamente, ya que éstos cuentan con dos interruptores, uno en las barras principales y otro en las barras auxiliares. Al presentarse la interrupción del -- servicio, los interruptores principales se abren, y subsecuentemente se cerrarán los interruptores de las barras auxiliares, y de esta forma se restablece el servicio.

4.3.3. Arreglo de doble anillo.

En la figura 31 se presenta el diagrama de doble anillo. En éste arre

glo se consigue un mayor aprovechamiento de los transformadores de potencia ya que mientras en los otros arreglos estaba un transformador unicamente -- energizado pero sin carga y los otros dos casi a la totalidad de capacidad, en este arreglo los tres operan simultaneamente a un 60% de su capacidad, - en el caso de que uno de los tres fallara los dos restantes se repartirán - la carga total de la subestación sin que afecte en forma definitiva para la vida útil de éstos. Otra de sus ventajas que tiene este arreglo es que puede alimentar a una red automática de 23 KV, quedando limitado el número de alimentadores de cada red a un máximo de cuatro. Debe tenerse en cuenta que los alimentadores quedan conectados en paralelo.

Las desventajas de este arreglo son:

- Un mayor número de interruptores.
- Para el caso de tablero blindado éste arreglo ofrece muchas complicaciones en su solución por tener gran cantidad de barras.

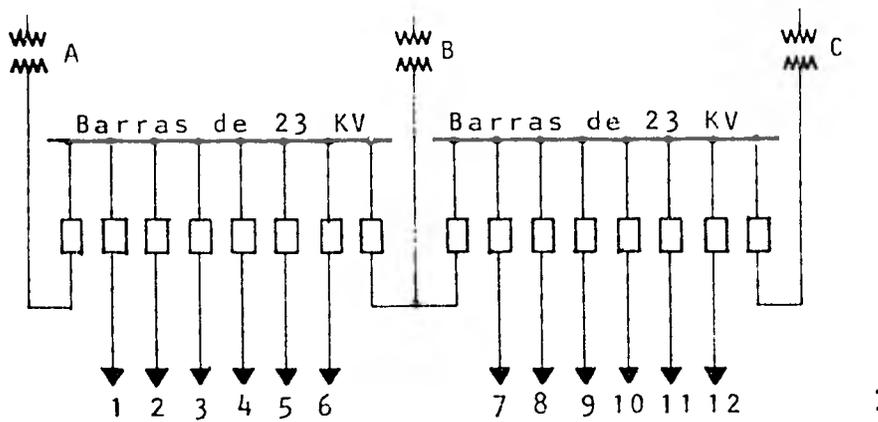


Figura 29.- Diagrama de barras sencillas.

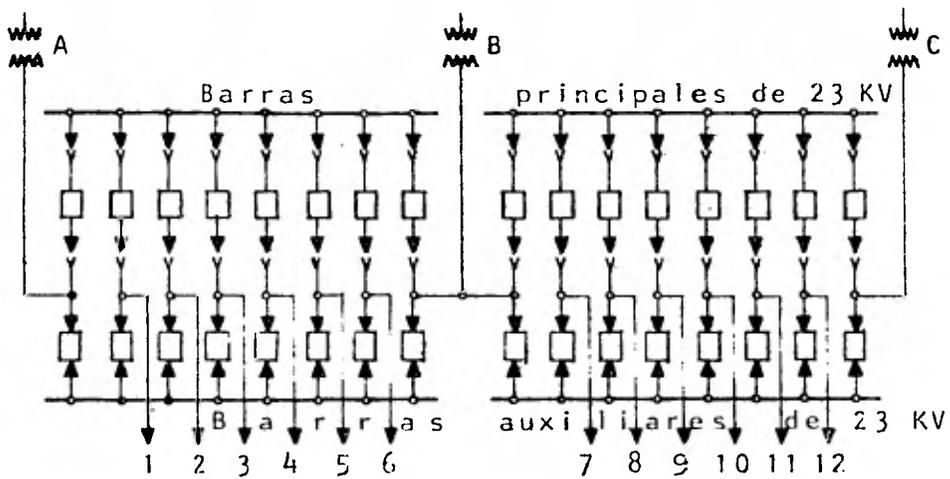
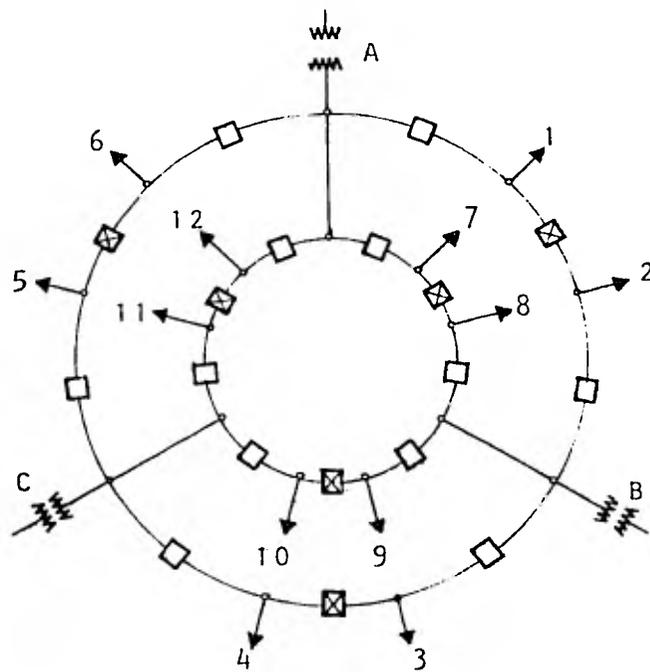


Figura 30.- Diagrama de doble barra.



☒ Interruptor normalmente abierto.

Figura 31.- Diagrama de doble anillo.

CAPITULO III

SELECCION DEL EQUIPO.

- 1.- Selección del diagrama unifilar.
- 2.- Módulos disponibles.
- 3.- Cantidad y características generales del equipo.
- 4.- Especificaciones del equipo.
- 5.- Arreglo físico del equipo.

1. Selección del diagrama unifilar.

Para la selección del diagrama unifilar se tendrá que tomar en cuenta que la subestación en SF₆ estará suministrando energía eléctrica a una zona muy importante de la ciudad, donde se requiere un alto grado de confiabilidad y continuidad del servicio.

Considerando las condiciones anteriores y los factores que se deben tomar en cuenta para la selección del diagrama unifilar (expuestos en el capítulo anterior), se ha elegido el arreglo de doble juego de barras colectoras con interruptor de amarre para la sección de 230 KV; en tanto que para la sección de 23 KV se seleccionó el de doble juego de barras. Este diagrama unifilar se muestra en el plano No. 1.

1.1. Sección de 230 KV.

En la sección de 230 KV, como se puede apreciar en el diagrama unifilar existen dos cables subterráneos que entran a la subestación, los cuales se conectan uno a las barras principales y el otro a las barras auxiliares de 230 KV operando normalmente el interruptor de amarre cerrado con el objeto de proporcionar permanentemente la corriente de excitación al transformador de potencia que no se encuentre en servicio; ésto se hace para que el transformador de potencia se encuentre en condiciones de entrar en servicio en cualquier momento.

Si cada juego de barras colectoras tiene una protección diferencial independiente, una falla en cualesquiera de las barras de 230 KV se podrá librar desconectando únicamente un circuito de 230 KV y un transformador de potencia de 230/23 KV dado que como ya se dijo anteriormente un solo circuito es capaz de llevar la carga de los dos.

Por lo que se hace a los transformadores la situación podría ser más crítica; si la desconexión de una de las barras colectoras ocurre cuando la carga de los transformadores sea alta es posible que el transformador que quede en servicio tenga una sobre carga excesiva. Sin embargo, dada la

inercia térmica de los transformadores, ésta sobrecarga podría tolerarse durante un tiempo corto, suficiente para que el operador del sistema tomase las medidas necesarias para eliminarla, como por ejemplo desconectando alimentadores o en el peor de los casos lo que sucedería es que se tendría que desconectar el transformador sobrecargado y la pérdida de éste transformador produciría una interrupción en la zona de distribución que alimenta ésta subestación pero no afectaría al sistema de 230 KV en su conjunto.

1.2. Sección de 23 KV.

La sección de 23 KV de la subestación consistirá de un tablero blindado en el cual se alojará el equipo de 23 KV.

Los transformadores de potencia alimentarán del lado secundario a uno de los dos juegos de barras colectoras de 23 KV que se encuentren seccionadas mediante los interruptores de amarre; también los transformadores de potencia podrán alimentar al otro juego de barras colectoras de 23 KV de tal forma que los transformadores puedan alimentar a cualquiera de las barras colectoras pero sin alimentar a los dos juegos de barras simultáneamente, de tal suerte que el tablero nos quede compuesto por secciones que trabajarán siempre eléctricamente separadas, para evitar que en un momento dado se tenga trabajando dos transformadores de potencia en paralelo, ya que de ser así aumenta la potencia de corto circuito lo que puede ser peligroso para la operación de los interruptores.

Las secciones del tablero de 23 KV serán:

- Protección de los transformadores
- El amarre
- Banco de capacitores
- Alimentadores de 23 KV
- Servicio de estación
- Doble juego de barras colectoras de 23 KV

En la sección de protección de transformadores se contará con dos inte

ruptores de pequeño volumen de aceite, pararrayos tipo autovalvulares para 23 KV, transformadores de corriente y transformadores de potencial con cuchillas fusibles. Estos son una sección por cada uno de los transformadores de potencia.

La sección de amarre contará con dos interruptores de pequeño volumen de aceite.

La subestación contará con dos bancos de capacitores de 10 MVAR con interruptores de pequeño volumen de aceite, además con un juego de cuchillas de puesta a tierra y serán dos secciones, una a cada sección de barras.

Por lo que se refiere a los alimentadores serán doce secciones iguales y cada sección contará con dos interruptores de pequeño volumen de aceite, transformadores de corriente y cuchillas de puesta a tierra.

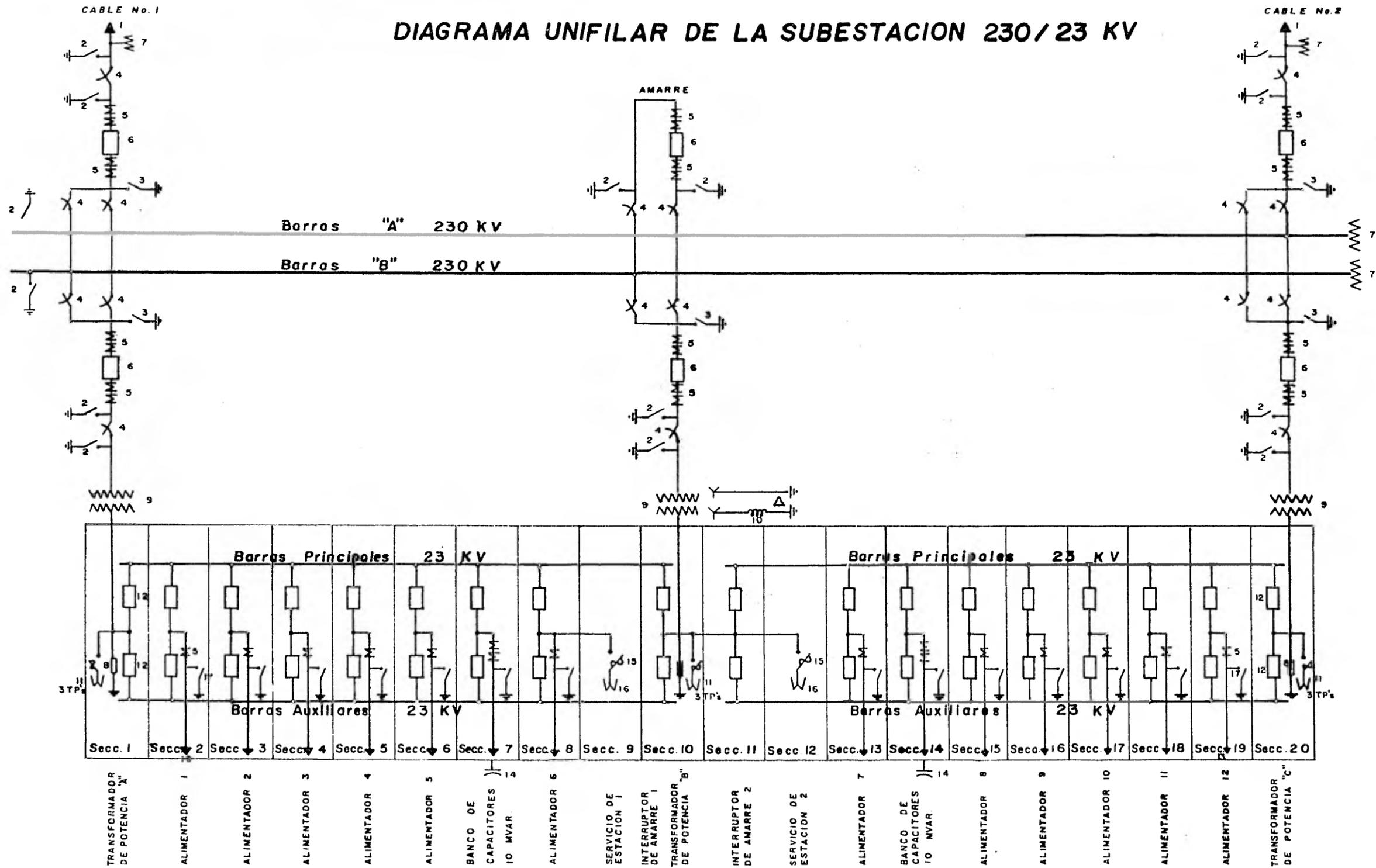
El servicio de estación contará con dos transformadores de 75 KVA cada uno, con una relación de transformación de 23000/220-127 volts y con un juego de cuchillas fusibles, estando un transformador en cada una de las secciones de las barras.

Todo lo anterior puede observarse en el diagrama unifilar siguiente.

NOMENCLATURA CORRESPONDIENTE AL DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION.

- 1.- Mufa de llegada para el cable de 230 KV.
- 2.- Cuchillas de puesta a tierra lenta de 230 KV.
- 3.- Cuchillas de puesta a tierra rápidas de 230 KV.
- 4.- Cuchillas desconectadoras de 230 KV.
- 5.- Transformadores de corriente para 230 y 23 KV.
- 6.- Interruptor de potencia para 230 KV.
- 7.- Transformador de potencial $\frac{240}{\sqrt{3}}$ KV
- 8.- Pararrayos de 23 KV.
- 9.- Bancos de potencia, 60 MVA, trifásicos, 230/23 KV.
- 10.- Reactor de 0.4 Ω .
- 11.- Transformadores de potencial de 23 KV con fusible.
- 12.- Interruptor de potencia de 23 KV.
- 13.- Mufa para alimentador de 23 KV.
- 14.- Banco de capacitores de 23 KV.
- 15.- Fusibles para transformador servicio de estación.
- 16.- Transformador para servicio de estación.
- 17.- Cuchillas de puesta a tierra de 23 KV.

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION 230/23 KV



2. Módulos disponibles.

Para la construcción de una subestación del tipo encapsulado aislada en SF₆ se cuenta con módulos de cada uno de los elementos y que pueden ser ensamblados muy fácilmente para integrar la subestación. A continuación se hace una breve descripción de algunos de los módulos de que se puede disponer.

2.1. Interruptores.

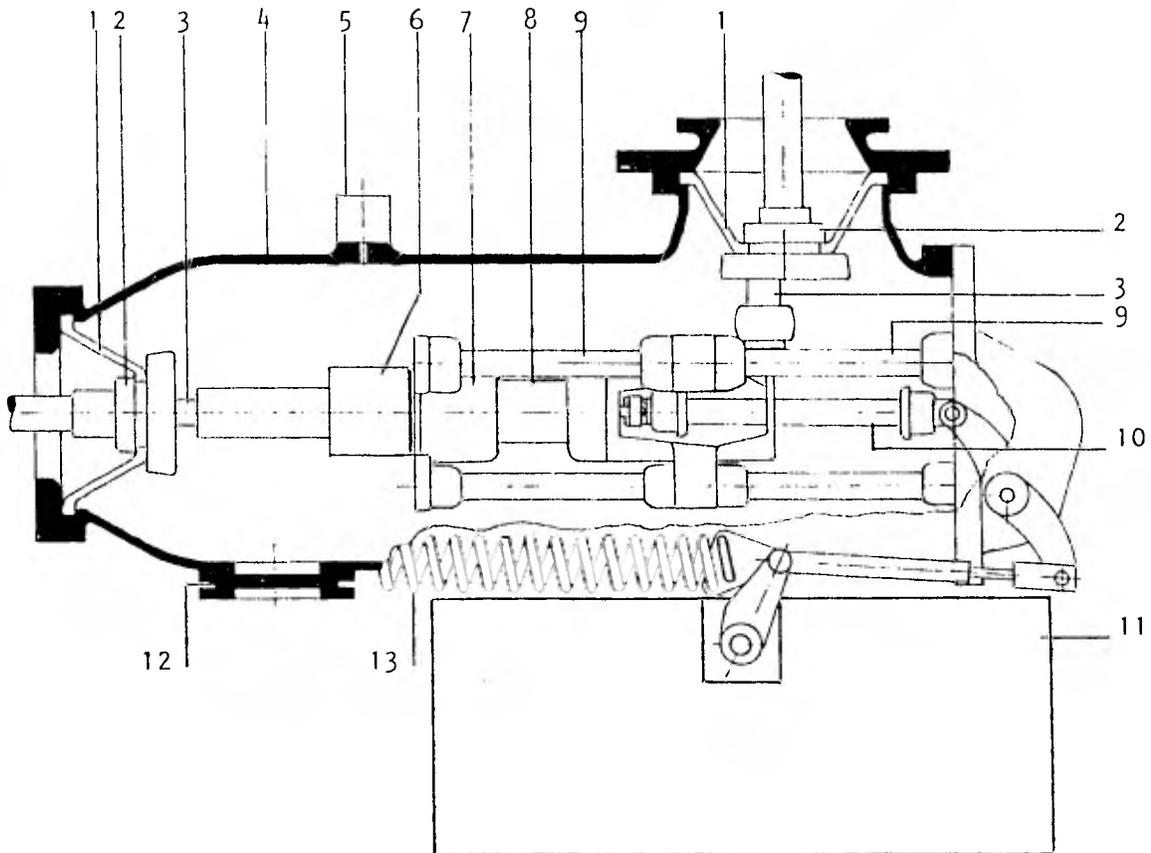
Los interruptores de potencia aislados en SF₆ generalmente están constituidos por tres unidades monofásicas, y cada una de ellas está provista de un mecanismo de operación accionado con un motor devanado tal que permite un rápido recierre. Se han realizado un gran número de pruebas de interrupción para verificar que estos interruptores son capaces de abrir líneas bajo carga con una duración de tres ciclos. A través de las pruebas de resistencia mecánica se ha confirmado la extraordinaria confiabilidad de estos aparatos, lo cual ha significado un considerable ahorro en virtud de requerir un mantenimiento mínimo.

El diseño de los interruptores está basado en tres principales requerimientos:

1. Facilidad de instalación resultando compactos y accesiblemente sencillos.
2. Larga vida y limpieza mínima.
3. Rapidez y simplicidad en los trabajos de mantenimiento.

Los interruptores son instalados por debajo de la estructura soporte de la subestación en posición horizontal. En la siguiente figura se ilustra una sección de una unidad de este tipo de interruptores.

El tanque del interruptor es un cilindro cerrado de aleación de aluminio, donde el mecanismo de operación de motor devanado está directamente conectado y localizado por debajo de la cubierta protectora. La conexión



- 1.- Cono aislador
- 2.- Electrodo
- 3.- Contacto cuchilla
- 4.- Envolverte
- 5.- Medidor de densidad
- 6.- Cilindro de llenado
- 7.- Contacto fijo principal
- 8.- Contacto móvil
- 9.- Soporte
- 10.- Barra
- 11.- Motor
- 12.- Elemento aislante
- 13.- Resorte de disparo

Figura 1.- Sección de una unidad de interruptor.

eléctrica entre el interruptor y la subestación SF₆ se hace a través de la boquilla con sello de gas; en ambas partes se instalan conectores adecuados para efectuar la unión.

Cada uno de los interruptores de fase constituyen un compartimiento de gas, y el valor de operación de presión es 6.3 Bars a 20°C. Un monitor de densidad del gas y un filtro estático son instalados para asegurar la pureza del SF₆, absorbiendo los productos de la descomposición (resultado de la interrupción) y cualquier humedad que se pueda presentar. Un elemento aislante montado en la base del tanque del interruptor protege a la envolvente de cualquier esfuerzo que le pudiera transmitir la estructura soporte debido a movimientos del suelo.

Este tipo de interruptores tienen notables ventajas, las cuales se describen a continuación.

- Los interruptores monofásicos pueden ser intercambiables fácilmente, sin desmantelar elementos adyacentes de la subestación.
- Cuando sea necesario el mantenimiento a un interruptor, la parte activa del módulo es desmantelada de la envolvente y se reemplaza por una nueva. El reemplazo de la parte activa se realiza muy rápidamente.
- No se requiere disponer de un espacio adicional cuando sea necesario hacer el reemplazo de cualquier parte activa de la subestación. Para realizar estos trabajos es suficiente con los pasillos que comunmente se disponen durante el diseño de la subestación para efectos de circulación de operadores o vehículos. Todas las partes del interruptor son verificadas y probadas en la fábrica antes de ser embarcadas, esto hace posible su rápido montaje en la subestación.

Los interruptores en SF₆ fabricados hasta el momento utilizan el hexafluoruro de azufre a baja presión para lograr su aislamiento requerido y un soplo de gas a presión más elevada para lograr la interrupción de la corriente. Si la admisión del gas a alta presión en la cámara de interrup---

ción, que está siempre en un ambiente de baja presión, fué obtenida por la apertura simultánea con la operación de los contactos, de una válvula que comunica con el tanque de alta presión se le denomina "sistema de dos presiones".

Pero si la admisión es también simultánea con la apertura de los contactos, por la acción de un pistón que comprime el gas y lo hace expandir en la cámara de interrupción, a este sistema se le denomina "sistema autosoplante o de una sola presión".

Desde el punto de vista del funcionamiento los interruptores a dos -- presiones pueden ser considerados como aparatos del tipo neumático que tra bajan en ciclo cerrado.

En efecto, el gas a alta presión, que en cada operación se expande en el tanque de baja presión se reutiliza enviándolo nuevamente al tanque de alta presión por medio de un compresor.

Este compresor sirve para aspirar el gas desde los tanques de baja -- presión, comprimirlo y llevarlo otra vez a los tanques de alta presión. Este ciclo se cumple cada vez que el valor de la presión, en los tanques de alta presión, ha bajado. Oportunos circuitos de control y enclavamientos -- de seguridad impiden que las presiones lleguen, tanto en el tanque de alta presión como en el de baja presión, a causa de funcionamientos anormales, -- a valores distintos a los nominales.

La interrupción del arco en un interruptor de doble presión la efec-- túa mediante la combinación del chorro de gas en forma transversal y el -- flujo axial del gas que fluye a través del centro del grupo de contactos -- móviles y el contacto estacionario. En una operación de apertura, la válv la de soplo del gas SF_6 se abre mecánicamente ya que está unida mediante -- un dispositivo, a los contactos móviles, de manera que a su vez que se mue ve para desacoplarse del contacto estacionario, también hacen operar la -- válvula de soplo abriéndola para liberar el SF_6 del depósito de alta pre-- sión a la cámara de interrupción. Al final de la carrera de los contactos--

móviles la válvula de soplo vuelve a cerrarse cortándose el flujo del gas después de haber interrumpido el arco eléctrico.

En la actualidad los interruptores modernos ya solamente se fabrican de una sola presión, debido a su construcción más sencilla sin compresor, - ni válvula como los de doble presión.

La presión del gas necesaria para extinguir el arco se genera durante el movimiento de ruptura mediante un dispositivo de émbolo de barrido, dispuesto en la unidad interruptora. El principio de émbolo de barrido permite una constitución muy simple de la unidad de ruptura.

El esquema funcional de la figura 1 A muestra las partes esenciales de la unidad de interrupción y su efecto conjunto en una maniobra de apertura.

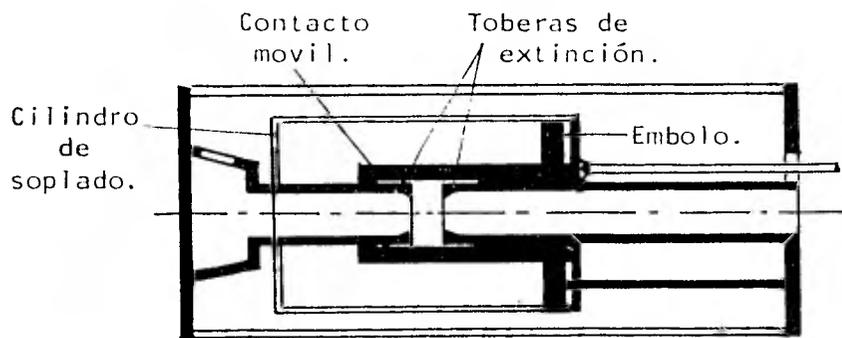
La cámara de extinción del interruptor tiene dos toberas fijas cuyo diámetro y distancia están ajustados entre sí de modo que resulten condiciones óptimas de extinción.

En la posición de cierre del interruptor (Figura 1 A a), se puntean las toberas de extinción por medio de un contacto dotado de unos dedos en forma de anillo, sometidos a la acción de muelles. Este contacto está unido rígidamente con un cilindro de barrido de material aislante, el contacto y el cilindro forman la parte móvil de la cámara de maniobra. En el espacio entre ellos existente está dispuesto un émbolo circular. Durante la maniobra de apertura se mueve el cilindro de barrido contra este émbolo fijo y comprime el SF_6 gaseoso rodeado por el cilindro de barrido.

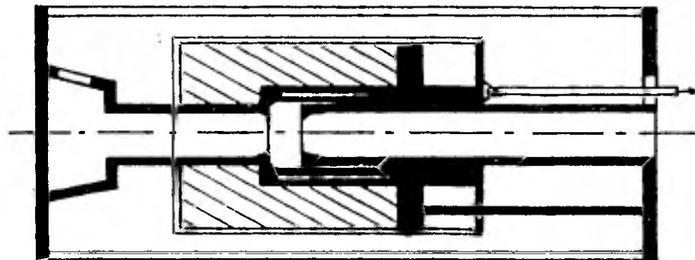
La presión básica, la relación de compresión y el volumen del gas comprimido se han elegido dependiendo del interruptor que se trate, de modo que al final de la compresión (Figura 1 A b), es decir, ya en el momento que se separan los contactos, está disponible la presión necesaria para extinguir toda la corriente de ruptura. El interruptor se encuentra por ello en condiciones de interceptar la corriente de apertura dentro de todo el margen de la misma, con tiempos breves de arcos.

Con la separación de los contactos, el móvil, que actúa simultáneamente como una corredera de cierre, da paso a la corriente de gas extintor. -- El arco eléctrico que al principio está localizado entre la tobera de extinción y el contacto móvil, es impulsado, en el intervalo de unos milisegundos, hacia las toberas de extinción, por la corriente del gas y por las --- fuerzas electrodinámicas que se producen, extinguiéndose con seguridad unos milisegundos después de la separación galvánica de los contactos (Figura 1 A c). El cilindro de barrido circunda entonces los elementos de extinción como una cámara de presión; el gas comprimido entra rápidamente en el punto de seccionamiento por el camino más corto, y es evacuado en sentido axial - por las toberas de extinción. El cilindro de barrido, constituido por un ma- terial aislante resistente al arco eléctrico, sirve de apantallamiento para la cubierta de material aislante o de porcelana que rodea la cámara de ex- tinción.

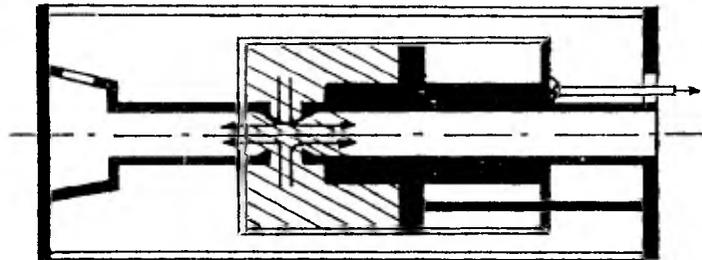
Una vez interceptada la corriente, el contacto móvil se sigue despla-- zando hasta la posición de apertura (Figura 1 A d). Entonces todas las -- partes de la cámara que influyen sobre la distribución del campo eléctrico están retiradas de la zona de trayecto del gas aislante. La configuración - adoptada, dieléctricamente favorable, las grandes superficies frontales de unas toberas construídas de nuevos materiales resistentes al desgaste por - quemaduras y la ausencia de obstáculos en el recorrido del gas garantizan - con seguridad que la cámara de extinción de los interruptores conserve una rigidez dieléctrica suficientemente alta incluso al cabo numerosas manio-- bras de apertura.



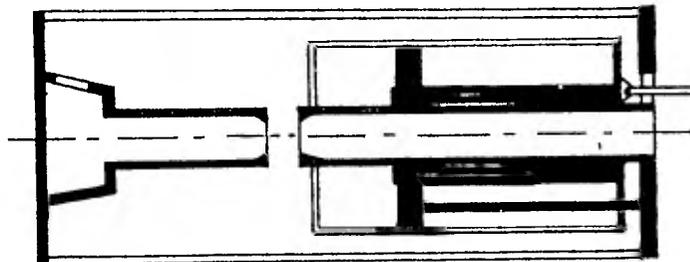
a) Posición de cierre.



b) Compresión



c) Extinción.



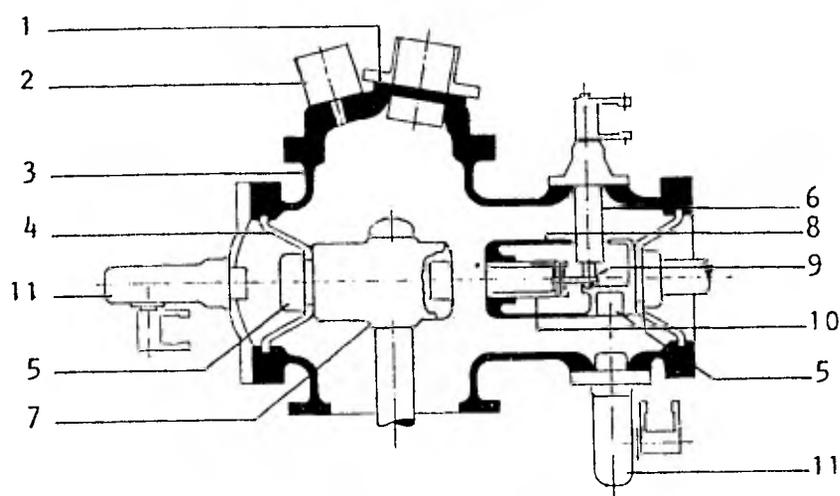
d) Posición de apertura.

Figura 1 A.- Representación esquemática del proceso de extinción de un interruptor de una sola presión.

2.2. Cuchillas.

Las cuchillas son comunmente fabricadas en unidades monofásicas y con un diseño tal, que pueden ser ensambladas rapidamente. Se pueden construir con diferente tipo de envolventes pero las partes activas son idénticas y por lo tanto el número de conexiones y sellos resultantes se reducen considerablemente.

En la figura 2 se muestra un ensamble de una cuchilla.



- 1.- Disco de interrupción
- 2.- Medidor de densidad
- 3.- Envoltente
- 4.- Cono aislador
- 5.- Contacto de tierra
- 6.- Barra aisladora
- 7.- Contacto fijo principal
- 8.- Contacto móvil
- 9.- Sistema de operación
- 10.- Tubo contacto
- 11.- Conexión a tierra

Figura 2.- Ensamble de una cuchilla

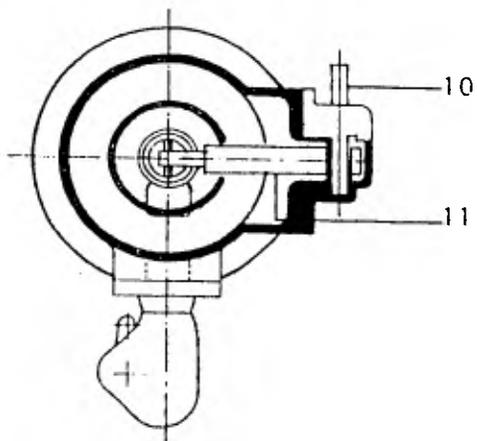
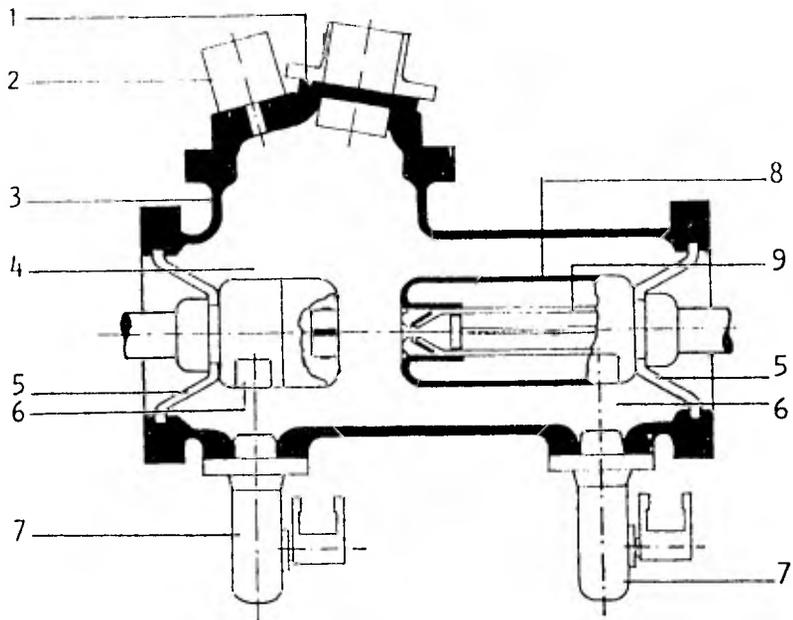
La parte activa la cual está instalada en un envolvente de aluminio - de alta resistencia contiene un contacto fijo principal y un contacto móvil, los cuales son mantenidos en su posición a través de un aislador soporte y con un elemento giratorio aislante. Un motor hace girar el mecanismo de operación y de ésta manera hace separar los contactos de las tres -- fases, a través de la operación de una varilla localizada fuera de la envolvente. En la cuchilla se localizan filtros cuya función es la de eliminar cualquier humedad remanente y los productos de descomposición los cuales son resultado de la operaciones de interrupción.

Un elemento aislante protege a la envolvente de altos esfuerzos de -- presión inadmisibles. Cada una de las cuchillas tiene una ventana de ins-- pección a través de la cual se puede verificar la posición de la cuchilla y el estado en que se encuentran los contactos. Las cuchillas solamente -- estarán abiertas cuando exista la necesidad de realizar trabajos de mantenimiento, además para disponer de una seguridad del personal bajo condiciones de no riesgo; las cuchillas pueden ser mecánica y eléctricamente blo-- queadas, en su condición totalmente abierta o totalmente cerrada. Los blo-- queos con el interruptor y otras unidades similares o cuchillas de tierra-- se pueden lograr eléctricamente.

2.3. Cuchillas de operación con carga.

Las cuchillas de operación con carga en SF₆ están diseñadas a base de un módulo simple de presión, el cual permite construir subestaciones muy - económicas. Todas las condiciones de operación normal que pueden ocurrir - en el sistema permiten la operación de éstas cuchillas y es posible cerrar o abrir en condiciones de corto circuito.

El ensamble de las cuchillas de operación con carga se ilustra en la- figura 3.



- 1.- Elemento aislante
- 2.- Medidor de densidad
- 3.- Envolverte
- 4.- Contacto fijo principal
- 5.- Cono aislador
- 6.- Contacto de tierra
- 7.- Conexión a tierra
- 8.- Contacto móvil con mecanismo de soplo
- 9.- Tubo contacto
- 10.- Flecha de accionamiento
- 11.- Leva

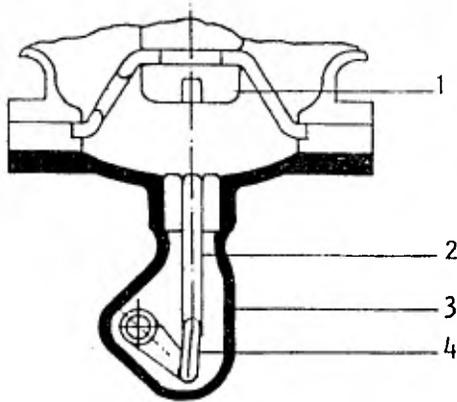
Figura 3.- Ensamble de cuchillas de operación con carga.

La parte activa es instalada en un envolvente de aleación de aluminio de alta resistencia con un arreglo axial en sus barras. Este ensamble puede ser distinguido del tipo de cuchillas normales en lo que se refiere a posición del contacto, el cual incorpora un sistema de bombeo de un elemento rotatorio que es empleado para mover el contacto móvil. Para extinguir el arco eléctrico, se requiere de un soplo de gas que es producido en la bomba durante la operación de apertura. Durante la operación de cierre no habrá soplo de gas.

Las cuchillas de operación con carga al igual que los interruptores están constituidas por compartimientos separados de gas para evitar el arqueo y la descomposición del gas SF_6 ; éstas cuchillas son operadas en forma trifásica a través de un mecanismo de operación con motor devanado.

2.4. Cuchillas de puesta a tierra.

Las cuchillas de puesta a tierra están diseñadas para ser montadas -- sobre otros aparatos. Una cuchilla de éste tipo se muestra en la siguiente figura 4.



- 1.- Contacto fijo
- 2.- Contacto móvil
- 3.- Envoltente
- 4.- Sistema de operación

Figura 4.- Cuchilla de puesta a tierra.

Estas cuchillas tienen un mecanismo el cual está fijado a un contacto secundario de un contacto móvil en base a una varilla, la cual es movida a través de un mecanismo de operación. El contacto fijo principal está situado en el aparato al cual ha sido conectada la cuchilla de puesta a tierra. La cuchilla puede ser operada manualmente a través de un mecanismo provisto fuera del elemento de montaje; también podrá ser operada eléctricamente a través de un mecanismo de resorte con motor devanado.

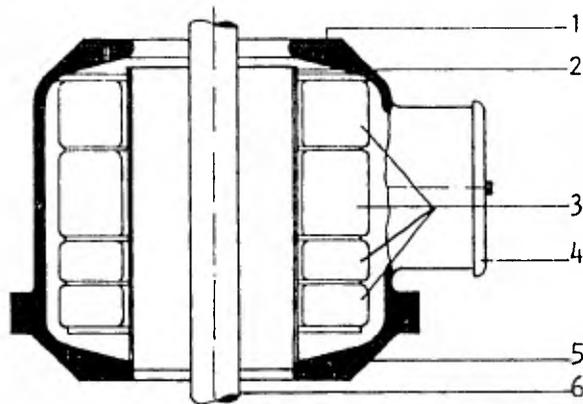
Las cuchillas de puesta a tierra de alta velocidad son usadas para la operación de aterrizamiento de las diferentes partes de la subestación. Estas cuchillas son tripolares, manejadas trifásicamente a través de un mecanismo de operación con resorte y motor devanado que pueden ser operadas durante condiciones de corto circuito.

Básicamente las cuchillas de puesta a tierra garantizan una seguridad al personal durante los trabajos de mantenimiento. Para evitar que las cuchillas de puesta a tierra sean operadas durante el mantenimiento, tanto totalmente cerradas como totalmente abiertas pueden ser bloqueadas y aseguradas por medio de un seguro.

2.5. Transformadores de corriente.

Los transformadores de corriente para protección y medición de un diseño encapsulado, pueden ser instalados casi siempre en cualquier lugar de la subestación. Cada uno de los transformadores de corriente puede estar integrado con un máximo de cuatro núcleos y se diseñan de tal forma que sus rangos del núcleo y precisión estén de acuerdo con los requerimientos del sistema; por ejemplo, se pueden disponer de núcleos lineales o se pueden suministrar con diferentes conexiones secundarias. Los núcleos tipo dona que se ilustran en la figura 5 son eléctricamente blindados por electrodo de tierra.

Las conexiones secundarias son a través de una caja terminal secundaria.



- 1.- Envoltente.
- 2.- Pantalla.
- 3.- Devanados.
- 4.- Caja de terminales del secundario.
- 5.- Base.
- 6.- Conductor primario.

Figura 5.- Transformador de corriente.

2.6. Transformadores de potencial.

Los transformadores de potencial encapsulados se localizan en cualquier parte de la subestación. Los requerimientos del sistema con respecto a los rangos del burden, relaciones de transformación y clases de precisión, en muchos casos, se pueden reunir con los diseños disponibles los cuales tienen un máximo de dos núcleos de medición y un núcleo de protección para falla a tierra.

La parte activa del transformador de potencial comprende un núcleo de acero que soporta los devanados primarios y secundarios. Dependiendo del modelo y del rango de voltaje, el aislamiento de alto voltaje consiste de una aleación de resina o un aislamiento impregnado con SF_6 . La envoltente es de aleación de aluminio. Cada uno de los transformadores de potencial monofásicos están constituidos por un compartimento de gas por separado, equipado con un elemento aislante y un medidor de densidad.

Un transformador de potencial de los que más comunmente se utilizan -- se muestra en la figura 6.

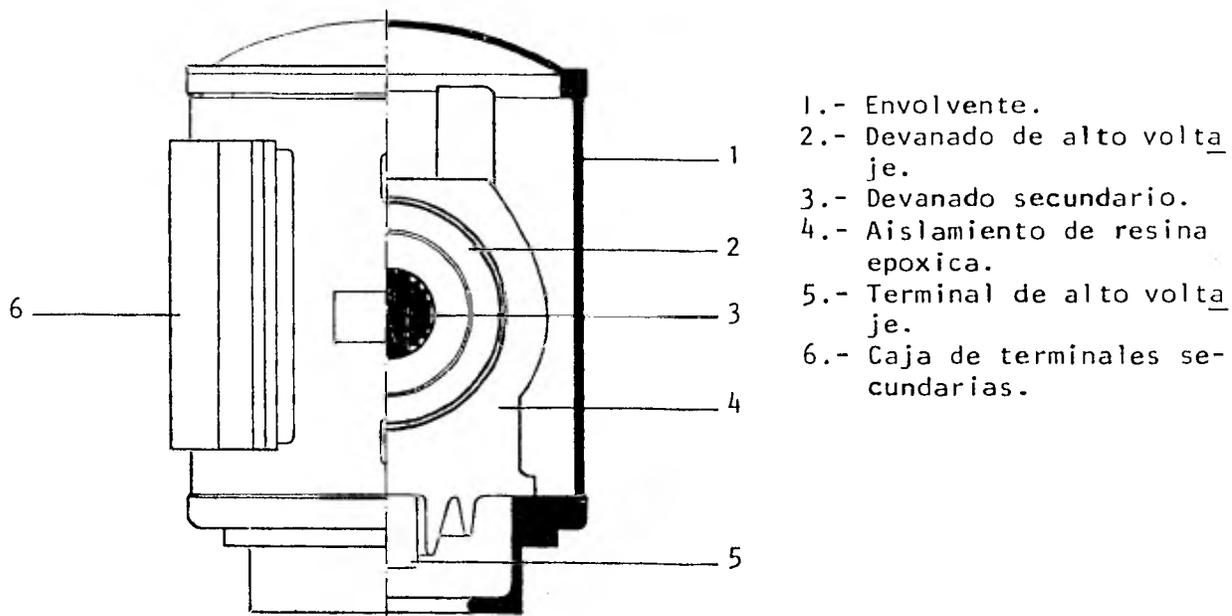
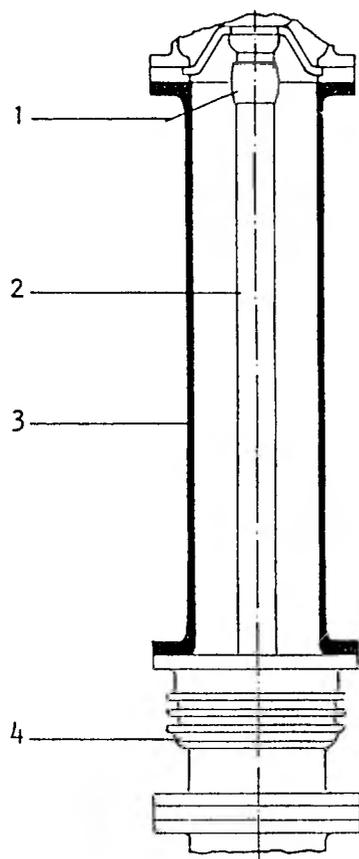


Figura 6.- Transformador de potencial.

2.7. Barras colectoras o buses.

Como en el caso de los otros componentes de la subestación se puede -- disponer de una envoltente monofásica para las barras colectoras. Este sistema es ventajoso en el sentido de que el aislamiento de las barras es sujeto a muy pequeños esfuerzos dinámicos, y además, asegura considerablemente una confiabilidad operacional mayor a la de un sistema encapsulado trifásico.

Los elementos de barras colectoras monofásicas comprenden un conductor y una envoltente cilíndrica con unas juntas de expansión como se muestra en la figura 7.



- 1.- Conector.
- 2.- Conductor.
- 3.- Envolverte.
- 4.- Junta de expansión.

Figura 7.- Barra colectora.

El conductor se conecta a través de un conector en ambos extremos de las fases respectivas de las dos bahías adyacentes. Los cambios de la longitud del conductor como resultado de las variaciones de temperatura (calentamiento o enfriamiento), son absorbidos por los contactos deslizables, estos, que entonces no se requieren aislamientos para esfuerzos mecánicos.

Dependiendo de la corriente normal especificada, los conductores pueden ser de aluminio o de cobre. La envolverte siempre está provista con juntas de expansión las cuales no solamente compensan los cambios en longi-

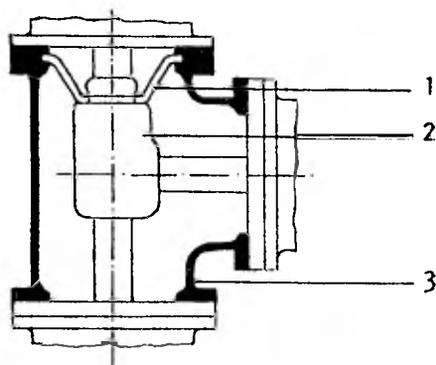
tud, sino también proporcionan una mayor rapidez en los cambios de los elementos o barras colectoras y de las cuchillas asociadas a las barras.

2.8. Conectores.

Los conectores son elementos para extensión, cambio direccional o alargamiento de trayectorias, que dependiendo del arreglo físico de la subestación sean necesarios para la conducción de corriente, conectando varios componentes.

Los conectores son disponibles en elementos rectos de varias longitudes, elementos "T", elementos soporte y piezas en ángulo a 30°, los cuales son utilizados para reunir los requerimientos antes mencionados.

Un elemento "T" se ilustra en la figura 8.



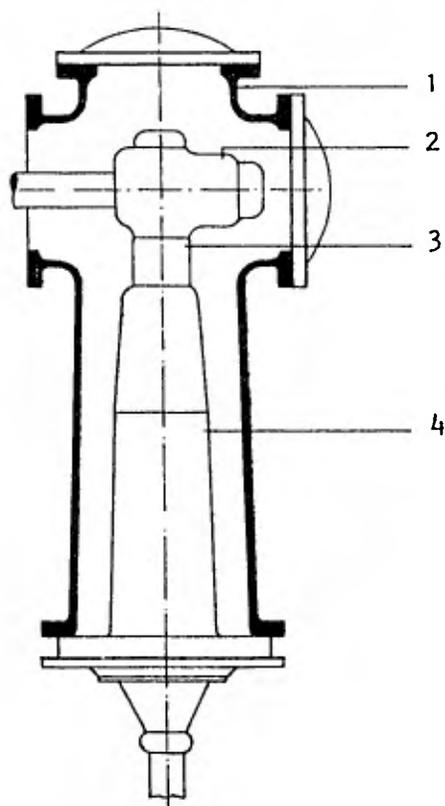
- 1.- Cono aislador.
- 2.- Electrodo.
- 3.- Envoltorio.

Figura 8.- Elemento " T " .

2.9. Terminales para cables.

Fundamentalmente, cualquier tipo de cables de alta tensión puede ser conectado a una subestación aislada en SF_6 . Se han diseñado terminales estándar de cualquier tipo de cable con una sección transversal aún mayor de $2,000 \text{ mm}^2$. La terminal se introduce en una envolvente cilíndrica a la cual se le dispone de una aleación de resina que substituye el cono de esfuerzo que comunmente se debe de hacer en la punta del cable, para soportar los esfuerzos debidos a la concentración de campo eléctrico.

La conexión entre el conductor del cable y el conductor tubular de la subestación SF_6 se hace con un conector de características anticorona. El conductor tubular entre éste electrodo y el primer aislador soporte puede ser desmantelado muy fácilmente para permitir las pruebas de voltaje de corriente directa del cable. Los transformadores de potencial pueden ser montados sobre la terminal del cable.



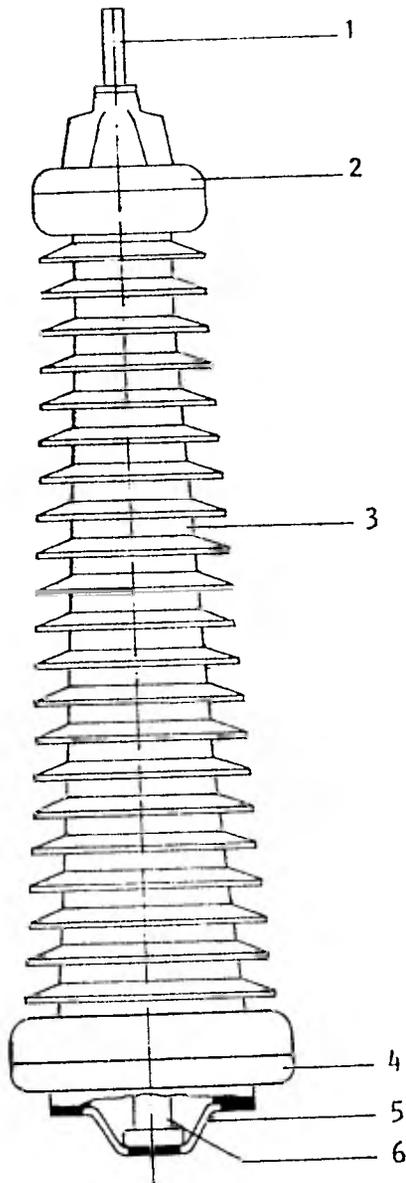
- 1.- Envolvente.
- 2.- Electrodo.
- 3.- Conector.
- 4.- Aislador.

Figura 9.- Terminal para cable.

2.10. Boquillas o terminales para conexión aérea.

La conexión de la subestación aislada en SF₆ se puede lograr a través de boquillas o terminales aéreas. En equipos de SF₆ se dispone de conexiones interiores o exteriores para ser conectados a líneas de transmisión, - transformadores de potencia con boquillas de aceite o a cualquier otro elemento.

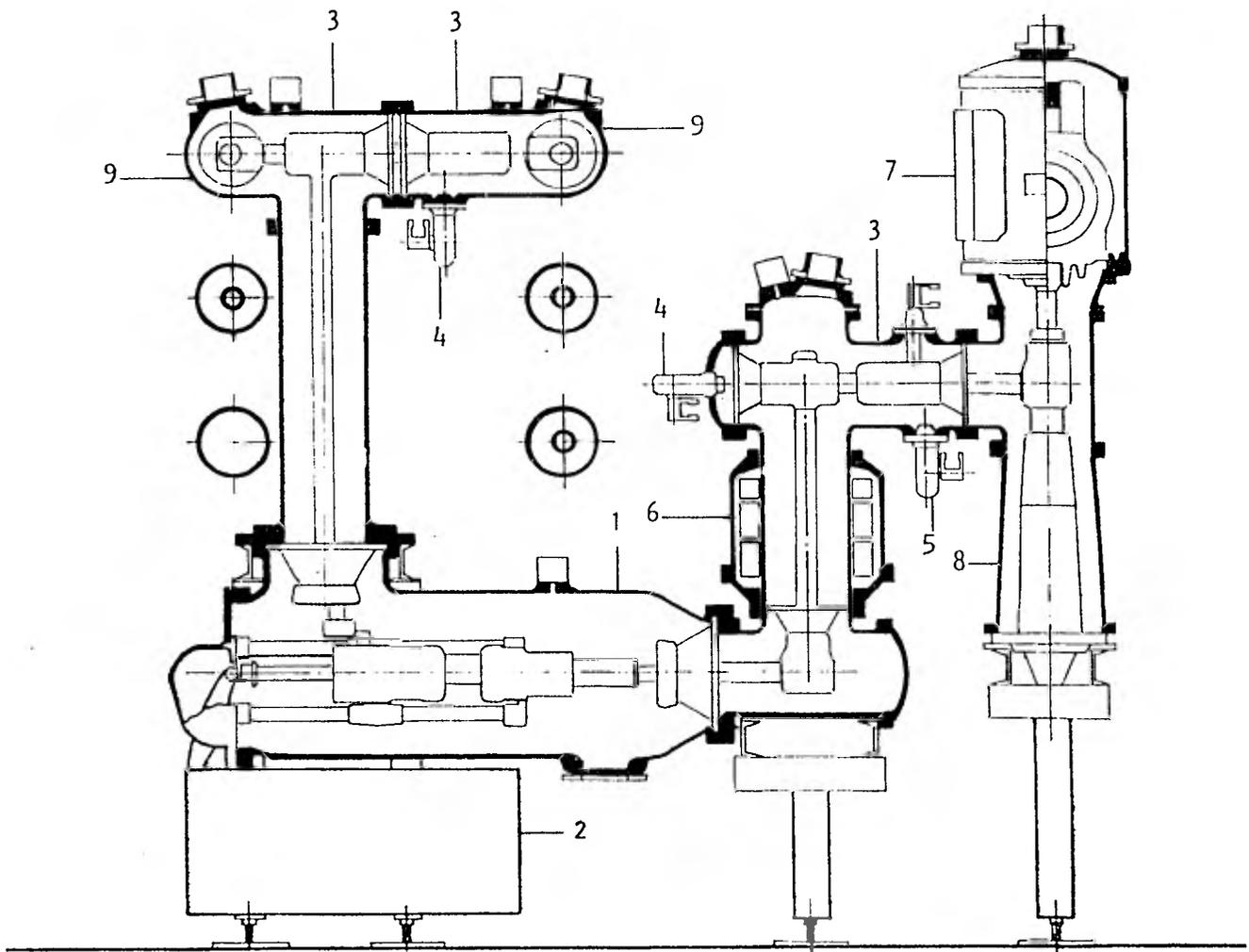
En la figura 10 se ilustra una boquilla para conexión aérea la cual - consiste de una porcelana que en el interior contiene el conector aislado - con gas SF₆.



- 1.- Conector superior.
- 2.- Corona.
- 3.- Aislador.
- 4.- Base.
- 5.- Cono aislador.
- 6.- Conductor.

Figura 10.- Terminal para conexión aérea.

En la figura 11 se muestra un ejemplo de como pueden estar acoplados los elementos integrantes de una subestación en hexafluoruro de azufre.



- 1.- Interruptor.
- 2.- Mecanismo de operación.
- 3.- Cuchilla.
- 4.- Cuchilla de puesta a tierra.
- 5.- Cuchilla de puesta a tierra de alta velocidad.
- 6.- Transformador de corriente.
- 7.- Transformador de potencial.
- 8.- Terminal para cable.
- 9.- Barra colectora.

Figura 11.

3. Cantidad y características generales del equipo.

3.1. Características del equipo.

La subestación será del tipo de elementos encapsulados herméticos y -- con aislamiento en hexafluoruro de azufre (SF_6) para las siguientes condiciones de servicio.

Servicio	Interior
Altitud de la instalación	2,300 MSNM
Temperatura ambiente	de $-10^{\circ}C$ a $+40^{\circ}C$
Tensión nominal del sistema	230 KV
Corriente nominal permanente	2,000 Amperes
Corriente de corto circuito	40,000 Amperes
Frecuencia nominal	60 Hz

Nivel de aislamiento.

El nivel de aislamiento para toda la instalación aislada con hexafluoruro de azufre queda definido de la siguiente manera:

Tensión nominal de aislamiento	245 KV
Baja frecuencia (1 minuto) eficaz	395 KV
Al pulso con onda de $1.2/50 \mu s$, cresta	950 KV
Al pulso por maniobra de interruptores, cresta	750 KV

3.2. Cantidad de equipo.

Una subestación de 230 KV en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre está formada de las siguientes secciones:

- 3.2.1. Tres secciones iguales para la alimentación de transformadores de -- potencia trifásicos de 60 MVA cada uno, 230/23 KV.
- 3.2.2. Dos secciones iguales para la llegada de dos cables trifásicos de -- potencia de 230 KV, uno en cada sección.

- 3.2.3. Dos juegos de barras colectoras con capacidad de 2,000 Amperes continuos, del tipo de fase segregada o aislada en ducto individual.
- 3.2.4. Una sección para interconexión o enlace de los dos juegos de barras colectoras.

Cada una de las secciones para la alimentación a los transformadores en 230 KV debe contar del equipo que se describe a continuación:

- 3.2.1a. Un interruptor de potencia de acuerdo con el inciso 4.1. de las especificaciones del equipo.
- 3.2.1b. Tres juegos de cuchillas desconectadoras de acuerdo con el inciso 4.2. de las especificaciones del equipo.
- 3.2.1c. Dos juegos de cuchillas de puesta a tierra lenta de acuerdo con el inciso 4.3. de las especificaciones del equipo.
- 3.2.1d. Un juego de cuchillas de puesta a tierra rápida de acuerdo con el inciso 4.4. de las especificaciones del equipo.
- 3.2.1e. Doce transformadores de corriente, seis de cada lado del interruptor, con relación de transformación de 400/800/1200:5 Amperes cada uno y con potencia y clase de precisión de C200 para protección y 0.3B0.1 a 0.3B2.0 para medición. Los tres transformadores de corriente de medición deben de estar localizados lo más cerca posible del interruptor.

Cada una de las secciones que reciben los cables de potencia trifásicos debe contar con el equipo que se describe a continuación:

- 3.2.2a. Un interruptor de potencia de acuerdo con el inciso 4.1. de las especificaciones del equipo.
- 3.2.2b. Tres juegos de cuchillas desconectadoras de acuerdo con el inciso 4.2. de las especificaciones del equipo.
- 3.2.2c. Dos juegos de cuchillas de puesta a tierra lenta de acuerdo con el inciso 4.3. de las especificaciones del equipo.
- 3.2.2d. Un juego de cuchillas de puesta a tierra rápida de acuerdo con el inciso 4.4. de las especificaciones del equipo.

- 3.2.2e. Doce transformadores de corriente, seis de cada lado del interruptor con relación de transformación de 400/800/1200: 5-Amperes cada uno y con potencia y clase de precisión C200 -- para protección y 0.3B0.1 a 0.3B2.0 para medición. Los tres transformadores de corriente de medición deben de estar localizados lo más cerca posible del interruptor.
- 3.2.2f. Un transformador de potencial colocado en la fase central -- con relación de transformación de:

$$\frac{240 \text{ KV}}{\sqrt{3}} \text{ / } \frac{200 \text{ Volts}}{\sqrt{3}}$$

y potencia y clase de precisión de 0.6Z.

Cada juego de barras colectoras debe contar con el siguiente equipo.

- 3.2.3a. Un juego de transformadores de potencial con relación de transformación de:

$$\frac{240 \text{ KV}}{\sqrt{3}} \text{ / } \frac{200 \text{ Volts}}{\sqrt{3}} ; \frac{200 \text{ Volts}}{\sqrt{3}} ; \frac{120 \text{ Volts}}{\sqrt{3}}$$

y con potencia y clase de precisión de 0.6Z en un secundario de $\frac{200}{\sqrt{3}}$ Volts, 0.3W en el otro secundario de $\frac{200}{\sqrt{3}}$ Volts, y 0.3W en el secundario de $\frac{120}{\sqrt{3}}$ Volts.

- 3.2.3b. Un juego de cuchillas de puesta a tierra lenta de acuerdo -- con el inciso 4.3. de las especificaciones del equipo.

La sección para interconexión o enlace de barras colectoras debe contar con el equipo que se describe a continuación:

- 3.2.4a. Un interruptor de potencia de acuerdo con el inciso 4.1. de las especificaciones del equipo.

- 3.2.4b. Dos juegos de cuchillas desconectadoras de acuerdo con el -- inciso 4.2 de las especificaciones del equipo.
- 3.2.4c. Dos juegos de cuchillas de puesta a tierra lenta de acuerdo con el inciso 4.3 de las especificaciones del equipo.
- 3.2.4d. Doce transformadores de corriente, seis de cada lado del interruptor, con relación de transformación de 400/800/1200: 5 Amperes cada uno y con potencia y clase de precisión de C200 para protección y 0.3B0.1 a 0.3B2.0 para medición. Los tres transformadores de corriente de medición deben estar localizados lo más cerca posible del interruptor.

3.3. Gabinetes de control.

Cada bahía o módulo debe tener un gabinete de control en el que se ten gan todos los accesorios necesarios para el control local o remoto del inte rruptor y cuchillas, dispositivos de señalización de conmutadores de pre--- sión, contadores, etc.

En éste gabinete deberán rematarse todos los contactos auxiliares de - posición de interruptor y cuchillas, todos los secundarios de TC's y TP's - y deberá de preverse el suficiente número de tablillas para el alambrado - con cable de control del número 10 AWG para TC's y número 12 AWG para el - resto de los circuitos.

4. Especificaciones del equipo.

4.1. Interruptores.

4.1.1. Características eléctricas:

Tensión nominal	245 KV
Corriente nominal	2,000 Amperes
Corriente interruptiva nominal simétrica, eficaz	40 KA
Corriente nominal de conexión (cresta)	100 KA
Corriente de tiempo corto (1 seg.) eficaz	40 KA

4.1.2. Nivel de aislamiento a tierra.

Tensión nominal de aislamiento	245 KV
Al impulso con onda de 1.2/50 μ s cresta	950 KV
Baja frecuencia (1 min.), eficaz	395 KV
Por maniobra, cresta	750 KV

4.1.3. Ciclo de operación.

Los interruptores deberán ser adecuados para realizar un recierre trifásico rápido, o sea que, de acuerdo con las normas de la CEI (Comisión --- Electrotécnica Internacional) deberán poder realizar el siguiente ciclo de operación:

A - 0 - CA

en donde:

A = Representa una operación de apertura

0 = Representa el tiempo muerto del interruptor

CA = Representa una operación de cierre seguida inmediatamente (esto es, sin retraso de tiempo intencional) por una operación de apertura.

El fabricante deberá indicar los valores límites del tiempo 0. Los interruptores deberán también poder realizar el siguiente ciclo de operación:

A - 0.3S - CA - 3ms - CA

4.1.4. Tiempos de operación.

El fabricante deberá indicar el tiempo de apertura y el tiempo total de interrupción, así mismo como el tiempo de cierre del interruptor.

El tiempo total de interrupción no deberá ser mayor de 60 milisegundos.

4.1.5. Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.

El interruptor deberá ser capaz de interrumpir las pequeñas corrientes inductivas, como por ejemplo las corrientes de excitación de los transformadores, con un factor de sobretensión no mayor de 2.5.

4.1.6. Características constructivas.

El fabricante deberá entregar una descripción del interruptor, indicando el número de cámaras de interrupción en serie y si funciona con una sola presión de gas o con dos niveles de presión y el valor de la presión o las presiones de gas utilizadas.

4.1.7. Mecanismo de operación.

Cada interruptor deberá estar provisto de un mecanismo de operación -- adecuado para realizar las maniobras de operación requeridas, con control local y remoto. El fabricante deberá indicar el tipo de mecanismo de operación del interruptor.

El mecanismo de disparo deberá estar provisto de dos bobinas de disparo independientes.

El mecanismo y su circuito de control deberán estar diseñados de tal forma que no produzca "bombeo" si el circuito de cierre se mantiene energizado.

El mecanismo de operación debe poder almacenar la energía necesaria -- para que, en caso de interrupción de la alimentación de los servicios auxiliares, el interruptor pueda realizar una operación de apertura seguida de una operación de cierre e inmediatamente después seguida por otra operación de apertura, conservando las capacidades de interrupción y de conexión nominales.

El mecanismo de operación de cada interruptor deberá incluir doce contactos auxiliares para señalización y control de los cuales seis serán tipo "a" y seis del tipo "b". Estos contactos auxiliares deberán ser para 15 amperes y 110 volts, corriente directa.

Deberá proveerse un contador mecánico de operaciones del interruptor.

Todos los circuitos de control del interruptor que deban conectarse a la instalación exterior deben agruparse en un mismo gabinete. Los circuitos de cierre y de disparo deben tener sus dos terminales conectadas a las terminales de salida del gabinete y no deben estar conectados a una polaridad en el interior del gabinete.

Deberá instalarse en el gabinete un desconectador de navaja sin fusibles para desconectar, en caso necesario, la alimentación de corriente directa. Además se instalará un relevador de no voltaje que dará una señal de alarma al fallar la alimentación de corriente directa.

La tensión nominal de alimentación para todos los circuitos de control señalización y del motor del mecanismo será 110 volts, corriente directa.

El rango de tensiones para la operación de los dispositivos de control de cierre será de 80-130 volts, corriente directa.

El rango de tensiones para la operación de los dispositivos de control de disparo será 70-130 volts, corriente directa.

4.2. Cuchillas desconectadoras.

4.2.1. Características eléctricas.

Tensión nominal	245 KV
Corriente nominal	2000 Amperes
Corriente nominal de corto tiempo (1 seg.), eficaz	40 KA
Valor de cresta de la corriente de corto circuito	100 KA

4.2.2. Nivel de aislamiento a tierra.

Tensión nominal de aislamiento	245 KV
Al impulso con onda de 1.2/50 μ s, cresta	950 KV
Baja frecuencia (1 min.) eficaz	395 KV
Por maniobra de interruptores, cresta	750 KV

La distancia de seccionamiento debe ser suficiente para soportar la aplicación de una onda de impulso de 1.2/50 μ seg. en una terminal y simultáneamente una tensión de baja frecuencia de valor cresta a la otra terminal.

4.2.3. Características constructivas.

El fabricante deberá entregar una descripción de las cuchillas desconectadoras, describiendo su funcionamiento e indicando en que forma puede -

comprobarse si las cuchillas están abiertas o cerradas; cada juego de cuchillas deberá ser independiente entre sí.

4.2.4. Mecanismo de operación.

Cada juego de cuchillas desconectadoras deberá estar provisto de un mecanismo de operación para realizar la maniobras de operación requeridas. El mecanismo debe estar diseñado para la operación sincronizada de los tres polos, con un motor eléctrico en un polo y ligas mecánicas para operar los otros dos polos.

Debe presentarse como alternativa para el mecanismo de operación de las cuchillas, un motor eléctrico individual por polo, sin ligas mecánicas entre polos.

Todo tipo de mecanismo debe poderse operar:

- A control remoto, por mando eléctrico, desde un tablero de control central.
- Localmente, por mando eléctrico, desde el gabinete de control de las cuchillas desconectadoras.
- Manualmente, en caso de emergencia, mediante un tipo de mecanismo adecuado.
- El mando eléctrico deberá operar simultáneamente los tres polos, mediante una orden única.

Deberá suministrarse un sistema de señalización de posición de cada juego de cuchillas desconectadoras, con las siguientes características;

- a) La señalización de la posición "cerrado" no debe producirse antes de que los contactos hayan alcanzado una posición tal que la corriente nominal de servicio continuo y la corriente de corto tiempo nominal pueden soportarse con toda seguridad.
- b) La señalización de la posición "abierto" no debe producirse antes de que los contactos hayan alcanzado una posición que asegure una distancia igual al 100% de la distancia de aislamiento.

Deberá suministrarse un sistema de bloqueos para la operación de cada juego de cuchillas desconectadoras y el interruptor correspondiente con las siguientes características:

- a) Debe impedirse la apertura o el cierre de las cuchillas cuando -- esté cerrado el interruptor.
- b) Debe bloquearse el cierre del interruptor cuando una cuchilla no alcanzó su posición final de cierre o de apertura.
- c) Debe impedir el accionamiento simultáneo de las cuchillas y del - interruptor.
- d) Debe impedir que se lleve a cabo una orden contraria a otra dada- con anterioridad y la cual no se ha completado.

Se suministrará una alimentación de corriente directa de 110 volts, pa-
-ra la alimentación al mecanismo de las cuchillas desconectadoras.

La tensión nominal de alimentación para los circuitos de control y se-
ñalización será 100 volts, corriente directa. La operación de los dispositi-
vos de control y señalización deberá ser posible con cualquier valor de ten-
sión comprendida entre el 70% y el 110% de la tensión nominal de operación.

El mecanismo de operación de cada juego de cuchillas desconectadoras, -
deberá incluir doce contactos auxiliares, de los cuales seis serán tipo "a"
y seis tipo "b". Estos contactos auxiliares deberán ser de 15 amperes y 110
volts, corriente directa.

4.3. Cuchillas de puesta a tierra lenta.

4.3.1. Características eléctricas.

Tensión nominal	245 KV
Corriente nominal de corto tiempo (1 seg.) eficaz	40 KA
Valor de cresta de la corriente de corto circuito, cresta	100 KA
Corriente nominal de conexión, cresta	100 KA

4.3.2. Mecanismo de operación.

Cada juego de cuchillas de puesta a tierra debe contar con un mecanismo de operación similar al indicado para las cuchillas desconectadoras.

Además el mecanismo debe poderse operar:

- Manualmente, en caso de emergencia, mediante un tipo de mecanismo -- adecuado. Para poder realizar el cierre manual con toda seguridad, - el mecanismo de operación, cuando esté en la posición abierto, deberá tener almacenada la energía necesaria para poder realizar un cierre rápido de los tres polos, que asegure la capacidad de conexión - especificada.
- Deberá suministrarse un sistema de señalización de posición de cada juego de cuchillas de puesta a tierra.
- Cada juego de cuchillas de puesta a tierra debe poderse bloquear en posición de cerrado, para seguridad del personal que tenga que realizar trabajos en alguna sección de la instalación. Mientras no se retire éste bloqueo debe ser imposible la operación eléctrica de las - cuchillas, local o remota y la operación manual.

El mecanismo de operación de cada juego de cuchillas desconectadoras - deberá incluir doce contactos auxiliares, de los cuales seis serán tipo "a" y seis tipo "b". Estos contactos auxiliares deberán ser de 15 amperes y 110 volts, corriente directa.

4.3.3. La localización de las cuchillas de tierra será la que se indica en el diagrama unifilar. Las alimentaciones de corriente continua para los mecanismos de las cuchillas de puesta a tierra para el control y la señalización tendrán las mismas características de las cuchillas desconectadoras.

4.4. Cuchillas de puesta a tierra rápida.

4.4.1. Características eléctricas.

Las características eléctricas para éste tipo de cuchillas son simila-

res a las cuchillas de puesta a tierra lenta.

4.4.2. Características constructivas.

Las cuchillas de puesta a tierra rápida deben tener una capacidad de - conexión suficiente para poder cerrar bajo condiciones de corriente de corto circuito valor cresta, según valores indicados en las cuchillas de puesta a tierra lenta.

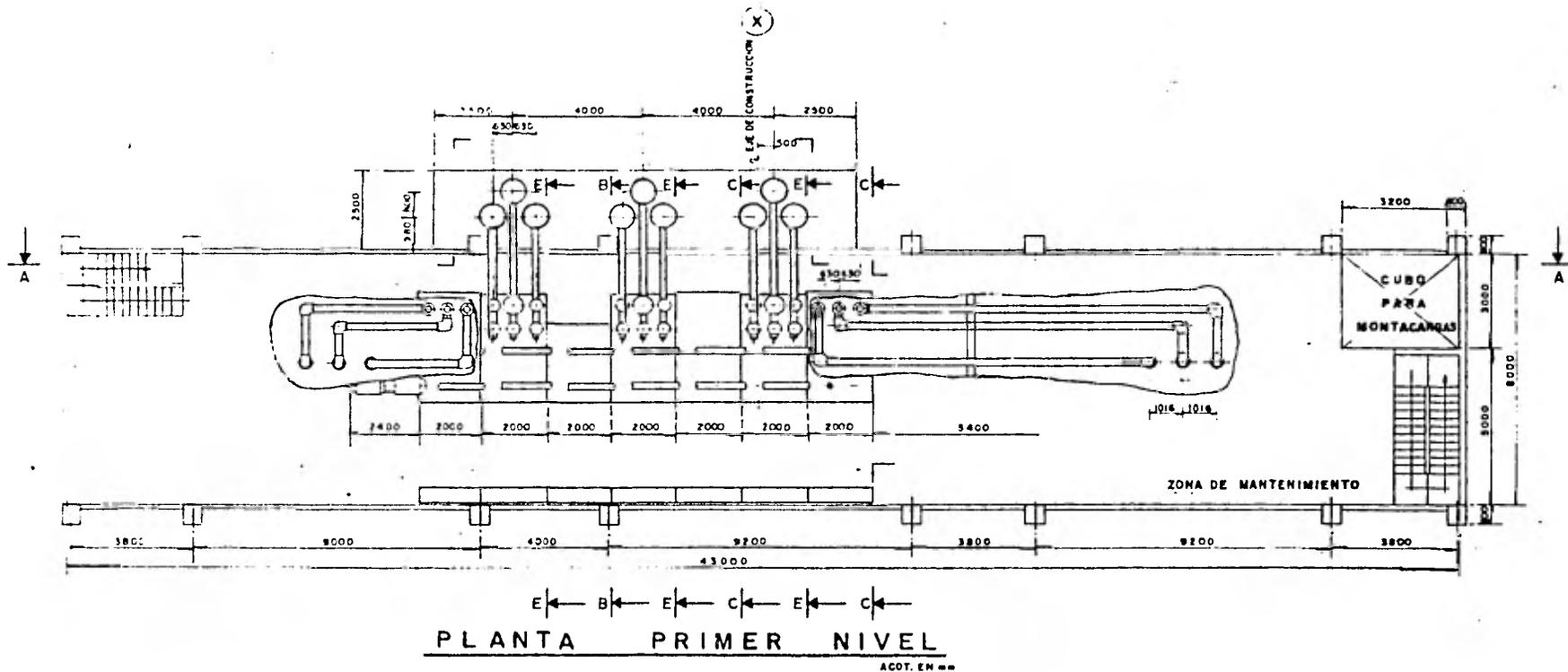
4.4.3. Mecanismo de operación.

Similar al descrito en cuchillas de puesta a tierra lenta.

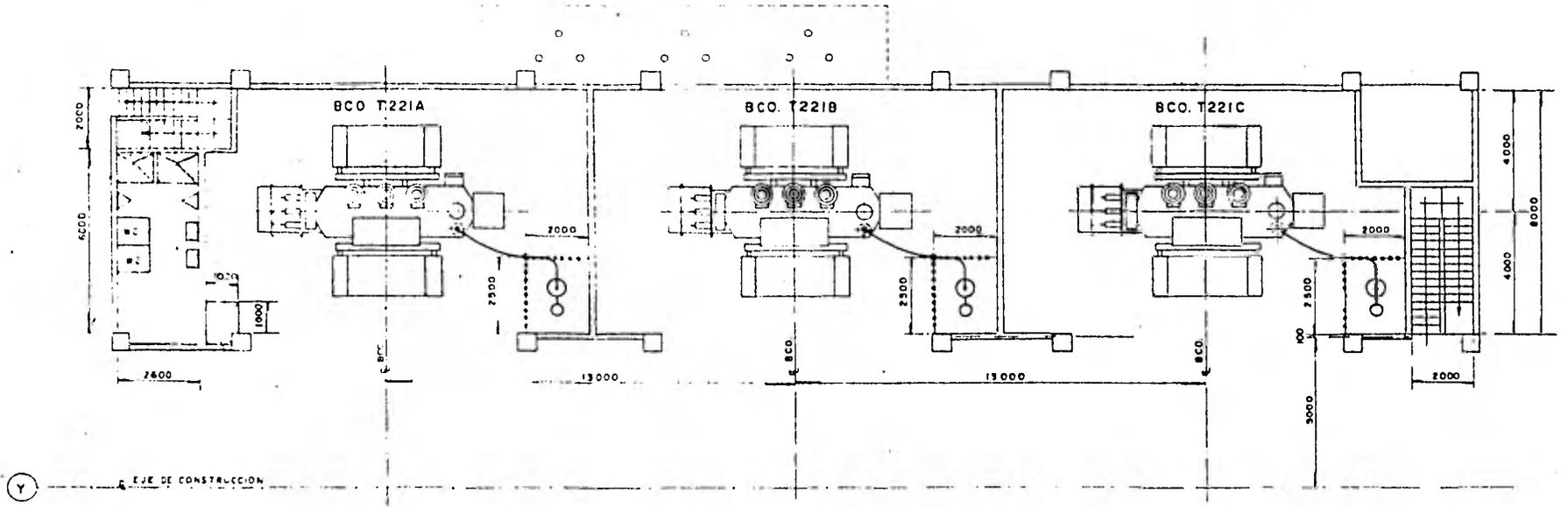
5. Arreglo físico del equipo.

La instalación de la subestación se llevará a cabo en un edificio de - dos pisos, en donde la sección de 23 KV estará instalada en la planta baja y la sección de 230 KV en el primer nivel.

Como se ha visto en los puntos anteriores, ya se ha seleccionado la - cantidad de equipo que será instalado en la sección de 230 KV, por lo que a continuación se presenta el arreglo físico de ésta sección dando una idea - más clara de la ubicación del equipo en la subestación.

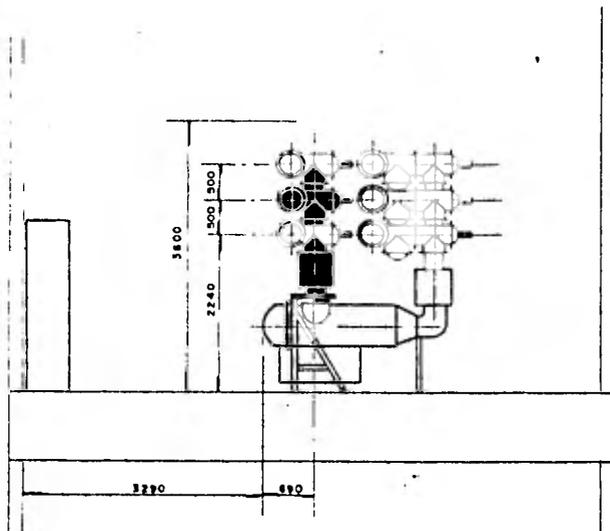


Arreglo físico de la subestación.
 Sección de 230 KV.



PLANTA BAJA
ACOT EN MM.

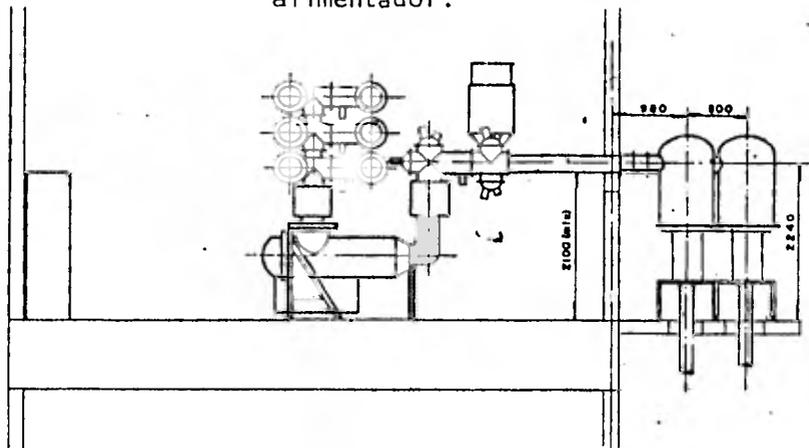
Transformadores de potencia de 230/23 KV.



CORTE B - B

ACOT. EN MM.

Cortes de la sección de 230 KV mostrando interruptor, barras colectoras y alimentador.



CORTE E - E

ACOT. EN MM.

CAPITULO IV

INSTALACION DE EQUIPO.

- 1.- Consideraciones generales.
- 2.- Instalación de la subestación.
- 3.- Mantenimiento.
- 4.- Pruebas.

1. Consideraciones generales.

La concepción de la subestación blindada aislada con hexafluoruro de azufre debe tener en cuenta los problemas de instalación y mantenimiento, de manera que no sea necesario recurrir a improvisaciones y que pueda lograrse lo siguiente:

- La instalación y especialmente las ampliaciones deben ser fáciles de realizar y sin que haya necesidad de que la subestación quede fuera de servicio.
- El mantenimiento debe ser poco frecuente y fácil de realizar.
- Las puestas fuera de servicio para realizar labores de mantenimiento, reparación o ampliación, deben afectar únicamente una porción lo más reducida posible de la instalación (máximo una bahía).
- Todos los elementos de la instalación deben poderse desmontar fácilmente para proceder a reemplazarlos en caso necesario, independientemente del lugar en que se encuentren y sin necesidad de desarmar elementos de las bahías adyacentes a la que se encuentra el elemento dañado. El fabricante deberá especificar claramente si para cualquier sustitución de los elementos que componen una bahía se afectan las bahías adyacentes y cuantas.

2. Instalación de la subestación.

Los distintos elementos que constituyen la instalación deben llegar parcialmente montados, de manera que se facilite al máximo su instalación.

Para realizar las maniobras necesarias de la instalación de la subestación se requiere de la instalación de una grúa viajera de tres toneladas la cual se utilizará en un futuro para los trabajos de reparación y mantenimiento de la subestación.

El elemento principal de la instalación de la subestación lo constituye el tanque del interruptor, ya que de éste se parte para la instalación de los elementos adyacentes al interruptor.

3.- Mantenimiento.

Con el objeto de facilitar las maniobras de mantenimiento, el diseño de la subestación debe ser tal que permita desmontar las barras por tramos y cada tramo ser correspondiente a una bahía.

No obstante que se haya desmontado un tramo de las barras la subestación debe estar diseñada para que el resto del bus se pueda quedar energizado instalando tapas ciegas en las bridas de las bahías adyacentes al tramo de bus que se retiró.

Cada elemento que forma parte de la subestación por ejemplo cuchillas, interruptores, TP's, TC's, etc., deben estar montados en una envolvente -- propia y monofásica y todas éstas envolventes deben unirse con las restantes que forman la subestación por medio de bridas atornilladas, de preferencia se debe evitar la unión de elementos a través de soldadura, por los riesgos y alta calificación que ésta deberá tener.

La frecuencia de la revisión a los interruptores es función de las -- condiciones de instalación de los aparatos. Se puede admitir que es necesario revisar o cambiar los contactos, cada vez que el total de corrientes -- efectivamente cortadas llegue a los 400,000 Amperes; éste valor es un mínimo. El cambio o la revisión de los contactos obliga a sacar de servicio el interruptor y a desmontar la parte activa; el tiempo total para el cambio de los contactos de un polo es aproximadamente de un día.

La revisión de los contactos de las cuchillas se hará cada 1,000 ma-- niobras. El cambio o la revisión de los contactos ocasiona sacar de ten-- sión el interruptor (del juego de barras y del cable), el vaciado del tanque y el desmontaje de la puerta de visita de la cuchilla por la cual se --

puede efectuar el cambio de los contactos. El tiempo, para el cambio de -- contactos de una cuchilla tripolar es aproximadamente de un día.

Para las cuchillas de puesta a tierra se puede admitir que los cam--- bios de los contactos sea después de tres cierres sobre cortocircuitos o - cada 1,000 maniobras.

4. Pruebas.

4.1 Pruebas de aceptación.

. Durante la recepción del gas SF₆ nuevo, de acuerdo a las normas IEC - (International Electrotechnical Commission) y ASTM (American Society ----- Testing Materials), debe cumplir con determinado limite máximo aceptable - de impurezas para su aplicación en equipos eléctricos y el método mas rá- pido y adecuado para su detección es el de la cromatografía de gases. En - la tabla 1 se ilustra un análisis cromatográfico del gas SF₆ nuevo.

Naturaleza de las impurezas	Concentración máxima admisible (por peso)	Valor obtenido
Aire en %	0.05	0.043
Tetrafluoruro de carbono (CF ₄) en %	0.05	0.003
Contenido de agua en ppm	15	H ₂ O + HF = 15
Acidez (ácido fluorhídrico HF) en ppm	0.03	
Fluoruros hidrolizables en ppm	1.0	-----
Dioxido de carbono (CO ₂) en ppm	---	trazas
Hexafluoruro de azufre	---	complemento a 100 %

Tabla 1.-Análisis cromatográfico del gas SF₆ nuevo

4.2. Llenado de los equipos eléctricos.

Durante el llenado de los equipos eléctricos con el gas SF₆, se deben tomar las precauciones necesarias para evitar que el gas se contamine por humedad, aire, etc. Una vez que el equipo se encuentre listo desde el punto de vista de ajustes e inspección mecánica, lo que procede es sellar, --evacuar, secar y llenar con el gas SF₆ tomando en cuenta el manual de instrucciones del fabricante.

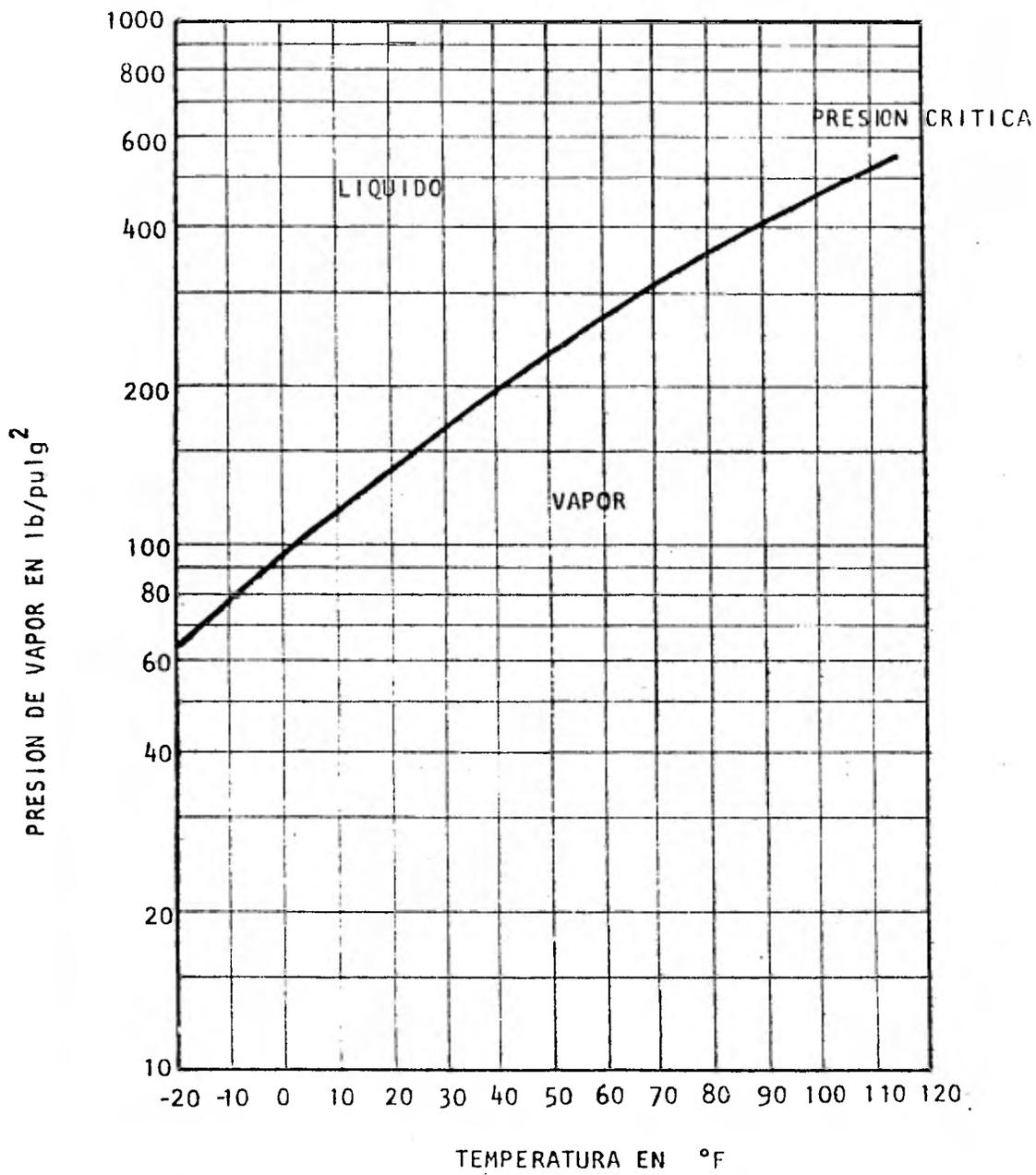
Se recomienda aplicar un vacío menor de 1mm Hg. a temperatura ambiente, sin embargo el tiempo que debe permanecer el vacío dependerá del tamaño del equipo eléctrico y de la higroscopicidad de los materiales que lo constituyen. Lo que se sugiere es que el punto de rocío del equipo antes de introducir el SF₆, sea menor de -50°C a una atmósfera o su equivalente a otra presión.

Es necesario utilizar la máquina de tratamiento del gas SF₆ durante el llenado de cualquier equipo eléctrico, con el propósito de eliminar al máximo el contenido de humedad y otras impurezas, antes de introducirlo a servicio.

Para evitar que el aislante SF₆ se introduzca en forma líquida se debe calentar dependiendo de la presión y de ésta forma entre en estado de vapor.

En la curva No. 1 se observa la presión de vapor del gas SF₆ contra temperatura.

Tanto la máquina de tratamiento como los interruptores poseen filtros de material absorbente, los cuales deben usarse en estado completamente seco y cuando se haga el cambio de éste material se debe evitar gran tiempo de exposición a la humedad atmosférica.



Curva N° 1.- Presión de vapor contra temperatura del gas SF₆.

4.3 Pruebas durante el llenado.

Previo al llenado de los equipos eléctricos al gas hexafluoruro de azufre se le hace un tratamiento con el propósito de mejorar sus características dieléctricas, eliminando al máximo el contenido de humedad y otras impurezas.

A continuación se enumeran las pruebas que se recomiendan realizar, en la tabla 2 se dan los valores límite tolerables durante el llenado.

1. Punto de rocío
2. Contenido de aire
3. Acidez
4. Fluoruros hidrolizables

CARACTERISTICA	Valor max. aceptable
Punto de rocío a una atmósfera de pres. en °C	-50
Contenido de humedad a 1 Atm. en ppm por volumen	35
Contenido de aire por peso en %	0.05
Acidez expresada como ácido fluorhídrico HF por peso en ppm	0.3
Fluoruros hidrolizables expresado como HF por peso en ppm	1.0

Tabla 2. valores tolerables de impurezas, previos al llenado de equipo eléctrico.

4.4 Pruebas para el control del SF₆ en servicio.

Las partes que determinan la vida útil del equipo eléctrico son sus aislamientos, por lo tanto, juega un papel muy importante poder evaluar el deterioro del hexafluoruro de azufre con el tiempo y determinar el momento

en que es necesario regenerarlo o cambiarlo antes de que se dañe el equipo eléctrico.

Las pruebas para el control del hexafluoruro de azufre en servicio se realizan con la finalidad de detectar principalmente la presencia de humedad, ácidos, aire, y productos de arqueo, los cuales dañan el equipo eléctrico.

Es necesario tomar en cuenta que algunas impurezas se encuentran presentes en el gas nuevo, como resultado del proceso de manufactura.

No existen reglas concernientes a los límites aceptables de impurezas en el gas SF₆ en servicio ya que dependen del diseño y localización del equipo: distancia mínima de flameo, longitud de la trayectoria de fuga, la existencia de arcos eléctricos dentro del tanque, la naturaleza de los materiales que están en contacto con el gas, filtros absorbentes, etc. Sin embargo la experiencia nos dará los límites promedio máximo aceptables para decidir en un momento dado si el gas SF₆ es necesario regenerarlo o reemplazarlo.

Desde el punto de vista de investigación existen muchas pruebas que podrían realizarse para el control del SF₆ en servicio, pero el uso de muchas pruebas por lo general es impráctico.

Con respecto a la frecuencia de realización de las pruebas para el control del gas SF₆ en servicio, se recomienda utilizar el criterio siguiente.

1. Cada tres meses durante el primer año de servicio
2. Cada seis meses durante el segundo año de servicio
3. Luego una vez por año

Las pruebas que se consideran adecuadas para evaluar las características del SF₆ en servicio son:

1. Punto de rocío

2. Contenido de oxígeno
3. Acidez
4. Fluoruros hidrolizables

4.4.1. Punto de rocío.

Es la temperatura en la cual el vapor de agua puede permanecer en estado gaseoso. Por medio de ésta prueba es posible conocer el contenido de humedad del gas SF₆ tomando en cuenta la presión de prueba.

Aunque no existe un valor límite normalizado del contenido de humedad en un equipo eléctrico en servicio, se recomienda mantener el contenido de humedad abajo de 300 ppm de agua por volumen a una presión de 1 Atm. ---- (14.7 lb/pulg²) lo que equivale a punto de rocío aproximado de -26°C medido a la misma presión, para que pueda continuar en servicio.

4.4.2. Contenido de oxígeno.

El contenido de oxígeno debe mantenerse bajo, para evitar el deterioro de los productos ácidos y de esta forma la corrosión de las partes metálicas. El gas oxígeno puede admitirse accidentalmente como resultado de la existencia del gas SF₆ al equipo eléctrico o por procedimientos inadecuados de mantenimiento. De aquí la importancia de ésta prueba. No existe en la actualidad un valor normalizado sobre el límite máximo aceptable para que el equipo continúe en servicio sin que sufra daño.

4.4.3. Acidez.

Es la concentración de ácido presente en el gas hexafluoruro de azufre en ppm por peso y calculados como ácidos fluorhídricos (HF). Durante la degradación del gas SF₆ en presencia del arco eléctrico, humedad y ---- otros materiales, se forman ácidos; los cuales afectan a los materiales -- que constituyen el equipo eléctrico. No obstante que ^{no} existe un valor normalizado es necesario hacer ésta prueba.

4.4.4. Fluoruros hidrolizables.

Es la cantidad de fluoruros hidrolizables en el gas hexafluoruro de azufre expresada en ppm por masa de ácido fluorhídrico (HF).

Estos fluoruros se forman durante el proceso de degradación del gas SF_6 . No existe un valor normalizado, la experiencia nos dará valores estadísticos para que en el futuro se tenga un mejor criterio.

De lo que se dispone es de los valores de impurezas, cuando el gas SF_6 se encuentra nuevo.

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO.

- 1.- Generalidades.
- 2.- Costos estimados para la subestación convencional.
- 3.- Costos estimados para la subestación en hexafluoruro de azufre.

1. Generalidades.

En todo proyecto eléctrico se deberán tener presentes además de la mejor solución técnica la más económica posible; sin embargo no siempre la solución más económica es la mejor solución técnica. En el presente capítulo sin llegar a mucho detalle se estudiarán los costos estimados en por -- unidad para las subestaciones convencionales y las de hexafluoruro de azufre.

La presente comparación únicamente se efectuará para las secciones de 230 KV ya que para la sección de 23 KV se tendrá el mismo equipo en gabinetes blindados.

Debido a la constante variación de los costos en el mercado mundial se procederá a hacer el análisis económico comparativo, utilizando el sistema por unidad, tomando como base el costo del interruptor de la subestación convencional.

2. Costos estimados para la subestación convencional.

Para determinar los costos en una forma aproximada de una subestación convencional se tomarán en cuenta los siguientes conceptos:

- 2.1. Equipo eléctrico
- 2.2. Material eléctrico
- 2.3. Estructuras, cimentaciones y nivelación de terreno
- 2.4. Labor civil
- 2.5. Costo labor electro-mecánico
- 2.6. Adquisición del terreno

2.1. Equipo eléctrico.

La adquisición del equipo y material eléctrico que se usa en las diferentes obras se hace por medio de concursos internacionales, por lo que -- los costos del equipo eléctrico están basados en las ofertas seleccionadas

de estos concursos que se deben de ajustar a las especificaciones técnicas del diseño de la subestación.

COSTOS DEL EQUIPO

Cant.	Descripción del equipo	Precio unitario P. U.	Precio total P. U.
6	Interruptor de potencia, servicio intemperie, 230 KV, 2000 A capacidad interruptiva - 15000 MVA.	1	6
17	Cuchilla desconectadora 230 KV, 2000 A, operación motorizada en grupo, servicio intemperie, montaje horizontal.	0.184	3.128
72	Transformadores de corriente para 230 KV -- servicio intemperie.	0.055	3.960
8	Transformadores de potencial con 3 secundarios de relación: 1200 & 1200 & 2000: 1 para 230 KV, servicio intemperie.	0.61	0.488

5	Pararrayos monopola-- res, autovalvular ti- po estación para ins- talarse en sistemas - de 230 KV, servicio - intemperie.	0.031	0.155
	Costo total del equipo:		<u>13.731 P.U.</u>

2.2. Material eléctrico.

	Soportes para bus de 230 KV		0.046
	Cadenas de aisladores de suspensión para 230 KV		0.092
	Conectores, grapas y herrajes para el -- equipo de 230 KV		0.449
	Lote para la red de tierras, varillas, - cable de cobre, conectores y accesorios		0.184
	Cable ACSR de 1113 MCM		0.077
	Lote de alumbrado: Unidades de ilumina-- ción, postes, cajas, apagadores, tube-- rías, conductores y accesorios		0.306
	Costo del material eléctrico:		<u>1.154 P.U.</u>

2.3. Estructuras, cimentaciones y nivelación del terreno.

	Estructuras		0.949
	Cimentaciones		0.500
	Nivelación		0.582
	Costo total:		<u>2.031 P.U.</u>

2.4. Costo labor civil, incluyendo ingeniería, administración y transportes.

2.276 P.U.

2.5. Costo labor electro-mecánico.

Interruptores de potencia	1.000
Cuchillas desconectadoras	0.643
Transformadores de corriente	0.496
Transformadores de potencial	0.092
Pararrayos	0.046
Instalación de herrajes, aisladores y conectores	0.128
Instalación de barras colectoras	0.061
Instalación de sistema de tierras	0.042
Instalación de circuitos de alumbrado	0.041
Costo total labor electro-mecánico	<hr/> 2.549 P.U.

2.6. Adquisición del terreno.

En lo que se refiere a la adquisición del terreno necesario para la subestación, el costo es variable puesto que, dependería del lugar en el cual se instalará. Suponiendo que existiera un terreno de las dimensiones requeridas para la subestación convencional en un lugar determinado de la Ciudad de México, el precio por metro cuadrado sería aproximadamente de 0.0041 P.U. y la superficie necesaria de la subestación es de 130 X 80 metros que son 10,400 metros cuadrados, por lo que el costo total del terreno sería de 42.640 P.U.

Por lo anterior el costo total aproximado de la subestación convencional en la sección de 230 KV sería de:

2.1. Equipo eléctrico	13.731
2.2. Material eléctrico	1.154

2.3. Estructuras, cimentaciones y nivelación de terreno	2.031
2.4. Costo labor civil	2.276
2.5. Costo labor electro-mecánico	2.549
2.6. Adquisición del terreno	42.640
Costo total:	<u>64.381 P.U.</u>

3. Costos estimados para la subestación en hexafluoruro de azufre.

Los costos para la subestación en hexafluoruro de azufre están basados en una oferta seleccionada que se llevó a cabo en un concurso internacional y que se cumple con las especificaciones técnicas del diseño de la subestación. Se tomarán en cuenta los siguientes conceptos:

- 3.1. Equipo eléctrico
- 3.2. Gas del primer llenado
- 3.3. Material eléctrico
- 3.4. Estructuras, edificio, cimentaciones y nivelación del terreno
- 3.5. Costo labor civil
- 3.6. Costo labor electro-mecánico
- 3.7. Adquisición del terreno

3.1. Equipo eléctrico.

3 Módulos de transformador compuesto cada uno de:

Un interruptor de potencia, 230 KV, 2000 A, capacidad interruptiva 15000 MVA.

Tres juegos de cuchillas desconectadoras, operación motorizada para 230 KV, 2000 A.

Dos juegos de cuchillas de puesta a tierra lentas.

Un juego de cuchillas de puesta a tierra rápidas.

Doce transformadores de corriente para 230 KV.

Dos juegos de barras de 2000 A.

Conexiones de cables entre cajas.

Precio unitario	6.354 P.U.
Precio total	19.062 P.U.

2 Módulos de llegada de cable compuesto cada uno de:

Un interruptor de potencia de 230 KV, 2000 A, capacidad interruptiva 15000 MVA.

Tres juegos de cuchillas desconectadoras, operación motorizada, para 230 KV, 2000 A.

Dos juegos de cuchillas de puesta a tierra lentas.

Un juego de cuchillas de puesta a tierra rápidas.

Dos juegos de barras de 2000 A.

Doce transformadores de corriente para 230 KV.

Un transformador de potencial con una relación de transformación de 1200: 1 para 230 KV.

Conexiones de cables entre cajas.

Precio unitario	7.049 P.U.
Precio total	14.098 P.U.

1 Módulo de amarre compuesto de:

Un interruptor de potencia para 230 KV, 2000 A, capacidad interruptiva 15000 MVA.

Dos juegos de cuchillas desconectadoras, operación motorizada para 230 KV, 2000 A.

Dos juegos de cuchillas de puesta a tierra lentas.

Dos juegos de barras de 2000 A.

Doce transformadores de corriente para 230 KV.

Conexiones de cables entre cajas.

Precio unitario	6.122 P.U.
Precio total	6.122 P.U.

2 Módulos de barras compuesto cada uno de:

Un juego de transformadores de potencial.

Un juego de cuchillas de puesta a tierra lentas.

Precio unitario	1.243 P.U.
Precio total	2.486 P.U.
Costo total del equipo eléctrico	<u>41.768 P.U.</u>

3.2. Gas SF₆ del primer llenado.

Cant.	Descripción	Precio unitario P. U.	Precio total P. U.
3	Sección de salida del transformador	0.066	0.198
2	Sección de llegada de cable	0.076	0.152
1	Sección de amarre	0.058	0.058
	Costo total del gas SF ₆ :		<u>0.408 P.U.</u>

3.3. Material eléctrico.

Lote para la red de tierras, varillas, cable de cobre, conectores y accesorios. 0.061

Lote para el alumbrado: unidades de iluminación, postes, cajas, apagadores, tuberías, - conductores y accesorios. 0.102

Costo total del material eléctrico: 0.163 P.U.

3.4. Estructuras, edificio, cimentaciones y nivelación del terreno.

En el caso de los costos de las estructuras, cimentaciones y nivelación del terreno, considerándose que el equipo se puede colocar en una superficie menor que la que ocupa una subestación convencional, se incluye también el costo del edificio, dado que ésta subestación en particular será instalada en un edificio de dos pisos, donde en el piso inferior se encuentra la sección de 23 KV y en el piso superior la sección de 230 KV.

Costo total: 5.429 P.U.

3.5. Costo labor civil, incluyendo ingeniería, administración y transportes.

1.633 P. U.

3.6. Costo labor electro-mecánico.

Cant.	Descripción	Precio unitario P. U.	Precio total P. U.
3	Módulos de salida de transformador	0.306	0.918
2	Módulos de llegada - de cable	0.306	0.612
1	Módulos de amarre	0.408	0.408
2	Módulos de barras	0.040	0.080
	Instalación de sistema de tierras	0.020	0.020
	Instalación circuitos de alumbrado	0.020	<u>0.020</u>
	Costo total:		2.058 P.U.

3.7. Adquisición del terreno.

Suponiendo que la subestación en SF₆ se instalará en la misma zona donde se instalaría la subestación convencional, se tendría que el costo por metro cuadrado del terreno sería el mismo o sea 0.0041 P.U. por metro cuadrado, y como la superficie necesaria para su instalación es de 2000 metros cuadrados se tiene por lo tanto un costo total del terreno de 8.20 P.U. precio unitario.

Por lo anterior el costo total aproximado de la subestación de hexafluoruro de azufre para la sección de 230 KV sería de:

3.1. Equipo eléctrico	41.768
3.2. Gas SF ₆ del primer llenado	0.408
3.3. Material eléctrico	0.163
3.4. Estructuras, edificio, cimentaciones y nivelación del terreno	5.429
3.5. Costo labor civil	1.633
3.6. Costo labor electro-mecánico	2.058
3.7. Adquisición del terreno	8.200
Costo total:	<u>59.659 P.U.</u>

De acuerdo con los anteriores resultados se tiene la siguiente tabla.

Tabla comparativa

Características	Subestación convencional	Subestación en hexafluoruro de azufre
Superficie	130 X 80 mts. (10,400 m ² .)	50 X 40 (2000 m ²)
Costo equipo eléctrico	13.731	42.176*
Costo material eléctrico	1.154	0.163
Costo estructuras, edificio y cimentaciones (incluyendo labor civil)	4.307	7.062
Costo labor electro-mecánica	2.549	2.058
Costo del terreno	<u>42.640</u>	<u>8.200</u>
Costo total:	64.381 P.U.	59.659 P.U.

* -- Incluye llenado de gas SF₆

Adicionalmente, sin efectuar ningún análisis económico del mantenimiento, se puede decir que éste es mayor en una subestación convencional que en una de hexafluoruro de azufre por las características de diseño de los dos tipos de subestaciones.

CAPITULO VI

RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD Y CONCLUSIONES.

1. Recomendaciones de seguridad para la reparación de equipos eléctricos.

Con la finalidad de tomar en cuenta algunas precauciones necesarias para el manejo adecuado del gas SF_6 y sus productos de descomposición, se dan las observaciones y recomendaciones siguientes:

- a). El gas SF_6 es más pesado que el aire y tiende a permanecer en lugares bajos. Aunque el gas SF_6 que no ha sido expuesto a un arqueo eléctrico no es tóxico, sin embargo, puede desplazar el oxígeno del aire y causar asfixia. Por tal motivo deben tomarse las precauciones necesarias cuando se esté trabajando en el fondo del interruptor o en lugares donde pueda acumularse el gas SF_6 .
- b). El gas SF_6 en estado de pureza es inodoro, incoloro, no es tóxico y tampoco inflamable.
- c). Los productos de descomposición del gas SF_6 originados por un arqueo eléctrico son tóxicos.
- d). En presencia de humedad, durante un arqueo eléctrico se forma también el ácido fluorhídrico (HF), el cual tiene un olor característico a huevos podridos.
- e). Todos los interruptores en SF_6 , tienen en su interior filtros absorbentes de humedad, ácidos y productos de arqueo. Cuando se vaya a trabajar con éstos filtros, se debe evitar que el personal de mantenimiento esté expuesto directamente a cantidades significativas de productos de arqueo, las cuales por algún motivo permanecieron libres, después de evacuado el interruptor.
- f). La ausencia de cualquier olor o irritación podría indicar condiciones seguras de trabajo.
- g). El personal de mantenimiento debe utilizar guantes y respiradores con filtros para polvo y vapores, los cuales deben usarse en el momento de abrir el interruptor y al estarse limpiando o reparando.

- h). Se debe evitar el contacto con un polvo blanco de fluoruros metálicos que se forma generalmente cuando existe falla en el equipo eléctrico.
- i). Antes de introducirse el personal a los compartimientos del interruptor, se debe ventilar por lo menos cinco minutos.
- j). El polvo blanco de fluoruros metálicos encontrados en los interruptores en SF₆ fallados, lo mismo el filtro absorbedor y los materiales de limpieza se deben colocar en una bolsa de plástico para su desecho.
- k). Si por cualquier descuido alguna persona entra en contacto con el polvo blanco de fluoruros metálicos, se recomienda lavarse perfectamente con agua de la llave.

2. Conclusiones.

El descubrimiento del hexafluoruro de azufre como medio aislante y como medio de extinción del arco eléctrico ha venido a crear una nueva generación en el diseño de interruptores aumentando sus capacidades de interrupción, confiabilidad y disminución en su mantenimiento; además se ha incrementado la creación de subestaciones compactas, las cuales también presentan una serie de ventajas sobre las subestaciones convencionales.

Se pueden resumir sus ventajas en los siguientes puntos:

- a). El hexafluoruro de azufre tiene una rigidez dieléctrica superior a la mayoría de los medios aislantes conocidos y es un gas excelente para extinguir el arco eléctrico, ya que puede interrumpir corrientes del orden de cien veces más de la que interrumpe el aire.
- b). Este gas no presenta peligro de incendio, debido a que no es inflamable, además tiene la ventaja de regenerarse espontáneamente lo -

cual no sucede con otros aislantes.

- c). Otra ventaja del uso del gas hexafluoruro de azufre es su aplicación en las subestaciones blindadas, ya que se obtiene una considerable disminución en sus dimensiones en comparación con una subestación convencional. La reducción de superficie ocupada puede variar entre cinco y veinticinco veces dependiendo de la tensión de la subestación.
- d). 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 una parte con tensión y en ésta forma se aumenta seguridad al personal y la continuidad del servicio.
- e). 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 en el interior de un edificio, en un sótano o incluso subterránea en un parque o jardín.
- f). Las subestaciones en SF_6 son compactas y se suministran en módulos, lo cual facilita las ampliaciones futuras.
- g). La arquitectura de las subestaciones en SF_6 permite armonizar con el resto de las construcciones de la ciudad, conservando el aspecto estético.
- h). En el estudio particular de ésta subestación se ve que es más económico construir la subestación en SF_6 , por el costo tan elevado del terreno, sin embargo, en zonas donde el precio del terreno no sea tan elevado es posible que no se justifique éste tipo de subestación.
- i). Las subestaciones en SF_6 pueden utilizarse en zonas de alto grado de contaminación de polvo, cemento, agentes corrosivos, etc., y en

regiones costeras para evitar los problemas que se presentan con subestaciones de tipo abierto.

- j). La construcción blindada disminuye también los efectos de la subestación sobre el medio ambiente, evitando la radio-interferencia y disminuyendo el nivel de ruido debido a la operación de interruptores.
- k). El mantenimiento del equipo que usa SF_6 como aislante y extintor de arco, se reduce debido a que como es un gas excelente para apagar arcos eléctricos, el desgaste de los contactos es mínimo. El control periódico de presión de los diferentes compartimientos y eventual relleno del SF_6 se hace posible sin interrupción del servicio. En éste tipo de subestaciones el equipo no está expuesto a las inclemencias del tiempo como en las subestaciones convencionales.

El hexafluoruro de azufre es excelente como aislante y extintor de arco, sin embargo, no se le puede considerar como perfecto, pero podemos decir que este conjunto de cualidades no se pueden encontrar reunidas en ningún otro medio aislante actualmente conocido, sin embargo, se sigue investigando para mejorar las características dieléctricas del SF_6 , habiéndose encontrado algunos resultados promisorios.

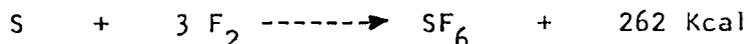
APENDICE

CARACTERISTICAS DEL HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

- 1.- Fabricación industrial.
- 2.- Propiedades físicas.
- 3.- Propiedades químicas.
- 4.- Propiedades dieléctricas.

1. Fabricación industrial.

El gas hexafluoruro de azufre se fabrica comercialmente por electrólisis a partir del azufre y el flúor y su formación se expresa por la ecuación exotérmica siguiente:



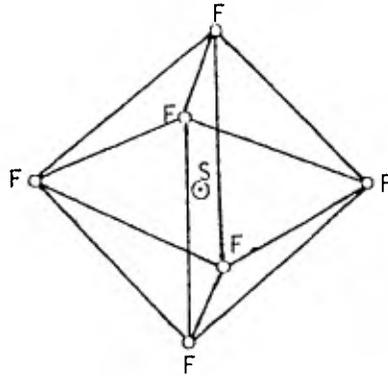
Además del hexafluoruro de azufre se forman ciertos fluoruros de azufre de menor valencia como: tetrafluoruro de azufre (SF_4), difluoruro de azufre (SF_2), fluoruro de azufre (S_2F_2), decafluoruro de azufre (S_2F_{10}), lo mismo que impurezas debido a la presencia de humedad, aire, ánodos de carbono dentro de la celda electrolítica de flúor.

2. Propiedades físicas.

Las propiedades generales más importantes que debe poseer el hexafluoruro de azufre para su aplicación en equipos de alta tensión, para que cumpla con su múltiple función de aislante eléctrico, refrigerante y un agente para extinguir el arco eléctrico, son:

- a) Alta rigidez dieléctrica
- b) Estabilidad química
- c) Estabilidad térmica
- d) Baja temperatura de licuefacción
- e) No inflamabilidad
- f) Alta conductividad térmica
- g) Inerte fisiológico
- h) Habilidad para extinguir el arco eléctrico

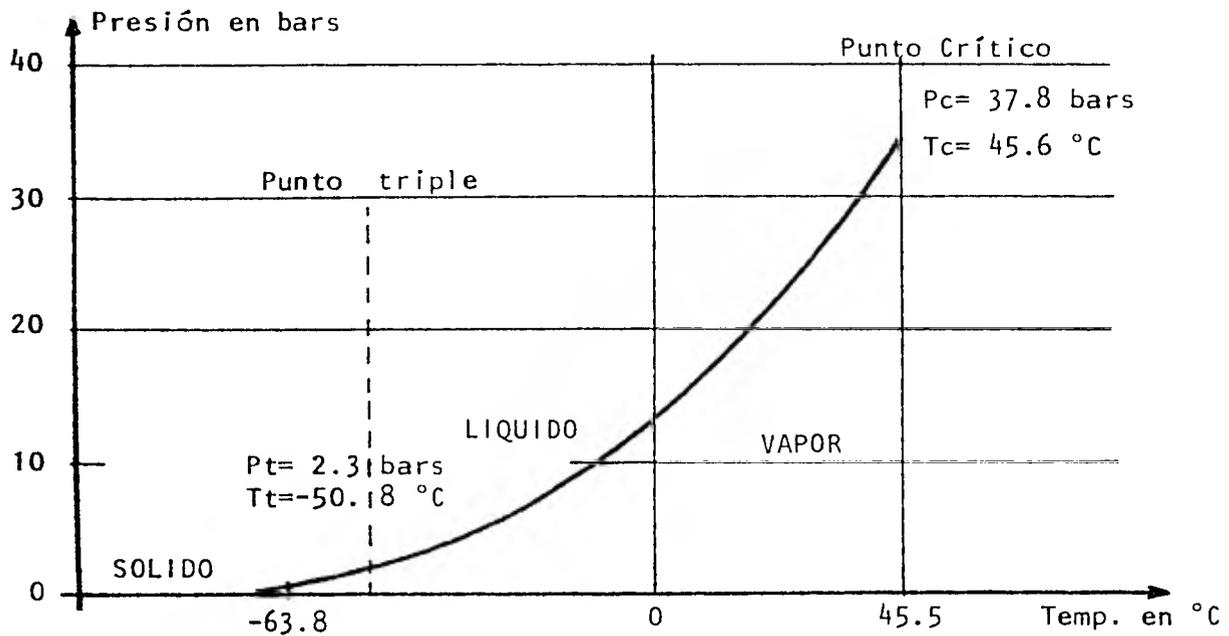
El gas hexafluoruro de azufre es un compuesto que tiene por fórmula SF_6 . En la siguiente figura se observa la representación espacial de la molécula de hexafluoruro de azufre. Los 6 átomos de flúor están colocados simétricamente en los vértices de un octaedro regular, donde el átomo de azufre ocupa el centro y sus enlaces con este último presentan un carácter fuertemente covalente.



Representación espacial de la molécula del gas SF₆

Este aislante se comporta en estado gaseoso a temperatura y presión ambiente, y tiene una densidad (a 20°C, 760 mm Hg) de 6.139 Kg/m³ (alrededor de 5 veces más denso que el aire). Su peso molecular es de 147.06. Este gas se licúa a -62°C a presión atmosférica y a 0°C a una presión de 12 Kg/cm².

El gas hexafluoruro de azufre en estado de pureza es inodoro, incoloro no es tóxico y tampoco inflamable. Debido a que su temperatura crítica es de 45.6°C, el gas puede licuarse por compresión a temperatura ambiente; normalmente se transporta como líquido en cilindros de acero. La curva de presión de vapor saturado $p = f(t)$ se observa en la siguiente figura:



Curva de presión de vapor saturado para el gas hexafluoruro de azufre

2.1. Ecuación de estado.

El hexafluoruro de azufre es un gas que se comporta de acuerdo a la ecuación de estado de Beattie Bridgeman:

$$pv^2 = RT(v + b) - a$$

p = presión

v = volumen

T = temperatura absoluta

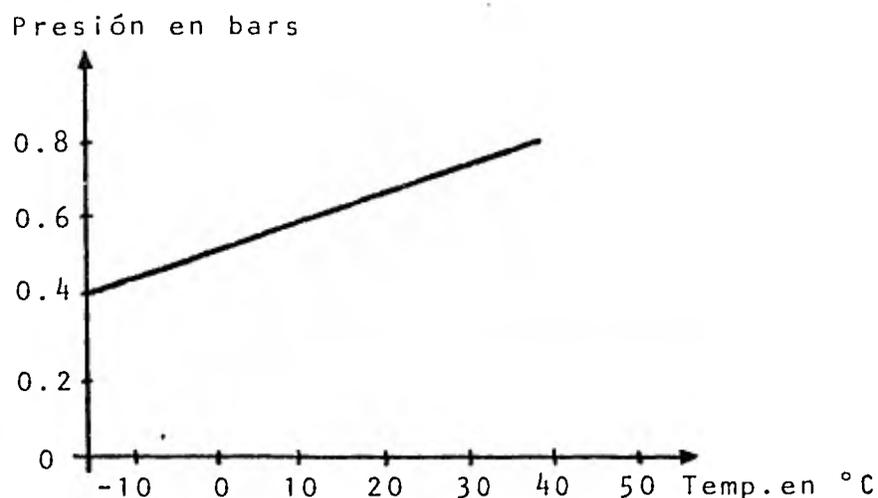
R = constante de los gases perfectos

$$a = 15.78 (1 - 0.1062 v^{-1})$$

$$b = 0.366 (1 - 0.1236 v^{-1})$$

2.2. Variación de la presión con la temperatura.

La variación de la presión en función de la temperatura es lineal y relativamente débil dentro de una gama de temperaturas de servicio (- 15°C a 50°C), tal como se observa en la siguiente figura:



Variación de la presión en función de la temperatura.

2.3. Constantes críticas.

Las características críticas del hexafluoruro de azufre son:

- | | |
|-----------------------------|-----------------------|
| a) temperatura crítica | 45.6 °C |
| b) presión crítica | 37.8 bars |
| c) masa específica crítica | 730 Kg/m ³ |

Es bastante frecuente que en la práctica se utilice el SF₆ a temperaturas superiores a la temperatura crítica y por consiguiente, se debe tener en cuenta que la presión desarrollada en el equipo depende de la densidad de llenado: masa del SF₆/volumen del equipo.

Es muy importante que la densidad de llenado sea inferior a la densidad crítica. En la práctica la densidad de llenado es del orden de ----- 0 a 50 Kg/m³.

2.4. Calor específico.

El calor específico del SF₆ en relación con la unidad de volumen es -- 3.7 más grande que la del aire; en razón de su masa específica representa -- alrededor de 5 veces la del aire. Esto trae consecuencias muy importantes, -- debido a la reducción del calentamiento del equipo eléctrico.

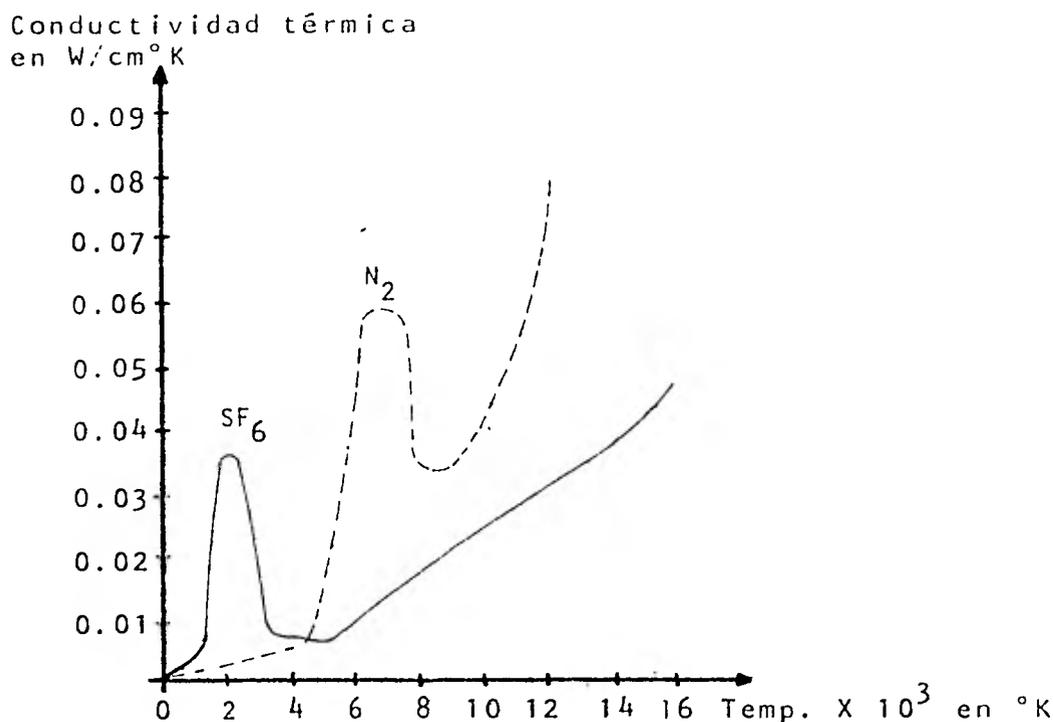
2.5. Conductividad térmica.

La conductividad térmica del SF₆ es inferior a la del aire, pero su -- coeficiente global de transferencia de calor (por convección) es parecida a -- la de los gases como el hidrógeno y el helio, y es más grande que la del -- aire; esto lo podemos observar en la siguiente tabla:

Comparación de las características termodinámicas de los gases SF₆, aire N₂ y H₂

Características	Hexafluoruro de azufre (SF ₆)	Aire	Nitrogeno N ₂	Hidrogeno H ₂	
Peso molecular	146.07	28.98	28.016	2.016	
Punto triple	Temperatura en °C	- 50.8	--	-210.065	-259.20
	Presión de vapor en bars	170	--	95.6	54.75
Punto crítico	Temperatura en °C	45.55	-140.73	-146.95	-235.95
	Presión en bars	37.8	37.9	34.1	13.2
	Peso específico en Kg/m ³	730	328	310	31
Peso específico en Kg/m ³ a 0°C y 1 bar	6.139	1.293	1.250	0.089	
Conductividad térmica $\lambda 10^3$ en W/cm°K	t = 300°K 0.14	0.24	0.24	1.68	
Viscosidad $\eta 10^7$ en poises	1450	1708	1580	835	
Velocidad del sonido a 30°C y 1 bar	138.5	350	355	1330	
Calor específico Cp a presión constante en Kcal/Kg°K	0.216	0.239	0.248	3.393	
Calor específico Cv a volumen constante en Kcal/Kg°K	0.165	0.172	0.178	2.404	
$\gamma = C_p/C_v$	1.3	1.4	1.4	1.41	

En la siguiente figura se observa la curva de conductividad térmica -- del hexafluoruro de azufre contra la temperatura, haciendo sobresalir las -- cualidades excepcionales de este gas para extinguir el arco eléctrico por -- enfriamiento térmico.



Conductividad térmica del gas SF_6 y el nitrógeno.

El pico de la curva de conductividad térmica corresponde a la temperatura de disociación del SF_6 ($2100^{\circ}K$ a $2500^{\circ}K$) que se acompaña a lo largo de la reformación de la molécula en la periferia del arco, de una importante absorción y favoreciendo el cambio rápido de calor de un medio caliente a uno frío.

2.6. Conductividad sónica.

La velocidad del sonido en el gas SF_6 representa alrededor de un tercio a la velocidad en el aire, lo que le hace ser un buen aislante acústico, tal como se observa en la tabla anterior.

3. Propiedades químicas.

La estructura molecular del SF_6 es la de un octaedro regular, encontrándose sus vértices ocupados por los átomos de flúor. Los seis enlaces son covalentes, de aquí se explica la estabilidad excepcional de éste gas:

- a) El gas SF_6 puede calentarse sin descomposición hasta $500^\circ C$
- b) No es inflamable
- c) Es insoluble en el agua
- d) No es atacado por ácidos
- e) El hidrógeno, cloro y oxígeno no ejercen acción sobre el gas SF_6 .

El hexafluoruro de azufre se puede considerar como un gas particularmente inerte hasta una temperatura de $500^\circ C$. En contacto con algunos materiales de construcción, es térmicamente estable a una temperatura arriba de la cual el aceite aislante comienza a descomponerse y oxidarse. Sin embargo, se ha observado que la presencia de ciertos metales a temperaturas superiores a $200^\circ C$ disminuyen las propiedades dieléctricas del gas SF_6 . Afortunadamente, los metales usados en los equipos eléctricos, tales como: cobre, bronce, acero inoxidable, aluminio y plata tienen el más mínimo efecto sobre el SF_6 . La única excepción es el acero al silicio el cual tiene mayor efecto catalítico sobre el gas SF_6 .

En estado puro su toxicidad es nula y se comprueba regularmente colocando cinco ratones durante 24 horas en un recipiente que contenga el 79% de SF_6 y el 21% de aire, los cuales deben permanecer con vida.

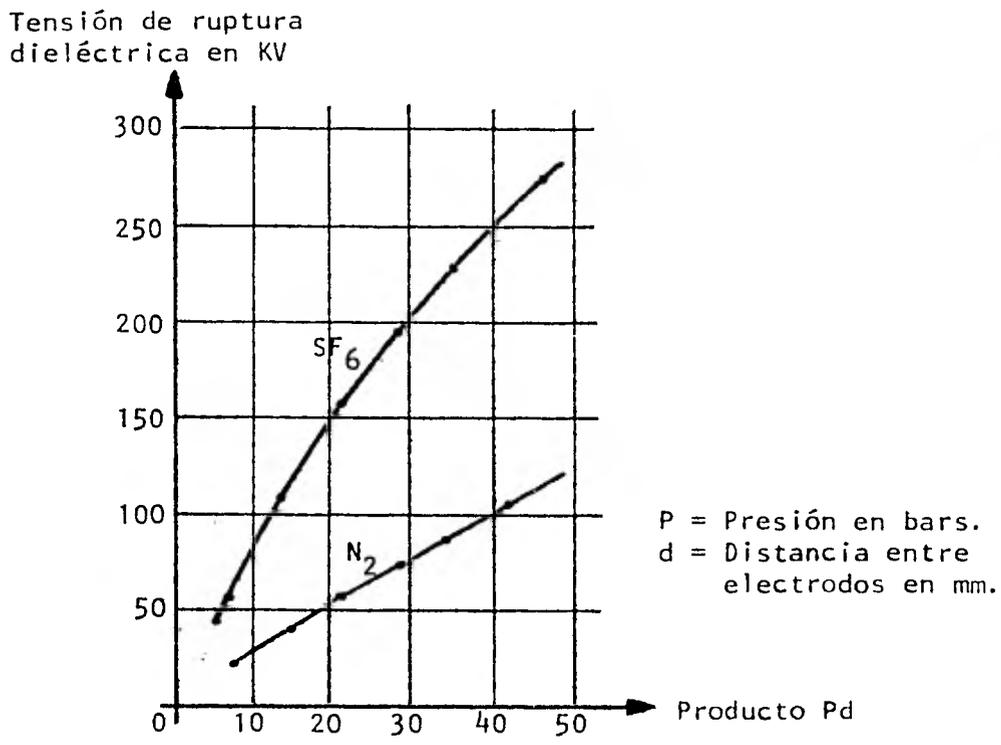
4. Propiedades dieléctricas.

El gas SF_6 es electronegativo (tiende a atraer electrones libres), tiene buenas propiedades para extinguir el arco eléctrico, sus pérdidas dieléctricas son demasiado pequeñas y su rigidez dieléctrica es alta.

No obstante, la rigidez dieléctrica del gas SF_6 , varía con el material, forma y tamaño de los electrodos, se considera que en un campo eléctrico --

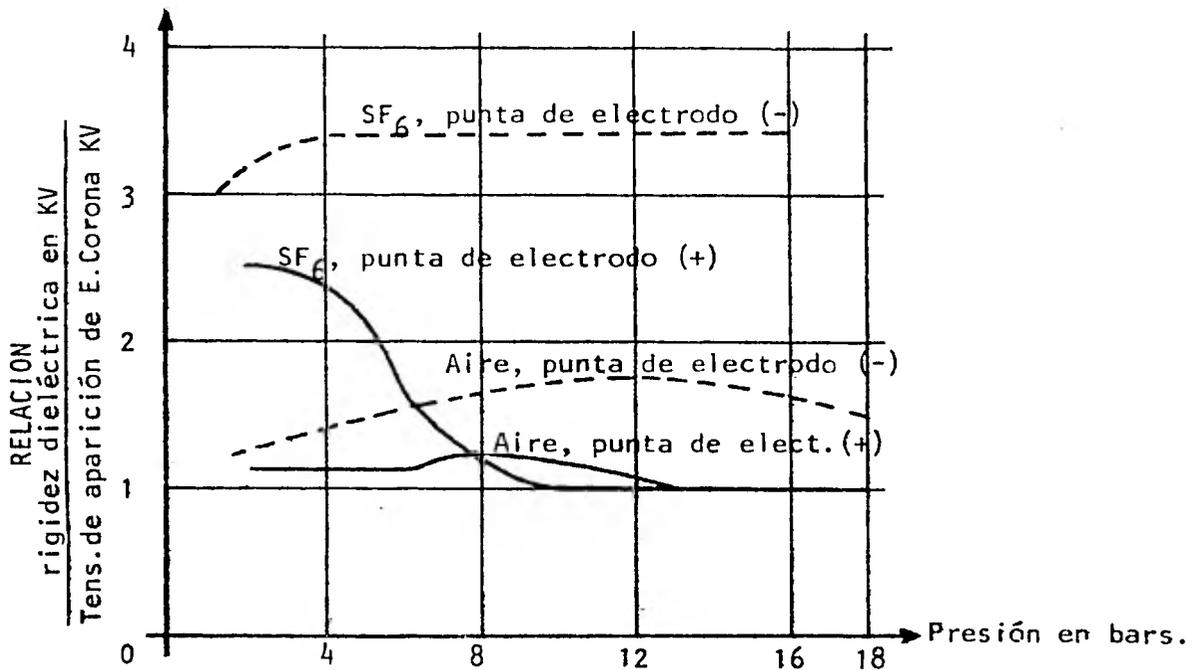
uniforme tiene un valor de 2.4 veces mayor que la del aire a una presión de 3 atmósferas (3.099 Kg/cm^2), la cual aumenta con el incremento de presión y es igual a la del aceite aislante a una presión aproximada de 2 Kg/cm^2 --- (a 20°C). El gas SF_6 puede interrumpir corrientes del orden de 100 veces a las que interrumpe el aire. La constante dieléctrica del gas SF_6 es aproximadamente 1.0 y debido a que la molécula no tiene momento dipolar, ésta propiedad no cambia con la frecuencia.

En la siguiente figura se ilustra la ventaja que tiene el gas SF_6 sobre el gas nitrógeno (N_2) en cuanto a rigidez dieléctrica.



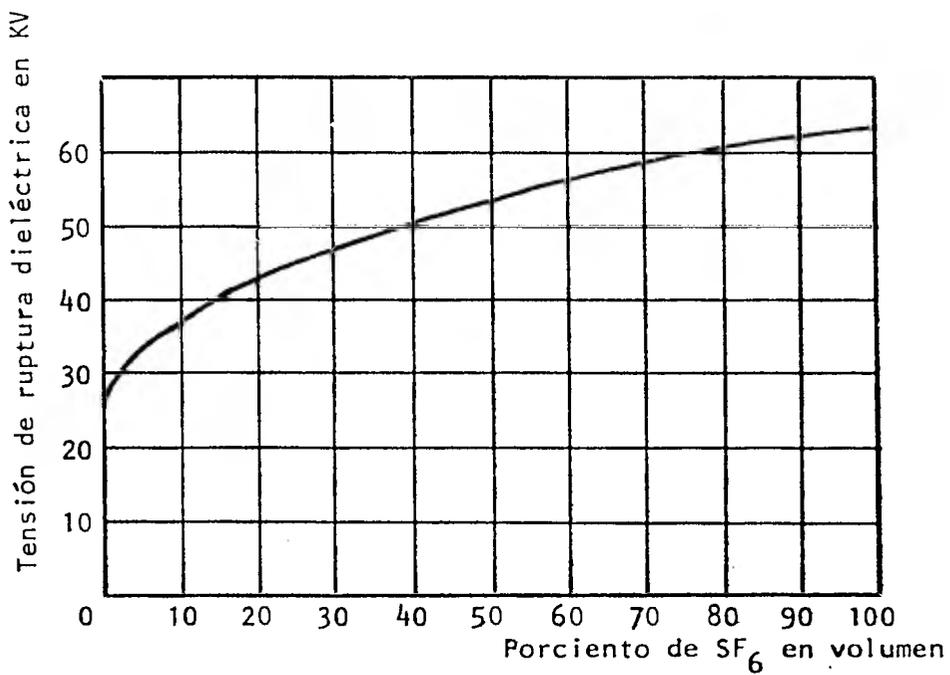
Tensión de ruptura dieléctrica entre dos esferas de diámetro 5 cm, en función del producto presión por distancia.

La aparición del efecto corona en el hexafluoruro de azufre precede -- mucho a la ruptura dieléctrica y éste fenómeno es más importante cuando la punta del electrodo es negativo, esto se ilustra en la siguiente figura:



Relación de la $\frac{\text{rigidez dieléctrica en KV}}{\text{tensión de aparición del efecto corona}}$ en el gas SF₆ y el aire con diferente polaridad de los electrodos.

La rigidez dieléctrica del SF₆ no se afecta grandemente por la presencia de aire. Se considera que un contenido de aire tan alto como el 10% en el gas SF₆ se afecta la rigidez dieléctrica solamente alrededor del 2%. En la siguiente figura se muestra el efecto del aire sobre la rigidez dieléctrica del gas SF₆.



Efecto del aire sobre la tensión de ruptura del gas SF₆.

Esferas de 5 cm de diametro
Separación 6.35 mm
Recipiente de 19664.47 cm³
Presión 1 atmósfera a 25 °C
Elevación de tensión 1 KV/min a 60 Hz.

BIBLIOGRAFIA

- El SF₆ gas de corte ¿Por que?.
Y. Pelenc.
1976.
- El hexafluoruro de azufre en los interruptores de alta y altísima tensión.
Dr. Ing. Bassano Luigi Colombo.
1969.
- High voltage metal enclosed SF₆ gas insulated substations type B212.
Sprecher + Schuh Ltd.
- Utilización del SF₆ en equipos eléctricos.
Ing. Raúl Mendez Albores.
Ing. Enrique Orozco López.
Cia. de Luz y Fuerza del Centro.
- Aplicación de subestaciones en SF₆ en el area metropolitana de la ciudad de México.
Ing. Joaquín Castillo Padilla.
Cia. de Luz y Fuerza del Centro.
- Sistemas de tierras en subestaciones, su importancia y su cálculo.
Ing. Carlos Altamirano Piolle.
Comisión Federal de Electricidad.
- Fundamentos de teoría y selección de transformadores para medición.
Ing. Antonio Cárdenas.
Electrotécnica Balteau, S.A.
- Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.
Ing. Gilberto Enriquez Harper.
1980.
Ed. Limusa.

- Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.
Ing. Gilberto Enriquez Harper.
1980.
Ed. Limusa.

- Tendencias actuales en el diseño de subestaciones de alta tensión.
Ing. Jacinto Viqueira L.
Comisión Federal de Electricidad.
Cia. de Luz y Fuerza del Centro.

- Manual de diseño de subestaciones.
Introducción.
Cia. de Luz y Fuerza del Centro.
1973.

- Manual de diseño de subestaciones.
Capítulo III.- Barras colectoras.
Cia. de Luz y Fuerza del Centro.
1973.