



20
2E

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN

“SUBESTACION ENCAPSULADA EN GAS
HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF₆)
DE 230 KV TIPO INTERIOR”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A
P E D R O G O M E Z M E A V E

ASESOR: ING. OSCAR CERVANTES TORRES

COASESOR: ING. VICTOR JAVIER CHAVARRIA RODRIGUEZ



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JAIME KELLER TORRES
DIRECTOR DE LA FEB-CUAUTITLAN
P R E S E N T E .

AT'N: Ing. Rafael Rodríguez Ceballos
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la F.E.S. - C.

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS TITULADA:
"Subestación Enc. en sueldo en Gas Hex fluoruro de Azufre (SF6)
de 230 KV Tipo Interior"

que presenta el pasante: Pedro Gómez Yeave
con número de cuenta: P323741-6 para obtener el TITULO de:
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

A T E N T A M E N T E .
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 3 de Octubre de 1995

PRESIDENTE	Ing. Alfonso Rodríguez Contreras	<i>[Signature]</i>
VOCAL	Ing. Benjamín Contreras Contreras	<i>[Signature]</i>
SECRETARIO	Ing. Oscar Cervantes Torres	<i>[Signature]</i>
PRIMER SUPLENTE	Ing. Ricardo Ramírez Vázquez	<i>[Signature]</i>
SEGUNDO SUPLENTE	Ing. M. de la Iru González Quijano	<i>[Signature]</i>

UAE/DEP/VAP/02

FALLA DE ORIGEN

CON MUCHO CARIÑO Y RESPETO
A MIS PADRES, QUIENES SIEMPRE
ME HAN DADO LO MEJOR.
SR. PEDRO GOMEZ GONZALEZ
SRA. RAQUEL MEAVE DE GOMEZ

A MIS HERMANOS, QUE ESPERO LES SIRVA DE ESTIMULO.

A LA MEMORIA DE MIS ABUELOS .
A MIS FAMILIARES .

A MIS MAESTROS, EN ESPECIAL
AL ING. OSCAR CERVANTES TORRES
AL ING. VICTOR J. CHAVARRIA RODRIGUEZ
A MIS AMIGOS.

A LA U.N.A.M. Y EN ESPECIAL A LA FACULTAD DE
ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN.

INDICE

CAPITULO I. INTRODUCCION	1
I.1. Subestaciones Encapsuladas en Hexafluoruro de Azufre SF ₆	7
I.2. Breve introducción histórica	7
I.3. Comparación en dimensiones	8
I.4. Comparación económica entre subestaciones convencionales y en gas	9
I.5. Ventajas de las subestaciones en gas	10
I.6. Elementos que componen una Subestación Encapsulada	
Gas (SF ₆)	13
I.7. Aplicaciones	19
CAPITULO II. GAS AISLANTE HEXAFLUORURO DE AZUFRE(SF₆)	23
II.1. Fabricación.	23
II.2. Propiedades físicas	23
II.3. Ecuación de estado	26
II.4. Variación de la presión con la temperatura	26
II.5. Constantes críticas	27
II.6. Calor específico	27
II.7. Conductividad térmica	27
II.8. Conductividad sónica	28
II.9. Propiedades químicas	28
II.10. Propiedades dieléctricas	29
II.11. Especificaciones y pruebas de aceptación	35
II.12. Fabricantes	36
II.13. Formas de suministro	37
II.14. Documentación	37
II.12. Resumen	37
CAPITULO III. SUBESTACION ENCAPSULADA EN SF₆ DE 230 kV TIPO NTERIOR	40
III.1. Diagrama unifilar de la subestación	40
III.2. Interruptor automático en SF ₆ blindado	48
III.3. Elemento de dilatación.	54
III.4. Elemento de acoplamiento	60
III.5. Cuchilla seccionadora	62

III.6. Transformador de corriente	66
III.7. Transformador de tensión	69
III.8. Vigilador de densidad	72
III.9. Monitoreo de la densidad del gas SF6 por el vigilador de densidad en los diferentes compartimentos en que está dividida la subestación	74
III.10. Gabinete de control.	76
III.11. Boquilla SF6-Aire	78
III.12. Caja terminal para cable	80
III.13. Cuchilla de puesta a tierra.	83
III.14. Cuchilla a tierra aislada.	86
III.15. Cuchilla rápida de puesta a tierra	89
III.16. Cajas de empalme	90
III.17. Características técnicas de la subestación encapsulada en SF6	92

CAPITULO IV. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACION

CRITERIOS DE REVISION	98
IV.1. Mantenimiento de subestaciones en gas SF6	98
IV.2. Mantenimiento y revisión de los elementos que componen la Subestación Encapsulada en Hexafluoruro de Azufre (SF6) de 230 kV Tipo Interior	98
IV.3. Mantenimiento del interruptor automático en SF6	100
IV.4. Criterios de revisión para el interruptor	100
IV.5. Trabajos de mantenimiento en el interruptor	104
IV.6. Mantenimiento de la boquilla SF6-Aire	107
IV.7. Trabajos de mantenimiento de la cuchilla rápida de puesta a tierra	107
IV.8. Mantenimiento para la cuchilla de puesta a tierra	108
IV.9. Mantenimiento de la cuchilla seccionadora.	108
IV.10. Pruebas para el control del SF6 en servicio.	110
IV.11. Productos de descomposición en un arqueo eléctrico.	113
IV.12. Productos de arqueo en un interruptor.	117
IV.13. Sistemas estáticos cerrados.	117
IV.14. Fugas de gas SF6	118
IV.15. Llenado y evacuación de las cámaras de gas de la subestación.	120
IV.16. Limpieza de las partes integrantes de la instalación en SF6	121
IV.17. Manipulación del SF6 usado y sus productos de descomposición.	123

IV.18. Trabajos en aparatos de distribución aislados con SF6	1 26
IV.19. Experiencia en el mantenimiento de subestaciones encapsuladas en SF6.	128

**CAPITULO V. EQUIPO NECESARIO PARA EL MANEJO,
MANIPULACION Y MEDICION DE LAS CARACTERISTICAS DEL GAS
AISLANTE SF6.** **131**

V.1. Carretilla de relleno y evacuación de gas	131
V.2 .Grupo móvil de recuperación.	135
V.3 .Aparato electrónico de medición de humedad	142
V.4. Medidor de productos de descomposición del gas SF6	150
V.5. Detector automático de fugas de halógeno	159
CONCLUSION	161
BIBLIOGRAFIA.	164

CAPITULO I. INTRODUCCION

Empezaremos el estudio definiendo una subestación eléctrica de potencia y el papel que juega en un sistema de energía eléctrica.

Un sistema eléctrico es el conjunto constituido por centrales generadoras, subestaciones, líneas de transporte, líneas de distribución y cargas. Como se ve en la figura I-1.

La tensión se eleva a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión adecuada.



FIG. I-1. Representación esquemática de un sistema de energía eléctrica.

La elevación y reducción de la tensión y la interconexión de los distintos elementos del sistema se realiza en las subestaciones, que constituyen los nodos de la red, cuyas ramas están constituidas por líneas. De acuerdo con la función que realizan, las subestaciones pueden clasificarse en :

- a) Subestaciones variadoras de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones; éstas se pueden agrupar en:

- a) Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV.
- b) Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 kV y 115 kV.
- c) Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 kV y 23 kV.
- d) Subestaciones de distribución secundaria. Abajo de 23 kV.

Por su localización:

- a) Tipo interperie. Son subestaciones que se encuentran sin protección de obra civil.
- b) Tipo interior. Son subestaciones que se encuentran con protección de obra civil, similares en su forma a las de tipo interperie, con el fin de protegerlas de los fenómenos ambientales como son la contaminación salina, industrial, agrícola, así como de los fuertes vientos y descargas atmosféricas.

Actualmente ha tenido gran impulso el estudio y aplicación de las Subestaciones Encapsuladas en Hexafluoruro de Azufre (SF₆). Son subestaciones análogas a las de tipo convencional, con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos en envoltentes metálicos y con gas hexafluoruro de azufre a presión.

Los elementos primarios más importantes de una subestación son los siguientes:

Transformadores de potencia: Es un dispositivo primario que de acuerdo a su relación de transformación modifica los parámetros eléctricos, voltaje y corriente operando como elevadores o reductores.

Interruptor de potencia: Es un dispositivo primario de maniobra con capacidad interruptiva y por lo tanto capaz de interrumpir un flujo de corriente en condiciones normales o de disturbio y en un tiempo mínimo.

Transformadores de potencial: Es un dispositivo primario que modifica o reduce el potencial para reflejar las condiciones primarias y llevarlos a los esquemas de protección, sincronización y señalización.

Transformadores de corriente: Es un dispositivo primario que modifica o reduce la corriente para reflejar las condiciones primarias y llevarla a los esquemas de protección y medición.

Apartarrayos: Es un dispositivo diseñado para proteger de sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, swicheos, etc.

Cuchillas seccionadoras: Es un dispositivo de maniobra diseñado para seccionar un circuito de potencia sin flujo de corriente, solo con potencial o sin el, en forma visible.

Barras y cables: Son los arreglos con cable o tubo para formar las barras y que a través de las cuchillas seccionadoras se conecten los interruptores de los alimentadores.

Sistema de tierra: Es un diseño de electrodos interconectados formando una red subterránea en la cual se conectan todas las referencias a tierra. (Neutros de conexiones de los transformadores de tensión, estructuras de soporte, partes aterrizadas de todo el equipo primario, apartarrayos, etc.)

Tableros: Se localizan dentro de la caseta de control, están diseñados para alojar, en su parte frontal a los dispositivos de apertura o cierre de interruptores y cuchillas, conmutadores de equipo de medición, cuadros de alarma, sincronización, etc., en su parte posterior, por lo regular se encuentran los esquemas de protección.

Sistema contra incendio: La subestación debe contar con un sistema contra incendio principalmente en el área de transformadores, así como hidrantes distribuidos en el área operativa.

Sistemas de servicios propios: Es la alimentación en corriente alterna para los servicios de alumbrado, cargas de baterías, aire acondicionado, compresores, motores, etc.

La interconexión de los diferentes elementos primarios que forman parte de la subestación, se lleva a cabo por medio de barras y cables, los cuales son de cobre o aluminio dependiendo de las corrientes que circulen por ellos. Estos conductores energizados se encuentran sin ningún forro o aislador, por lo cual es necesario usar elementos que fijen los conductores a las estructuras y que además permitan proporcionar el nivel de aislamiento necesario entre fase y tierra, esto se logra por medio de aisladores tipo alfiler, tipo columna y cadena de aisladores.

Por otra parte el nivel de aislamiento entre fases se obtiene a través de la separación entre éstas, es decir; el aislamiento es aire. La distancia necesaria entre partes energizadas depende de factores como: altitud sobre el nivel del mar, condiciones atmosféricas, tensión manejada, etc. Es de esperarse que a medida que la tensión de trabajo aumenta, se requerirá distancias de aislamiento mayores.

En las condiciones atmosféricas normales, las distancias de aislamiento determinan las grandes dimensiones de las instalaciones de distribución clásica (subestaciones convencionales).

En las subestaciones encapsuladas en hexafluoruro de azufre (SF₆) las condiciones atmosféricas no influyen en la instalación, ya que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos en envolventes metálicos llenos con gas hexafluoruro de azufre a presión.

El estudio estará enfocado a la parte de la subestación eléctrica de potencia que es susceptible de ser encapsulada en 230 kV. Se aclarará esto con la siguiente explicación:

Una subestación variadora de tensión se puede dividir en dos secciones con respecto a la tensión que maneja. Por ejemplo la sección de alta tensión (zona de 230 kV) y la sección de baja tensión o tensión de distribución (zona de 23 kV). Entre una sección y otra se encuentra el transformador de potencia, que es el elemento primario que transformará los parámetros de tensión y corriente.

Se verá en el capítulo III los elementos primarios que componen la sección de alta tensión (230 kV) de la subestación encapsulada en SF₆, es decir, desde la llegada de la línea de transmisión hasta la alimentación por cable aislado en seco para el transformador de potencia.

La subestación encapsulada en hexafluoruro de azufre (SF₆) se encuentra con protección de obra civil (Tipo Interior), con el fin de disfrazar la instalación y protección.

En la figura I-2 se muestra el diagrama unifilar de la subestación.

El transformador de potencia montado en este tipo de instalaciones encapsuladas, no difiere en nada del que se encuentra en una subestación de tipo convencional, y solamente se debe tomar en cuenta en la forma de conexión entre la subestación encapsulada y el transformador, como se verá posteriormente.

Así mismo la sección de distribución (Zona de 23 kV) tiene las mismas características y arreglos que una instalación convencional.

Existe la posibilidad de que la sección de 23 kV también sea encapsulada.

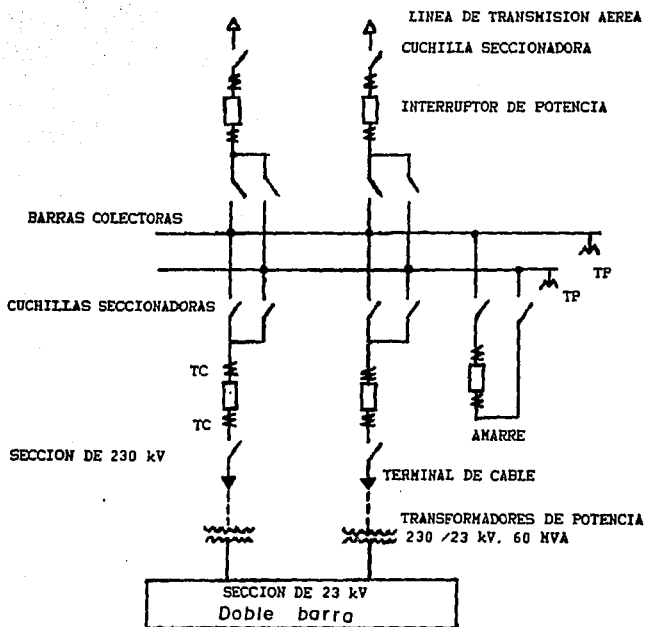


FIG. I-2. Diagrama unifilar de la subestación encapsulada en 230 kV. Arreglo doble barra con interruptor de amarre.

I.1. Subestaciones Encapsuladas en Hexafluoruro de Azufre (SF₆).

Bajo este nombre se designa a aquellas subestaciones cuyas partes vivas se encuentran dentro de envolventes metálicas y con gas hexafluoruro de azufre a presión. Son subestaciones análogas a las de tipo convencional en lo referente al equipo de alta tensión que utilizan, con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos en envolventes metálicas que forman módulos fácilmente enchufables entre sí.

El aislamiento entre el encapsulado y las partes en tensión es el gas hexafluoruro de azufre (SF₆) comprimido. El cual posee unas características de aislamiento eléctrico excelentes.

En el caso de presión de gas SF₆ habitual del orden de 450 kPa, en comparación con aparataje aislada por aire clásica, se obtiene una rigidez dieléctrica mayor aproximadamente según el factor cuarenta.

Las características especiales de estas instalaciones blindadas de SF₆ son, por consiguiente, distancias de aislamiento cortas y una distribución prácticamente homogénea del campo eléctrico.

I.2. Breve introducción histórica

Las excelentes propiedades del gas hexafluoruro de azufre (fabricado por primera vez en París, Francia, en 1900) ha sido reconocido desde hace muchos años, pero las investigaciones para su aplicación en equipos eléctricos comenzaron en 1950 en Estados Unidos, y en 1953 apareció en el mercado el primer interruptor en hexafluoruro de azufre.

La aplicación se amplió a toda la subestación, lo que ha permitido importantes avances: reducción en las dimensiones del espacio utilizado de la subestación, cercanía con la carga, facilidades en el control de operación, incremento en la confiabilidad del servicio, ambientación

ecológica adecuada, reducción de interferencias de radio y telefonía así como un efecto visual que se integra al entorno y destacándose una reducción importante en los costos de operación y mantenimiento.

I.3. Comparación en dimensiones

Los requerimientos de terreno son alrededor de 1/10 a 1/20 dependiendo del fabricante, tal como se observa en la figura I-3.

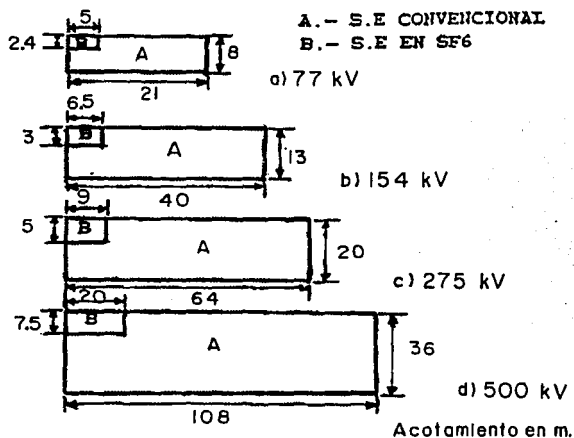


FIG. I-3. Comparación de los requerimientos de terreno para una subestación convencional y en SF6.

I.4. Comparación económica entre subestaciones convencionales y en gas.

Para tener una idea aproximada de la diferencia en costo entre estos dos tipos de subestaciones, se puede utilizar como ejemplo una, con las siguientes características: Dos entradas para cable de potencia de 230 kV, tres salidas para transformadores de 60 MVA, 230/23 kV y un bus doble, con interruptor de amarre en 230 kV.

Para ello se compara únicamente la parte de la S.E susceptible de ser encapsulada y por otro lado, debido a las variaciones en los precios que sufren los diferentes equipos periódicamente la comparación se puede hacer en forma de porcentaje, a saber:

Tabla 1. Costo comparativo entre subestaciones

Partidas	Subestación	
	SF6	Convencional
Costo de: Equipo eléctrico (más el gas): - Interruptores de potencia - Cuchillas desconectoras - Cuchillas de puesta a tierra (Solamente S.E. SF6) - Juego de barras - Transformadores de potencia - TC's y TP's - Cajas de terminal de cables - Apartarrayos	239%	100%
Materiales varios, electromecánicos: - Lote red de tierra - Alumbrado - Lote de cable de control y fuerza	18%	100%
Estructuras y cimentaciones.	60%	100%
Trabajos de ingeniería civil.	58%	100%
Trabajos de ingeniería electromecánica: - Montaje	72%	100%
Terreno.	5%	100%
Total	92%	100%

El costo total de la subestación encapsulada en hexafluoruro de azufre (SF6) es del 92 % del costo que tendría una subestación de tipo convencional (100%).

L5. Ventajas de las subestaciones en gas

A tensiones del orden de 230 kV, y en lugares céntricos de ciudades grandes, las subestaciones en SF6 comienzan a ser más baratas que las convencionales a la intemperie, de igual

capacidad y con igual disposición física. Para tensiones menores de 230 kV el costo de las subestaciones en gas crece, por lo que sólo se recomienda su uso en lugares de alta contaminación, o en donde se tenga problemas de espacio disponible.

Para tensiones superiores a 400 kV, el costo de las subestaciones en gas desciende a valores en que puede ser económica su instalación, aún en lugares periféricos de ciudades grandes.

Las subestaciones en gas pueden fabricarse en forma monofásica con una envolvente en cada fase, o trifásica con una envolvente rodeando las tres fases. Las primeras son ligeramente voluminosas y más caras que las segundas.

Las trifásicas se usan para tensiones de hasta 145 kV, mientras que las monofásicas se usan para todo tipo de tensiones, hasta valores de 800 kV.

Las trifásicas están diseñadas en tal forma, según afirmaciones de algunos fabricantes, que en caso de iniciarse un cortocircuito de fase a tierra, se obligue a éste a transformarse en trifásico, para que por medio de una protección rápida se abra el circuito antes de que se perfore la envolvente de lámina y escape el gas.

Las ventajas de las trifásicas, es que ocupan menor espacio, es más fácil su mantenimiento, porque las envolventes permiten mejor la entrada de personal, tienen un 5% menos de partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, disminuye la posibilidad de fugas de gas.

Finalmente, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan ahorrando pérdidas de energía.

La ventaja de las monofásicas es que sólo puede existir el cortocircuito de fase a tierra, con lo que mediante una protección rápida se elimina la posibilidad de una perforación de la envolvente, además de que la falla sólo afecta a una de las fases y no a las tres.

Otras ventajas de las subestaciones aisladas en SF6:

1. Debido a que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes bajo tensión, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad de servicio.

2. Independencia del medio ambiente (altitud sobre el nivel del mar, atmósfera salina, condiciones atmosféricas, contaminación del aire, etc.)

3. La disminución de las dimensiones de la instalación, especialmente la altura, facilita su instalación en forma disfrazada, o bien, su instalación en interiores, o en forma subterránea.

4. Resistencia aumentada contra los terremotos por una construcción compacta y robusta.

5. Alta seguridad de servicio gracias al modo de construcción basado en la más alta tecnología de SF6.

6. Posibilidad de entregar las instalaciones completa-mente montadas y comprobadas.

7. Se requiere de muy poco mantenimiento.

8. Disminución del tiempo de montaje.

9. Ningún peligro para las zonas habitadas próximas.

10.No provoca perturbaciones radiofónicas.

Estadísticamente se ha observado que una subestación de 230 kV instalada en el centro de una gran ciudad, que utilice una instalación de tipo convencional, el costo de la instalación es del orden de un 10% mayor del costo que se obtiene utilizando la misma instalación, pero en gas.

Lo anterior es concluyente para afirmar que las instalaciones en gas son más económicas que las de tipo convencional, cuando se instalan en zonas urbanas de terrenos muy caros y con tensiones superiores a 230 kV.

I.6. Elementos que componen una subestación encapsulada en gas SF6

Las subestaciones aisladas y encapsuladas en SF6 están integradas básicamente por los mismos elementos que constituyen a las subestaciones convencionales, salvo elementos adicionales como son las cuchillas de puesta a tierra que garantizan su seccionamiento para efectos de mantenimiento y pruebas como se ampliará posteriormente. A continuación se mencionan los elementos principales de una subestación encapsulada en gas SF6. Posteriormente se profundizará en cada uno de estos elementos.

Barras colectoras: La componente más sencilla de una subestación en gas es el conjunto de barras colectoras. Las barras colectoras están formadas, si son monofásicas, por un tubo conductor de aluminio o de cobre, según la capacidad de corriente, de unos 15 cm de diámetro, soportado por medio de aisladores repartidos en forma espaciada a lo largo de una cubierta tubular de aluminio, a prueba de fugas, de 30 a 50 cm de diámetro exterior, conectada a tierra de tramo en tramo. El volumen entre el conductor y la cubierta se llenan con gas SF6 a presión. Todas las juntas de la cubierta de aluminio están soldadas y forman una sección. Las secciones se van conectando entre sí por medio de bridas selladas y atornilladas, hasta formar el conjunto de barras de la subestación.

Los conductores internos unen una sección con la siguiente por medio de contactos de tipo tulipán, que permiten buena presión de contacto, absorben la expansión térmica entre secciones y ligeros desalineamientos angulares, y así evitan en esta forma la transmisión de esfuerzos a los aisladores.

Para soportar las barras conductoras se utilizan dos tipos de aisladores:

1. Tipo disco para tensiones inferiores a 230 kV.
2. Tipo cónico para tensiones mayores a 230 kV.

Ambos tipos son de resina ciclo-alifática, que no forman guías carbonizadas, en caso de producirse algún arqueo, durante las pruebas del equipo.

Aisladores: Son del tipo de disco, hechos de resina sintética y efectúan diferentes funciones, como aislar eléctricamente, soportar las barras en el centro del cilindro, separar los compartimientos de gas y soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por cortocircuitos. Esto último es importante cuando se utilizan envoltentes trifásicas, que originan que las distancias entre fases sean menores y así producen que los esfuerzos electromagnéticos sean mucho mayores.

Las diferentes secciones de una subestación se separan usando los aisladores de barrera de gas. La presión en cada sección se controla mediante relevadores de presión. Esta división evita por un lado la contaminación del gas de todas las secciones de la subestación, cuando se abren las cuchillas o los interruptores, y por otro lado evita la propagación de una falla al resto de la subestación.

Envolventes: El material usado para las envolventes trifásicas puede ser acero o aluminio indistintamente, y para las monofásicas debe ser solamente aluminio y evitar el uso de materiales magnéticos que producirán muchas pérdidas.

El aluminio tiene la ventaja de disminuir el peso de la subestación, resiste en general la contaminación de tipo ambiental y la descomposición del SF6 por el arco eléctrico.

Las carcazas de aluminio se funden, lo que produce mejor reparto del campo eléctrico, y son de mayor espesor que las de acero para soportar la perforación del arco .

La ventaja del acero es que presenta mayor resistencia al arco, de tal forma que el tiempo requerido para que el arco atravesase una lámina de acero, del mismo espesor que una aluminio es de 4 veces más.

Para compensar las dilataciones térmicas y las tolerancias de montaje, las subestaciones en SF6 traen entre las envolventes, juntas de expansión de tipo fuelle, que permiten las expansiones sin permitir el escape del gas interno.

Hermetismo del gas: El aislamiento entre las partes vivas y la envolvente se logra con la utilización del SF6 a una presión que varía de acuerdo con el fabricante , entre 3.5 y 4.5 bars, aunque en los interruptores se eleva la presión de las cámaras por medio de un émbolo hasta unos 6 bars, para provocar la extinción del arco.

El hermetismo se mejora a medida que se utiliza el menor número de soldaduras posible y por medio de sellos de hule especial que se instalan entre las bridas; los fabricantes garantizan una pérdida menor de 1% del peso total del gas de la subestación, al año.

Cuchillas desconectadoras: Las cuchillas desconectadoras concebidas como módulo independiente, están instaladas dentro de su envolvente y son tan compactas que pueden parecer una simple prolongación de las barras. Están diseñadas en base a una conexión y desconexión telescópicas, con contactos fijos del tipo llamado "tulipán", y disponen de ventanas para poder ver desde el exterior su posición.

Su operación es normalmente tripolar utilizando un mecanismo que está acoplado por lo general a sistemas motorizados.

Las cuchillas tienen un indicador de posición (abiertas o cerradas) y un grupo de contactos auxiliares de tipo a y b, para señalización y bloqueos.

Los bloqueos de tipo eléctrico sirven para evitar la operación de las cuchillas bajo condiciones de carga, así como para prevenir que las cuchillas de puesta a tierra sean **cerradas** contra barras energizadas.

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

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

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

Interruptores: Los interruptores están contruidos formando módulos independientes, ellos se encuentran aislados dentro de la envolvente metálica. Sus cámaras de extinción son del mismo tipo que los interruptores en SF₆ de tipo convencional; es decir, pueden ser de una o de dos presiones, aunque al igual que los convencionales los fabricantes han desechado los de dos presiones por ser más caros y voluminosos.

En el caso de las cámaras de una sola presión, éstas inyectan el gas por medio de un émbolo acoplado mecánicamente al contacto móvil, el cual comprime el mismo gas que rodea al interruptor a una presión dos o tres veces mayor, lo que origina el soplado, alargamiento y enfriamiento del arco y su extinción al pasar la onda de corriente por cero.

Transformadores de potencial: Este equipo suele ir instalado dentro de una envolvente metálica instalada en uno de los extremos de las barras colectoras y conectada a ésta por medio de bridas. Estos transformadores pueden ser también como en el caso convencional, de tipo inductivo o de tipo capacitivo. El tipo inductivo se utiliza para tensiones menores de 230 kV y el tipo capacitivo, más económico y menos voluminoso, se utiliza para tensiones superiores a 130 kV. Estos transformadores se pueden utilizar en todas sus relaciones y prácticamente con todas las precisiones normalizadas, aunque los valores más utilizados son en precisiones de hasta 0.3% y para cargas de hasta 400 VA y pueden tener hasta dos secundarios. Estos límites no pueden ser mayores porque ello llevaría a dimensiones mayores en los transformadores, que los haría inaccesibles dentro de las envolventes metálicas.

Transformadores de corriente: Son de tipo toroidal, montados sobre las barras conductoras. Se pueden obtener diferentes relaciones y clases de precisión, aunque las precisiones muy elevadas no se pueden alcanzar, porque implican crecimiento del núcleo, que a su vez ocasiona limitación de espacio dentro de las envolventes.

Los transformadores de corriente se montan generalmente en ambos lados de los interruptores y en la parte inferior de las boquillas de entrada de la subestación, para utilizarse en la protección.

Boquillas: Las boquillas que se utilizan en las instalaciones de SF6 pueden ser de dos tipos:

Boquillas aire-gas: Estas usan porcelana de tipo convencional en los dos extremos de la boquilla, pero el cemento que sella la unión entre porcelanas y la brida debe ser de tipo especial para evitar que la humedad ambiente entre en contacto con el cemento, y se pueda transmitir por capilaridad y hacer contacto con el gas. Todo lo cual producirá ácido fluorhídrico, que ataca los silicatos que traen algunos cementos, lo cual a su vez produciría fugas del gas.

Estas boquillas se utilizan para recibir energía de una línea aérea en su parte superior, su parte inferior se sumerge dentro del gas de la subestación.

Boquilla gas-aceite: Estas boquillas se utilizan para alimentación de los transformadores que reciben la energía de una subestación en gas. La parte superior de la porcelana queda dentro del gas, que a su vez queda dentro del ducto de la subestación, lo que ocasiona la conexión directa entre la subestación y el transformador, a través de una junta de expansión que absorbe las dilataciones térmicas, las vibraciones del transformador y ciertos desajustes geométricos

derivados del montaje del equipo.

Las conexiones a los transformadores de potencia se pueden efectuar en dos formas: mediante la conexión por cable desnudo entre la boquilla gas-aire y el transformador, o como se acaba de mencionar, extendiendo el bus aislado en gas, directamente hasta las boquillas gas-aceite del transformador.

Pararrayos: Los pararrayos sumergidos en el gas son de construcción especial y por lo tanto tienen un costo alto.

Gabinete de control: Es el tablero en donde se reúnen los elementos de mando y la indicación de los alimentadores, así como el control de los interruptores y sus cuchillas laterales. Este control se efectúa a través de los adecuados contactos de bloqueo, además de las señales de supervisión del gas.

I.7. Aplicaciones

Entre las aplicaciones posibles de las subestaciones encapsuladas en hexafluoruro de azufre, podemos citar:

- a) Puntos principales de distribución en las regiones con atmósfera contaminada, salada, o con peligro de explosión.
- b) Puntos principales de distribución en el interior de las ciudades, en lotes de poco espacio y costos elevados.
- c) Ampliación de instalaciones clásicas, en caso de falta de terreno.
- d) Estaciones móviles de transformación.

En Luz y Fuerza del Centro (LyF) se han utilizado subestaciones encapsuladas y aisladas en SF6 desde 1979 hasta la fecha, incrementándose su aplicación como se muestra en la tabla siguiente, en donde además se indican los pronósticos hasta el año 2001.

Subestaciones Encapsuladas en SF6

SUBSTACION.	TENSION KV	ARREGLO UNIFILAR	FECHA ENTRADA
SAN ANGEL	230 23	DOBLE BARRA ANILLO	10 SEP 79
COYOACAM	230 23	DOBLE BARRA ANILLO	08 MAY 80
MERCED	230 23	DOBLE BARRA DOBLE BARRA	28 AGO 81
ODON DE BUEN	230-150 23	DOBLE BARRA DOBLE BARRA	30 MAR 83
HUASTECA	85 23	DOBLE BARRA DOBLE BARRA	04 AGO 83
AZCAPOTZALCO	230 23	DOBLE BARRA DOBLE BARRA	12 OCT 84
PERALVILLO	230 23	DOBLE BARRA DOBLE BARRA	10 ENE 86
TACUBAYA	230 23	DOBLE BARRA DOBLE BARRA	15 ABR 86
AGUILAS	230	INT. Y MEDIO	25 MAY 87
VERTIZ	230 23	DOBLE BARRA DOBLE BARRA	25 MAY 87
CUAUHTEMOC	230 23	DOBLE BARRA DOBLE BARRA	29 OCT 90
SAN BERNABE	400	INT. Y MEDIO INT. Y MEDIO	22 DIC 90
CEYLAN	230 23	DOBLE BARRA DOBLE BARRA	14 AGO 91
CAMPOS HERMANOS	85	BARRA PARTIDA	03 JUL 80
CEMENTOS TOLTECA HGO. II	85	BARRA SENCILLA	15 ENE 81
INDUSTRIA SAN CRISTOBAL	85	BARRA PARTIDA	15 ABR 81
FUNDIDORA MEXICO	85	BARRA SENCILLA	20 SEP 84

SUBESTACION	TENSION KV	ARREGLO UNIFILAR	FECHA ENTRADA
PEMEX	85	DOBLE BARRA	21 MAY 88
INDUSTRIA MILITAR	85	BARRA BARRA	14 SEP 91
IND. DEFENSA NACIONAL	85	BARRA SENCILLA	16 ABR 93
BOSQUES	230	DOBLE BARRA	1994
CONTADERO	230	DOBLE BARRA	1994
ESTRELLA	23	DOBLE BARRA	1994
LA QUEBRADA	230	DOBLE BARRA	1994
	85	DOBLE BARRA	
	23	DOBLE BARRA	
REFINERIA	85	DOBLE BARRA	1994
TECAMACHALCO	230	DOBLE BARRA	1994
	23	DOBLE BARRA	
XOCHIMILCO	230	DOBLE BARRA	1994
	23	DOBLE BARRA	
INTRETEX	85		1995
KIMEX	85		1995
EL OLIVAR	230	DOBLE BARRA	1996
	23	DOBLE BARRA	
LAS AGUILAS	230	INT.Y MEDIO	1996
	23	DOBLE BARRA	
TAXQUEÑA	230	DOBLE BARRA	1996
	23	DOBLE BARRA	
ZARAGOZA	230	DOBLE BARRA	2001
	23	DOBLE BARRA	

CAPITULO II. GAS AISLANTE HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6)

Las excelentes propiedades del gas hexafluoruro de azufre fabricado por primera vez en París, Francia, en 1900 ha sido reconocido desde hace muchos años, pero las investigaciones para su aplicación en equipos eléctricos comenzaron en 1950 en Estados Unidos, y en 1953 apareció en el mercado el primer interruptor en hexafluoruro de azufre.

II.1. Fabricación

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



Una reacción exotérmica es aquella que libera calor .

Además del hexafluoruro de azufre se forman ciertos fluoruros de azufre de menor valencia, como tetrafluoruro de azufre (SF₄), difluoruro de azufre (SF₂), fluoruro de azufre (S₂F₂), decafluoruro de azufre (S₂F₁₀), lo mismo que impurezas debido a la presencia de humedad, aire y ánodos de carbono dentro de la celda electrolítica de flúor.

II.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, son:

- a) Alta rigidez dieléctrica
- b) Estabilidad química
- c) Estabilidad térmica
- d) Baja temperatura de licuefacción

- e) No- inflamablé
- 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 figura II-1 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.

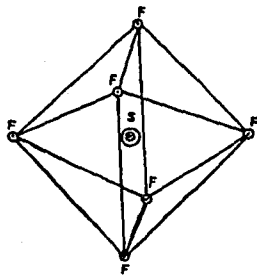


FIG. II-1 . Representación espacial de la molécula del gas SF_6 .

Este aislante se comporta en estado gaseoso a temperatura y presión ambiente, y tiene una densidad (a 20 °C, y 760 mm Hg) de 6.139 Kg/m³ (alrededor de 5 veces más denso que el aire). Su peso molecular es de 146.06. Se licúa a -62 °C a presión atmosférica y 0 °C a una presión de 12 Kg/cm².

El gas hexafluoruro de azufre en estado de pureza es inodoro, no es tóxico, ni inflamable, debido a que su temperatura crítica es de 45.6 °C, 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 figura II-2.

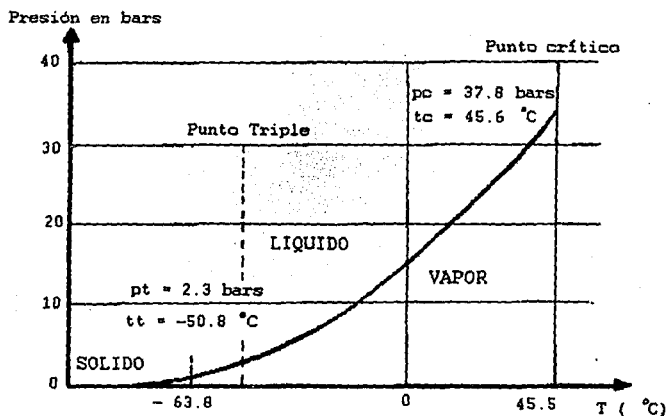


FIG. II-2. Curva de presión saturada para el gas hexafluoruro de azufre.

II.3. Ecuación de estado

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

$$p v^2 = R T (v + b) - a$$

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)

II.4. 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), figura II-3.

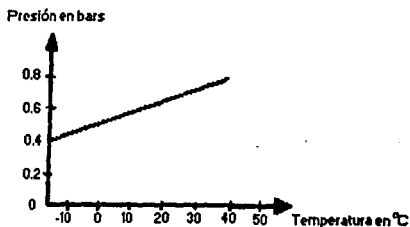


FIG. II-3. Variación de la presión en función de la temperatura.

II.5. 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 10 a 50 Kg/m³.

II.6. 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 eléctrico.

II.7. Conductividad térmica

La conductividad térmica del hexafluoruro de azufre es inferior a la del aire, como se observa en el cuadro 1, pero su coeficiente global de transferencia de calor, tomando en cuenta en particular la convección, es excelente, parecida a la de los gases como el hidrógeno y el helio, y es más grande que la del aire.

En la figura II-4 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 el enfriamiento térmico.

Conductividad térmica
en $W/m \text{ } ^\circ K$

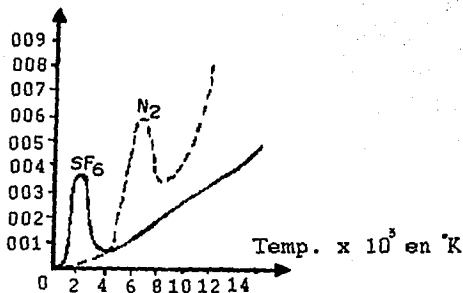


FIG. II-4. Conductividad térmica del gas SF_6 y el nitrógeno.

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

II.8. 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 un buen aislante acústico, como se observa en el cuadro 1.

II.9. Propiedades químicas

La estructura molecular del hexafluoruro de azufre es la de un octaedro regular, encontrándose sus vértices ocupados por los átomos de azufre. La sección eficaz de colisión de la

molécula del gas SF₆ es 4.77 angstroms. Los seis enlaces son covalentes, lo que explica la estabilidad excepcional de este gas:

- a) El gas SF₆ puede calentarse sin descomposición hasta 500 °C.
- b) No es inflamable.
- c) Es insoluble en el agua.
- d) No es atacado por los ácidos.
- e) El hidrógeno, cloro y oxígeno no ejercen acción sobre el gas SF₆.

El hexafluoruro de azufre se puede considerar como un gas particularmente inerte hasta una temperatura de 500 °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 °C, disminuye las propiedades dieléctricas del gas SF₆. Afortunadamente, los metales usados en los equipos eléctricos, como: cobre, bronce, acero inoxidable, aluminio y plata, tiene un efecto mínimo sobre el hexafluoruro de azufre. La única excepción es el acero al silicio, que tiene el mayor efecto catalítico sobre el gas SF₆.

En estado puro su toxicidad es nula y se comprueba regularmente colocando cinco ratones durante 24 horas en recipiente que contenga el 79% de SF₆ y 21% de aire, los cuales deben permanecer con vida.

II.10. Propiedades dieléctricas

El gas SF₆ es electronegativo (tiende a traer electrones libres), tiene buenas propiedades dieléctricas, sus pérdidas dieléctricas son demasiado pequeñas y su rigidez dieléctrica es alta.

No obstante que la rigidez dieléctrica del gas SF6 varía con el material, forma y tamaño de los electrodos, se considera que 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/cm²), la cual aumenta con el incremento de presión y es igual a la del aceite aislante a una presión aproximada de 2 Kg/cm² (a 20 °C). El gas SF6 puede interrumpir corrientes del orden de 100 veces a las que interrumpe el aire. La constante dieléctrica del gas SF6 es aproximadamente 1.0.

En la figura II-5 se muestra la ventaja que tiene el gas SF6 sobre el gas nitrógeno (N2) en cuanto a la rigidez dieléctrica.

Tensión de ruptura
dieléctrica en kV

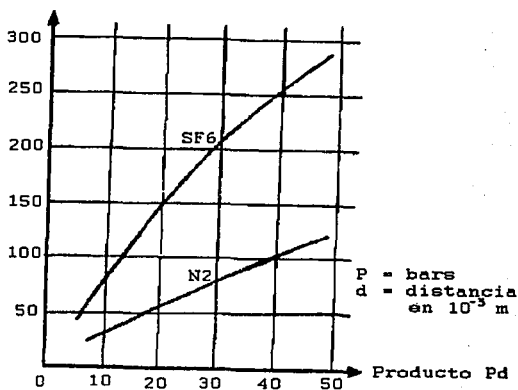


FIG. II-5. Tensión de ruptura dieléctrica entre dos esferas de diámetro 5 cm en función del producto presión por distancia.

Para campos eléctricos no uniformes se obtiene un máximo de tensión de ruptura dieléctrica para presiones vecinas de 2 bars, como se observa en la figura II-6.

Tensión de ruptura
dieléctrica en kV

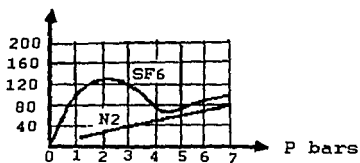


FIG. II-6. Tensión de ruptura dieléctrica en función de la presión para un campo eléctrico no uniforme.

La aparición del efecto corona en el hexafluoruro de azufre precede mucho a la ruptura dieléctrica y este fenómeno es más importante cuando la punta del electrodo es negativa; esto se ilustra en la figura II-7.

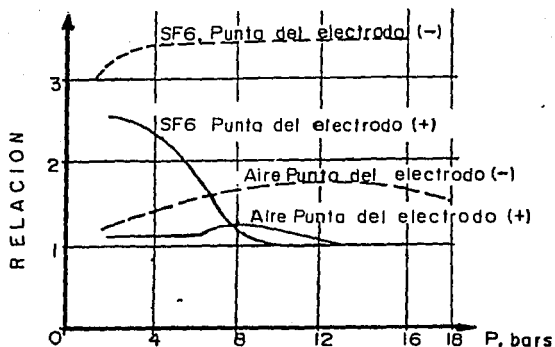
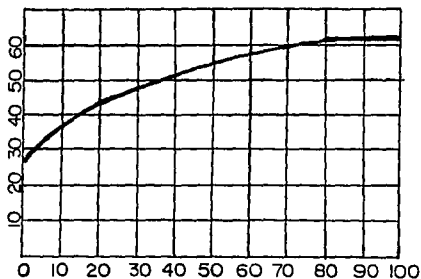


FIG. II-7. Relación : (rigidez dieléctrica en kV)/(tensión de aparición del efecto corona), en el gas SF6 y el aire con diferente polaridad de los electrodos.

La rigidez dieléctrica del gas SF6 no se afecta grandemente por la presencia de aire. Se considera que un contenido de aire tan alto como 10% en el gas SF6 afecta la rigidez dieléctrica solamente alrededor de 2%. En la figura II-8 se muestra el efecto del aire sobre la rigidez dieléctrica del gas SF6.

Tensión de ruptura dieléctrica kV



Efecto del aire sobre la tensión de ruptura del gas SF₆

FIG. II-8. Efecto del aire sobre la tensión de ruptura del gas SF₆.

Debido a que el gas SF₆ posee excelentes características dieléctricas, gran estabilidad térmica, buena habilidad para extinguir el arco eléctrico, siendo un compuesto inerte y estable químicamente, etc., tiene diversas aplicaciones como un aislante gaseoso y está siendo usado en la industria e instituciones de investigación en equipos, tales como:

- a) Interruptores
- b) Buses de fase aislada
- c) Minisubestaciones
- d) Transformadores de instrumento
- e) Cuchillas desconectadoras
- f) Cables subterráneos de energía
- g) Apartarrayos
- h) Tubos de microonda
- i) Equipo de rayos
- j) Otras aplicaciones en alta tensión

Cuadro 1. Comparación de las características termodinámicas de los gases SF6, aire, N2 y H2.

Características	SF6	Aire	N2	H2
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 37.8	-140.73 37.9	-146.95 34.1	-235.95 13.2
Presión en bars				
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 10 ³ , en W/cm °K	t=300°K 0.14	0.24	0.24	1.68
Viscosidad 10 ⁷ , en poises	1 450	1 780	1 580	835
Velocidad del sonido a 30 °C y 1 bar (m/s)	138.5	350	355	1 330
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
$\gamma^a = C_p/C_v$	1.3	1.4	1.4	1.4

II.11. Especificaciones y pruebas de aceptación

El hexafluoruro de azufre nuevo debe cumplir con ciertas características normalizadas para su utilización en equipos eléctricos de muy alta tensión.

CARACTERISTICA	NORMA IEC 376-71	NORMA ASTM D - 2472-71
Densidad a 20 °C y 760 torr en g/l.	6.16	--
Temperatura crítica en °C	45.6	--
Peso molecular	--	145+/- 2%
Punto de rocío a 1 atmósfera en °C.	-42 máx.	-45 máx.
Contenido de humedad por peso en ppm	15 máx.	8.9 máx.
Contenido de humedad por volumen en ppm	--	71 máx.
Contenido de aire por peso en %	0.05 máx.	0.05 máx.
Contenido de tetrafluoruro de Carbono por peso en %	0.05 máx.	0.05 máx.
Acidez expresada como HF por peso en ppm	0.3 máx.	0.3 máx.
Fluoruros hidrolizables expresada como HF por peso en ppm	1.0	--
Toxicidad (colocando 5 ratones en una atmósfera de 79% SF ₆ y 21% de aire) 24 horas.	Deben permanecer con vida.	con

A pesar de las especificaciones anteriormente expuestas, existen muchas características que no están todavía normalizadas, por no existir un acuerdo entre los fabricantes y los usuarios del gas SF₆, las cuales son:

- 1).- Temperatura de sublimación.
- 2).- Temperatura de niebla.
- 3).- Presión crítica.
- 4).- Densidad crítica.
- 5).- Presión de vapor.
- 6).- Flamabilidad en el aire.
- 7).- Volumen específico.
- 8).- Tensión de ruptura dieléctrica.
- 9).- Factor de potencia.
- 10).- Constante dieléctrica.

Al hacer una comparación tanto de la norma ASTM como de la IEC, se observa que ambos valores no se disparán; por lo que el primer intento para poder especificar el SF₆ que adquiere la Compañía podría ser tomar los valores más adecuados de ambas normas.

II.12. Fabricantes

Fabricantes:

- Montecatini S.A. Milano
- Kali-Chemie AG Hannover
- Allied Chemical and Dye Corp.
New York

Representación en Suiza:

- Nitrochemie, Basilea
- Plüss-Stauffe
Oftringen
- Fluka Ag, Buchs/SG

II.13. Forma de suministro

Como gas líquido en botellas de acero a presión, cuya presión de prueba debe ser como mínimo de 70 bar (sobrepresión).

Grado de llenado máximo admisible 1.06 Kg de gas SF6 por litro de volumen de botella.

II.14. Documentación

- Recomendaciones IEC 376 (International Electrotechnical Commission).
- Documentación de los proveedores.

Comprobación de entrada con SF6 nuevo

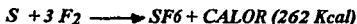
El SF6 no se puede fabricar en forma 100% pura; contiene siempre trazas de impurezas que son, en parte, tóxicas.

Importante: En la comprobación de entrada, se debe aceptar solamente gas SF6 que ha sido examinado por el fabricante con la prueba de ratones según IEC, para demostrar su toxicidad.

II.15. RESUMEN

¿Qué es el SF6?

- SF6 = Hexafluoruro de azufre.
- Pertenece a la familia de los gases halógenos.
- Se fabrica comercialmente por electrólisis a partir de azufre y flúor.
- Su ecuación exotérmica es:



El SF₆ en su estado puro es:

- Sin olor.
- Sin color.
- Sin sabor.
- No tóxico.
- Inerte químicamente.
- No inflamable.
- No corrosivo.
- No condensable a bajas temperaturas.
- A presión atmosférica y temperatura ambiente es un gas.

Las propiedades más relevantes del SF₆ que lo hacen muy apreciable en la industria eléctrica son:

- Alta resistencia dieléctrica a 4.5 bar y 20°C, alcanza la del aceite, duplica la del N₂ y triplica la del aire.

- Excelente medio aislante.
- Gran habilidad para extinguir el arco eléctrico.
- Puede interrumpir corrientes del orden de 100 veces las que interrumpe el aire.
- Excelente estabilidad térmica.
- Buena conductividad térmica.

Utilización:

- En interruptores de potencia.
- En subestaciones de fase aislada (GIS).

- En líneas de transmisión (GIT).

Con respecto a las desventajas del SF6 en la utilización en las subestaciones aisladas:

- Es de importación.

- En presencia de arcos eléctricos y/o descargas parciales se descompone gradualmente formando fluorinas. Si este polvo absorbe humedad del sistema o de la piel (en reparaciones), puede producir quemaduras, escozor, etc. Y con el H₂ del agua produce ácido fluorhídrico (HF).

Las fluorinas son químicamente muy activas, se combinan con el metal adyacente produciendo fluoruros metálicos. Estos se depositan sobre aisladores y la envolvente en forma de un polvo blanco; este polvo en cantidades considerables puede deformar el campo eléctrico produciendo descargas.

CAPITULO III. SUBESTACION ENCAPSULADA EN SF6 DE 230 kV TIPO INTERIOR.

III.1. Diagrama unifilar de la subestación en 230 kV.

En este capítulo se verán los elementos primarios que componen a una subestación encapsulada SF6 tipo interior.

Solamente se hará referencia a la subestación que es susceptible de ser encapsulada en alta tensión (230 kV), la cual tiene un arreglo de doble barra con interruptor de amarre.

El arreglo también se le conoce con el nombre de barra partida y es de los más utilizados. Se describe el diagrama con la nomenclatura de La Compañía de Luz y Fuerza (LyF), figura III-1.

El arreglo tiene como característica que la mitad de las líneas y transformadores se conecta a un juego de barras y la otra mitad a otro juego.

a) Desde el punto de vista de continuidad, el arreglo no es bueno debido a que por cada interruptor que necesite revisión se tiene que desconectar el transformador o línea correspondiente.

b) La subestación en condiciones normales, se opera con el interruptor de amarre y sus juegos de cuchillas en posición de cerrado, de tal manera que, en caso de una falla en uno de los juegos de barras, el otro sigue operando, trabajando la subestación a media capacidad, mientras se efectúan las maniobras necesarias para librar las cuchillas de todos los circuitos de las barras dañadas dejando la subestación conectada al juego de barras en buen estado, mientras se reparan las barras afectadas.

Existen dos tipos de cuchillas de puesta a tierra, de operación lenta y rápidas. Las cuchillas de operación lenta sirven para protección del personal que este trabajando en un equipo de la subestación, debido a que se pone a tierra la parte de la instalación en que se está trabajando.

Las cuchillas de operación rápida, colocadas a la entrada de una línea de transmisión o la salida de un cable de potencia, sirven para descargar la línea o el cable en caso de mantenimiento.

La operación rápida es necesaria ya que se pondra en corto circuito el cable (ó la línea), y por consiguiente las corrientes que circularán son de gran magnitud. Debido a su cierre rápido se desgastarán menos sus contactos.

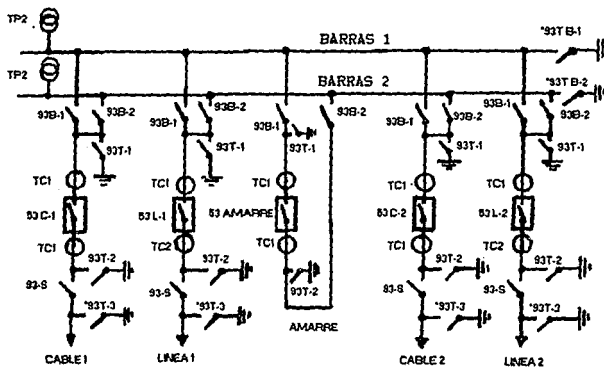


FIG . III-1. Diagrama unifilar de la subestación encapsulada en SF6 en 230 kV. Arreglo doble barra con interruptor de amarre.

Legenda:

B-1.- Barras 1.

B-2.- Barras 2.

93B-1.- Cuchilla seccionadora de 230 kV de Barras 1.

93B-2.- Cuchilla seccionadora de 230 kV de Barras 2.

93T-1.- Cuchilla de puesta a tierra 1 de 230 kV.

93T-2.- Cuchilla de puesta a tierra 2 de 230 kV.

93T-3.- Cuchilla de puesta a tierra 3 de 230 kV.

93T B-1.- Cuchilla de puesta a tierra de Barras 1 de 230 kV.

93T B-2.- Cuchilla de puesta a tierra de Barras 2 de 230 kV.

93-S.- Cuchilla seccionadora de salida de 230 kV.

S3.- Interruptor de potencia de 230 kV.

TC1.- Transformador de corriente 1.

TC2.- Transformador de corriente 2.

TP2.- Transformador de potencial 2.

*** Cuchilla de puesta a tierra rápida.**

La subestación consta de dos líneas aéreas de entrada y dos salidas por cable con aislamiento en seco.

Se compone de cinco bahías:

- Dos bahías D2 y D5 que corresponden las líneas aéreas de transmisión L1 y L2 respectivamente.

- Dos bahías D1 y D4 que corresponden a los cables C1 y C2 respectivamente.

- Bahía D3 que corresponde al interruptor de amarre entre barras.

Bahía.- Una bahía se puede considerar como un circuito independiente de la instalación, es decir, en ella se encuentran todos los dispositivos necesarios para su control, protección, medición y elementos para su funcionamiento. Como ejemplo se tiene que la bahía de cable D1/D4 consta de: barras 1 y 2, interruptor de potencia, dos TC's, tres cuchillas de puesta a tierra y tres cuchillas seccionadoras. Todos los elementos de medición y protección se encuentran en su gabinete de control.

En la figura III-2 se muestra una vista de planta de la subestación, mostrando los elementos que la componen, así como la distribución de las bahías.

Como se mencionó anteriormente las pequeñas dimensiones de los elementos primarios y las distancias cortas de aislamiento permiten disfrazar la instalación. Esto es con el fin de proteger la instalación y el de dar un acabado estético. Las dimensiones de la nave en este caso son: ancho 8m, largo 21m y altura 6.30m, distancias muy pequeñas si se toma en cuenta que es una instalación de 230 kV.

Las distancias necesarias de los pernos de conexión al aire libre de las boquillas SF₆-aire del grupo de conducción trifásico de la línea aérea, son obtenidas mediante la combinación de los conectores angulares y la fijación de éstas boquillas es por medio de herrajes.

El recuadro con línea punteada indica la ampliación de la subestación, con una bahía de cable futura.

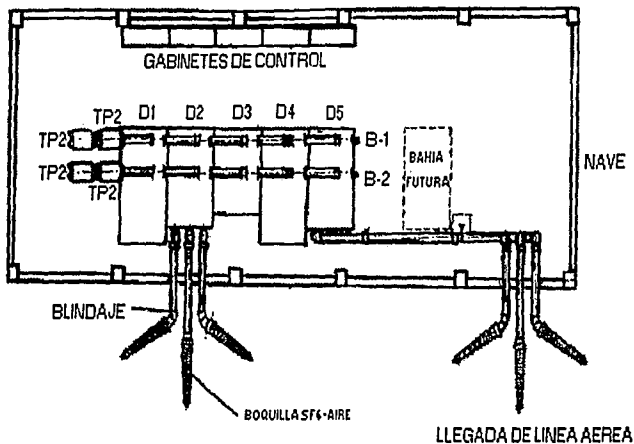


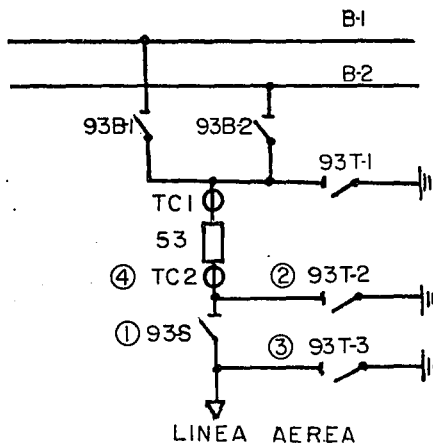
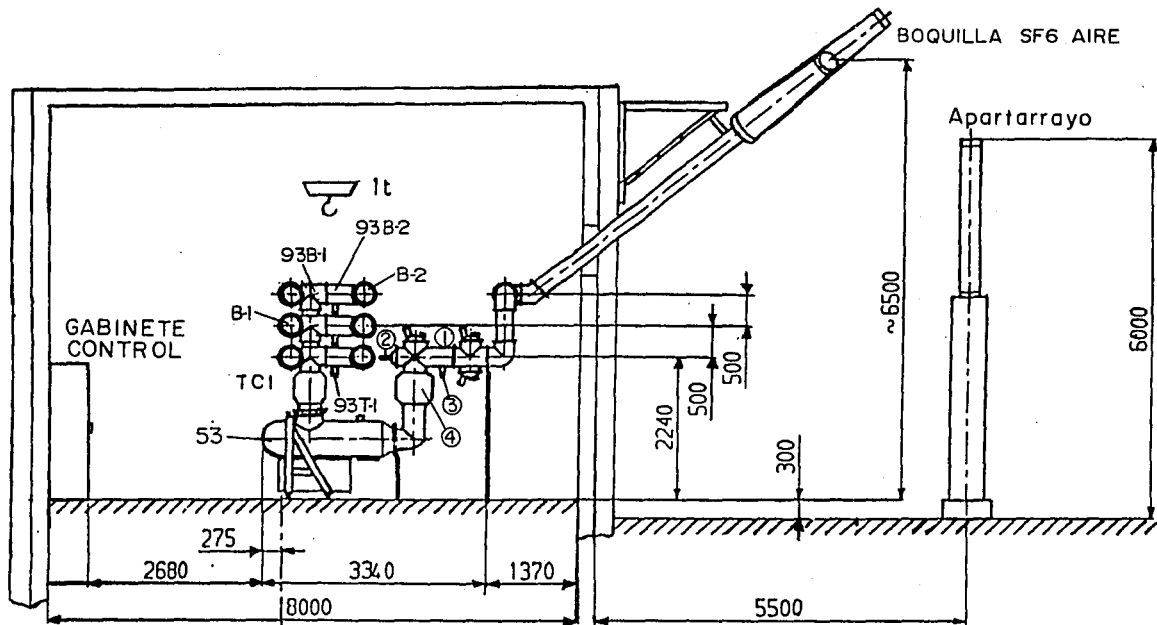
FIG. III-2. Vista de planta de la subestación. Distribución de las bahías.

En la figura III-3 se muestra un corte de la bahía de línea D5/D2 señalando los elementos primarios que la componen.

La grúa viajera de 1 tonelada es necesaria para el montaje y los trabajos de mantenimiento de las partes primarias de la subestación.

Se ilustra en la figura III-4 un corte de la bahía de amarre D3 mostrando sus componentes y el esquema de principio de funcionamiento.

La figura III-5 muestra la bahía de cable D1/D4. El transformador de potencial solo va en la fase central, para protección del cable de potencia.



Acotamiento en mm.

FIG. III 3. Bahía de línea D5/D2.

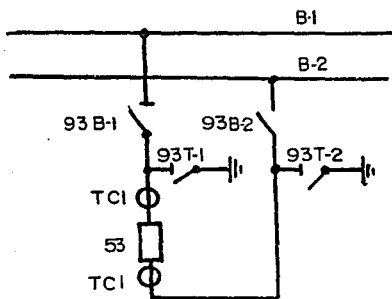
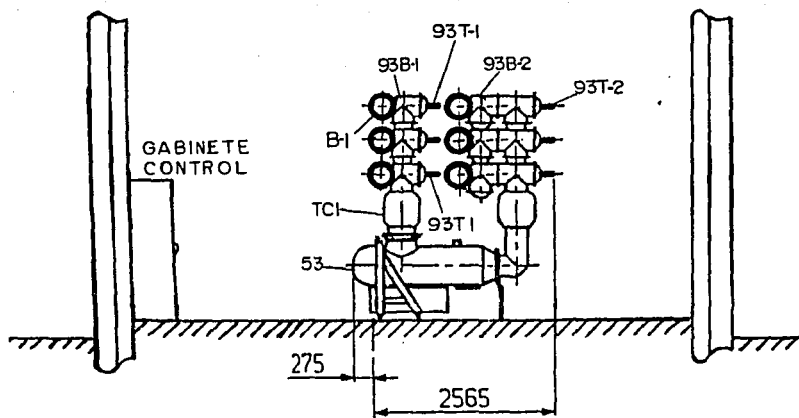


FIG. III 4. Bahía de amarre.

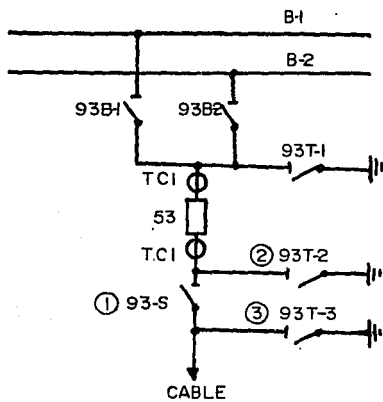
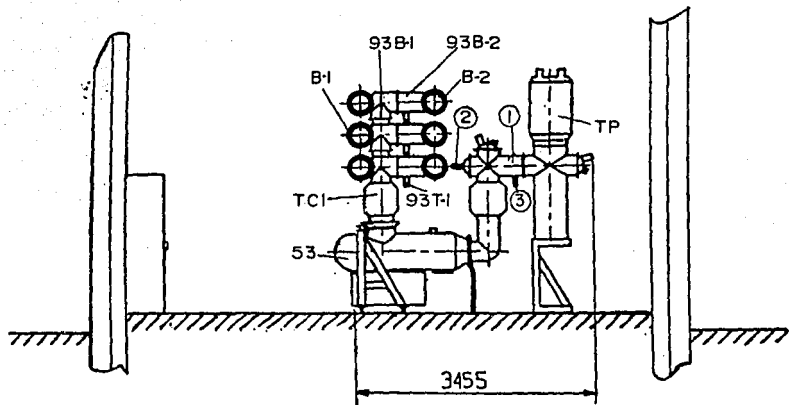


FIG. III-5. Bahía de cable DI/D4.

En lo que resta de este capítulo se describirán cada uno de los elementos primarios que componen a la subestación encapsulada en SF₆ desde el punto de vista de su función, principio de funcionamiento y construcción.

III.2. Interruptor Automático en SF₆ encapsulado

Principio de interrupción del arco eléctrico.

El gas SF₆ constituye un excelente dieléctrico, alcanzando, a una presión de 4.5 Kg/cm² y a 20 °C, una rigidez dieléctrica igual a la del aceite y tres veces mayor que la del aire a la misma presión. La presencia de otro gas (aire o nitrógeno, por ejemplo) en proporciones del 10 al 20 % no reduce prácticamente su tensión de ruptura.

Estas propiedades se deben al gran tamaño de la molécula de SF₆ y a su capacidad de reducir la velocidad de los electrones libres, que el campo eléctrico tiende a acelerar y cuyo desplazamiento constituye el proceso inicial de la descarga.

Las propiedades térmicas del SF₆ son también notables. En general, un arco eléctrico está constituido por un núcleo central de temperatura más elevada y un plasma circundante de temperatura más baja. En el caso del SF₆ el núcleo está constituido esencialmente por electrones, que le confieren su conductibilidad eléctrica y el plasma circundante por moléculas de SF₆ y átomos de azufre y de flúor resultantes de la disociación del SF₆ a temperaturas elevadas y por iones de azufre y de flúor.

La ventaja fundamental del SF₆ con respecto a otros gases reside en la mayor conductibilidad eléctrica del núcleo y la menor conductibilidad térmica del plasma. La energía térmica transferida por el plasma al medio circundante es menor y en consecuencia la temperatura

del núcleo es más alta, su conductibilidad eléctrica mayor y correlativamente la caída de voltaje en el arco es menor.

A medida que disminuye la intensidad de la corriente al aproximarse a su paso por cero, la temperatura baja y el núcleo, que es la principal porción conductora, desaparece. En el SF6 el plasma, a esa temperatura reducida, no conduce prácticamente corriente.

Finalmente cuando aparece el voltaje de recuperación entre los contactos del interruptor el carácter electronegativo del flúor hace que se formen iones negativos de flúor por captura de electrones libres, que se recombinan con iones positivos de SF6, evitando así el fenómeno de avalancha de electrones que podría conducir al restablecimiento del arco.

Descripción del interruptor.

El interruptor automático de SF6 tiene un punto de interrupción por polo (monopolar). Siendo el mecanismo de maniobra de cada polo individual.

Los tres polos horizontales del interruptor automático forman una unidad junto con sus mecanismos de maniobra.

Las cubas del interruptor sirven de base para la fijación del mecanismo de maniobra y del armazón. El elemento de interrupción corresponde al del interruptor automático con émbolo de soplado. Su construcción es simple lo cual reduce al mínimo los trabajos de mantenimiento, y permite obtener una alta fiabilidad.

Elementos del interruptor automatico.Figura III-6

Cuba del interruptor automático

Los conos aislantes (1) en las bridas de la cuba (2) separan el recinto de gas del interruptor automático con respecto a los de la instalación evitando así que el gas descompuesto por el arco

eléctrico, contamine otras cámaras de la subestación y sustentan el seccionador (3) y el soporte del escape (4). El vigilador de densidad de gas (5), comprueba constantemente la presión del gas SF6 siendo la temperatura y la presión del gas los que determinan sus puntos de actuación. El vigilador envía las siguientes señales al gabinete de control de la bahía:

- Señal 1 indica que es preciso completar el gas.
- Señal 2 provoca una alarma y bloquea al interruptor automático. De este modo, el interruptor se encuentra protegido en caso de perturbaciones excepcionales en el sistema de gas. Por debajo de esta presión, las capacidades de ruptura y de aislamiento se encuentran reducidas. En este caso no se admite ninguna maniobra mecánica.

El disco de ruptura (6) protege la cuba del interruptor automático en caso de sobrepresión de cualquier índole. Con esto se impide de manera eficaz la presencia de altas crestas de presión. El material empleado en los discos es grafito.

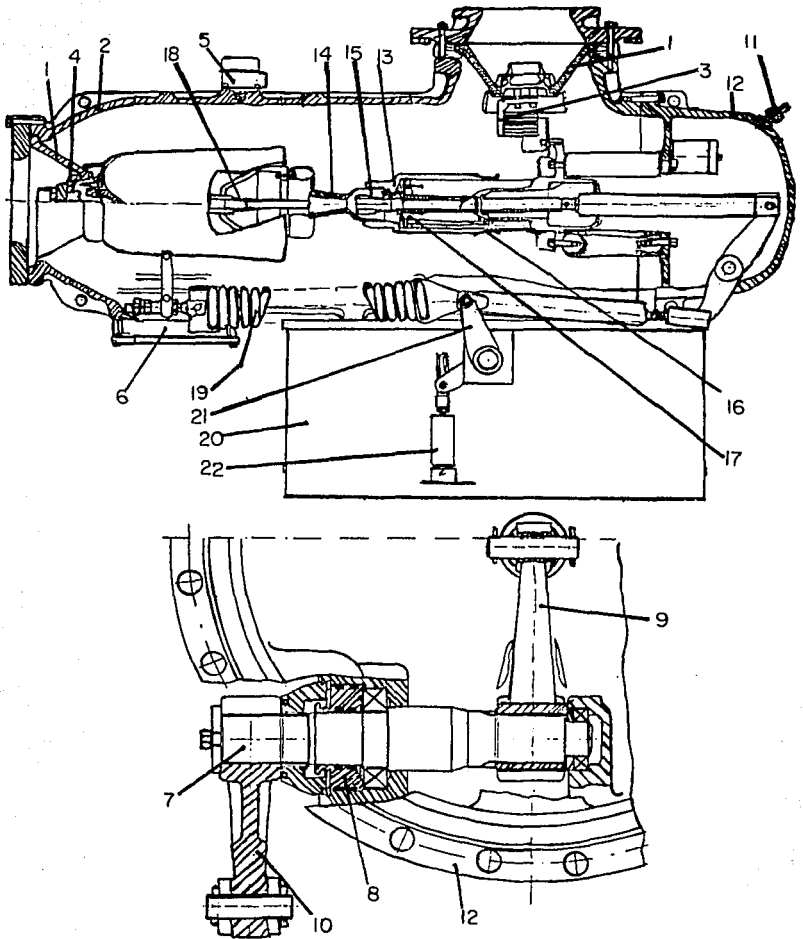


FIG. III-6. Corte del interruptor blindado en gas SF₆.

Tapa

En la tapa del interruptor (12) se encuentran el árbol de mecanismo de maniobra (7) con el sistema de estanqueización (8) para no permitir fugas del gas SF₆ y las palancas ((9)interna, (10) externa) necesarias para las maniobras de cierre y apertura del interruptor, el empalme para el gas (11) sirve para llenar o vaciar el gas, así como la medición de la presión y de la humedad, necesarias mediciones para verificar la calidad del gas SF₆.

Los absorbedores de alumina activada retienen la humedad eventualmente existente y los productos-descomposición procedentes del SF₆ durante las maniobras. Se localizan dentro del interruptor.

Interruptor accionado por resortes

Este sistema consiste esencialmente, en acumuladores de energía almacenada para la conexión o desconexión del interruptor. Durante el proceso de conexión, el muelle de apertura queda tensado (19) y retenido por el dispositivo de desenganche. Después de efectuada una desconexión, el dispositivo de desenganche y todo el varillaje de accionamiento, deben llevarse a la posición "desconectado", con esta acción el motor eléctrico arma nuevamente el muelle de conexión.

La palanca de maniobra (21) está acoplada a su amortiguador de apertura (22).

Maniobra de apertura. Figura III-7.

Elemento del interruptor en posición de cerrado.

El cilindro de soplado (13) con tobera aislante (14), tulipán de contacto (15) y corona de contacto deslizante (16) retrocede durante la maniobra de apertura (fig. b). El gas SF₆ que se

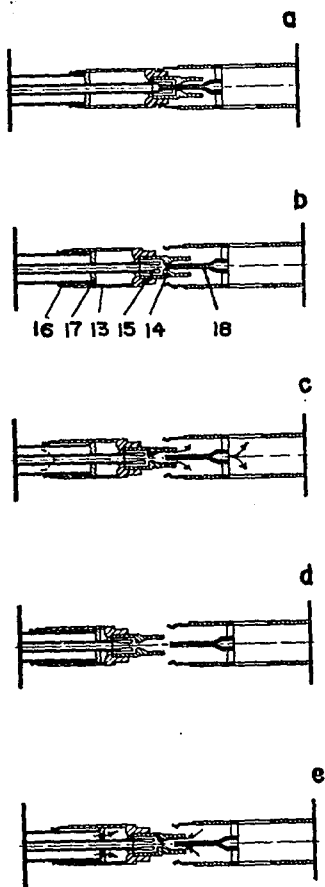


FIG. III-7. Maniobras de cierre - apertura del interruptor.

encuentra encerrado entre el cilindro de soplado (13) y el émbolo (17) se comprime. Después de la apertura del seccionador, dispuesto en paralelo, la corriente de cortocircuito circula por la varilla de contacto (18) y el tulipán de contacto (15).

Después de la separación eléctrica del contacto, el arco se establece entre la varilla de contacto (18) y el tulipán de contacto (15) (fig. c). Se establece un intenso flujo de gas SF₆ a través de la tobera aislante (14) y los contactos apagachispas (15). La circulación de gas se mantiene después de la extinción del arco hasta que, una vez alcanzada la posición abierto (fig. d), se compense la presión en el cilindro de soplado (13).

Maniobra de cierre.

Cuando el cilindro de soplado (13) se desplaza de la posición ABIERTO (fig. d) hacia la posición cerrado, se aspira gas de extinción hacia el cilindro de soplado (13), a través de una válvula de retención que se encuentra en el émbolo (17) (fig. e). El muelle de apertura (19) se arma y se apoya en el mecanismo de maniobra (20) durante el proceso de cierre.

Juntas y puesta a tierra.

Todas las juntas de estanqueización se han dispuesto de manera que el porcentaje de fugas anual sea inferior al 1 %. Las mezclas de caucho empleadas son resistentes a los productos de descomposición del SF₆.

El interruptor automático, el mecanismo de maniobra y el armazón están unidos galvánicamente entre sí y con la instalación, lo que da continuidad para la puesta a tierra. Además, se encuentra conectados a tierra en varios puntos.

Mecanismo de maniobra por muelles armados por motor

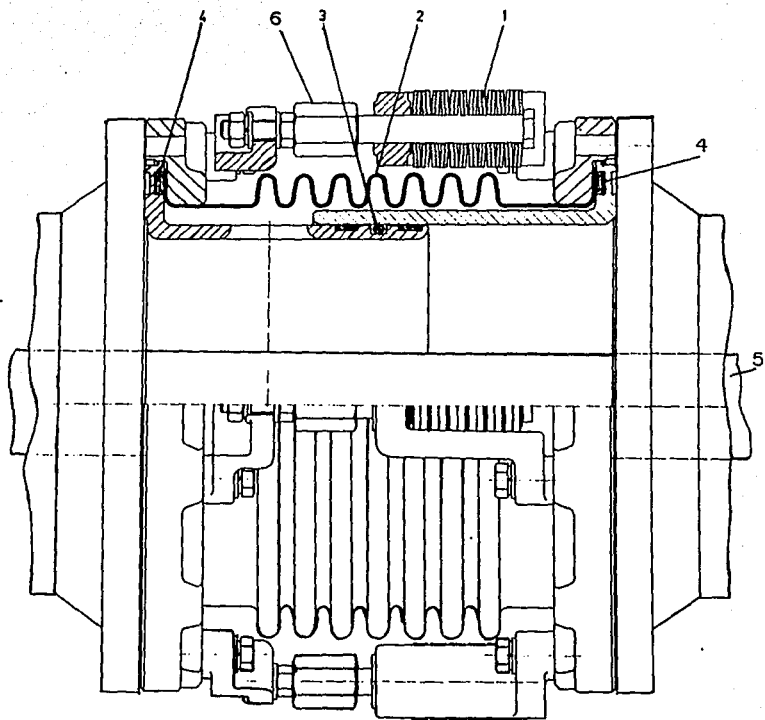
Los mecanismos de maniobra están provistos de telemando eléctrico. No obstante, las manipulaciones de maniobra también pueden iniciarse directamente en el mecanismo de maniobra para la puesta en servicio o en caso de fallo de la tensión auxiliar.

Consta de órganos de manipulación y mando, como palanca de disparo manual para las maniobras de cierre y de apertura , así como el indicador de posición y contador de maniobras.

III.3. ELEMENTO DE DILATACION

El elemento de dilatación nivela las alteraciones de longitud del blindaje dependientes de la temperatura. Son absorbidas además las tolerancias de fabricación y montaje. El material de fabricación es acero inoxidable y antimagnético. Muelles compensadores procuran la absorción de las fuerzas de la presión de gas y, debido a ello, una sollicitación reducida de los componentes y armazones de apoyos vecinos. El elemento de dilatación asume una función adicional en el montaje o desmontaje de un elemento de barras colectoras. Con auxilio de un dispositivo tensor montado en el fuelle metálico, se produce una abertura en el blindaje, a través de la cual se puede separar de la instalación un elemento de barras colectoras.

En la figura III-8 se muestra los elementos que componen el elemento de dilatación.



Legenda:

- 1 Juego de resortes
- 2 Fuelle metálico
- 3 Contacto resorte
- 4 Junta
- 5 Conductor
- 6 Tuerca de aseguramiento del juego de resortes

FIG. III-8. Elemento de dilatación.

Montaje de barras colectoras, con ayuda del elemento de dilatación.

En el caso normal el elemento de dilatación es montado junto con la caja de empalme, como elemento de barra colectora. Figura III-9.

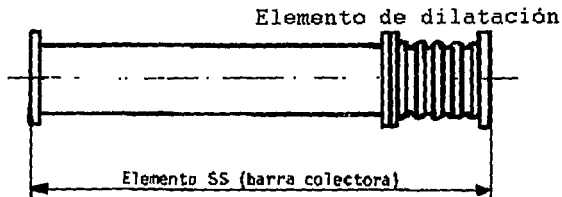


FIG. III-9. Elemento SS (barra colectora).

Para incorporar un elemento de barra colectora en la instalación, se procede de la siguiente forma:

- Con auxilio de dispositivos tensores, se comprime el elemento de dilatación a la medida de 235 mm.
- Incorporar el soporte conductor. El cual permite mantener el conductor fijo y centrado dentro de la envolvente.
- Introducir en la envolvente el tubo conductor, con manguitos insertados en ambos lados, y colocarlo sobre el soporte. Estos manguitos permiten la conexión del conductor con las terminales de conexión de las cajas de empalme adyacentes. Permiten también absorber las alteraciones de longitud debido a las variaciones de carga en el conductor, así como las tolerancias en el montaje.

- Incorporar el elemento de barra colectora, para lo que se debe observar que los componentes vayan enganchados lo más horizontalmente posible. Figura III-10.

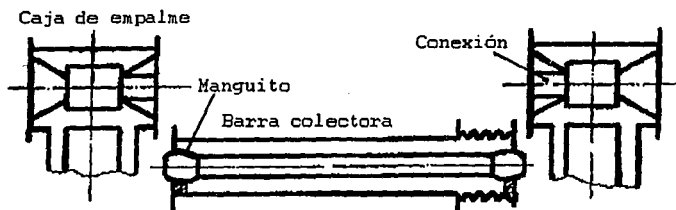


FIG. III-10. Montaje de la barra colectora con ayuda del elemento de dilatación.

- Las empaquetaduras de las bridas se deben alojar antes del montaje en la ranura de ambas cajas de empalme. Las empaquetaduras permiten que exista completo hermetismo entre los elementos acoplados y no permitir las fugas del gas.
- Empujar el elemento por un lado, con lo cual agarran ambos pernos de centrar del soporte del conductor en los orificios de los tornillos de la caja vecina. Esto produce una abertura de aproximadamente 60 mm en la parte opuesta. Figura III-11.
- Colocar la palanca de acoplamiento y empujar el manguito en sentido longitudinal. Con esta acción queda enclavado el manguito en la terminal de conexión de la caja de empalme adyacente. Figura III-11.

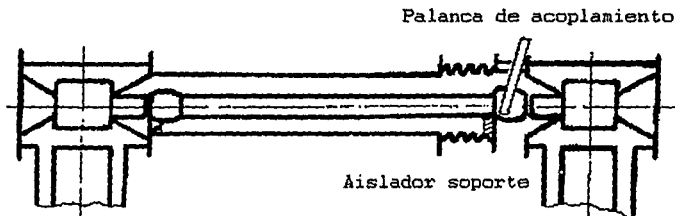


FIG. III-11. Acoplamiento de la barra colectora a la conexión de la caja de empalme adyacente, por medio de la palanca de acoplamiento.

- Desmontar el soporte del conductor.
- Comprobar si la empaquetadura de la brida está bien colocada en la ranura.
- Empujar el elemento a la brida y montar los tornillos.

Figura III-12.

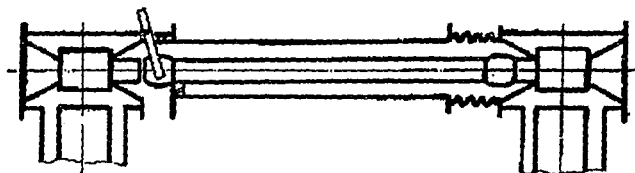


FIG. III-12. Enclavamiento del manguito con ayuda de la palanca de acoplamiento.

- Acoplar la parte opuesta; procediendo de la misma manera antes descrita. Figura III-12.
- Con auxilio de los dispositivos tensores es alargado el elemento de dilatación, hasta que queda cerrada la abertura de montaje. Figura III-13.

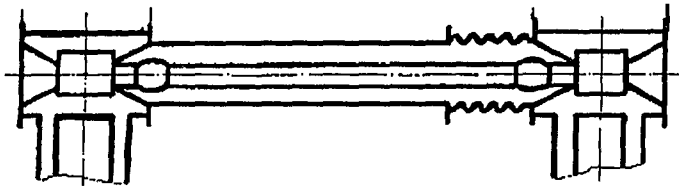


FIG. III-13. Barra colectora montada.

- Montar las tuercas de la brida.
- Montar los muelles compensadores.
- Los paquetes de resortes de los muelles compensadores se han ajustado en la fábrica a una fuerza determinada y son asegurados con una tuerca. Esta última no debe ser desartornillada hasta que la instalación esté bajo presión. Tan pronto se ha llenado con gas la instalación, se deben liberar los paquetes de resortes.

III. 4. Elemento de acoplamiento

El elemento de acoplamiento sirve al igual que el elemento de dilatación para el montaje o desmontaje de barras colectoras. Juntamente con una caja de empalme, forma el elemento de acoplamiento un componente de la barra colectoras. Figura III-14.

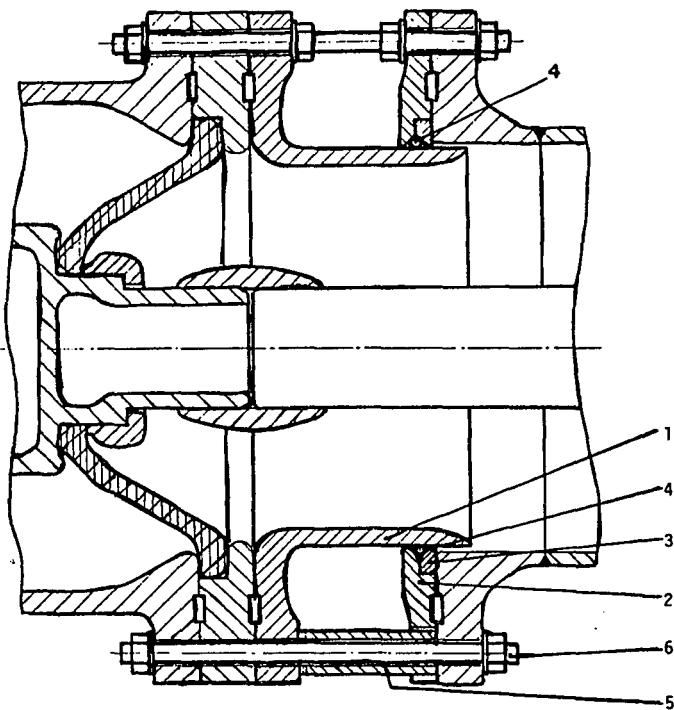


FIG III-14. Elemento de acoplamiento.

Un elemento de acoplamiento está compuesto por:

- Caja de acoplamiento* (1)
- Brida de apriete* (2)
- Anillo* (3)
- Anillo de empaquetadura* (4)
- Manguito distanciador* (5)
- Perno roscado* (6)

La brida de apriete (2) es presionada por medio de la tuerca en el perno roscado (6), contra el elemento adosado (caja de conexión), así es alcanzada la presión necesaria del anillo de empaquetadura (4) embutido sobre la caja de acoplamiento (1), entre el anillo (3) y la brida (2). Los 6 manguitos distanciadores (5) sirven para la estabilización y para la transmisión de la corriente de retorno por el blindaje.

Para el montaje y desmontaje de barras colectoras se procede de la misma manera que el elemento de dilatación. Figura III-15.

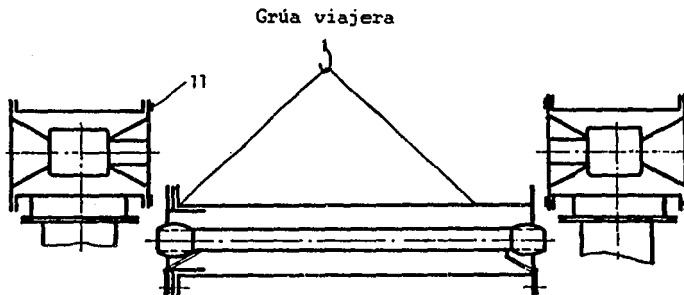


FIG. III-15. Montaje del elemento de acoplamiento.

III.5. Cuchilla seccionadora

Este tipo de cuchilla es de tipo corredizo. Mediante la aplicación de diferentes accesorios en las bridas laterales, puede ser adaptado al lugar del montaje y al fin de aplicación. Tres cuchillas monopolares forman junto con el accionamiento por motor una unidad tripolar adosada a la instalación.

Construcción de un polo seccionador

En la figura III-16 se muestra una sección transversal de un polo en la posición "desconectado".

Un polo se compone esencialmente de los grupos principales siguientes:

<i>Caja del seccionador</i>	(1)	<i>Palanca de accionamiento</i>	(16)
<i>Brida intermedia</i>	(2)	<i>Arbol</i>	(17)
<i>Contacto deslizable</i>	(3)	<i>Junta de la brida</i>	(18)
<i>Soporte</i>	(4)	<i>Tapa del cojinete</i>	(19)
<i>Contacto principal</i>	(5)	<i>Perno de seguridad</i>	(20)
<i>Apoyo completo</i>	(6)	<i>Vigilante de densidad</i>	(21)
<i>Columna giratoria</i>	(7)	<i>Placa de rotura</i>	(22)
<i>Palanca</i>	(8)	<i>Tapa 2</i>	(23)
<i>Tubo de contacto</i>	(9)	<i>Cartucho de absorción</i>	(24)
<i>Anillo deslizando</i>	(10)	<i>Tubo direccional</i>	(25)
<i>Laminilla de contacto</i>	(11)	<i>Tobera</i>	(28)
<i>Contacto del conector a tierra</i>	(12)		
<i>Filtro</i>	(13)		
<i>Aislador cónico</i>	(14)		
<i>Tuerca</i>	(15)		

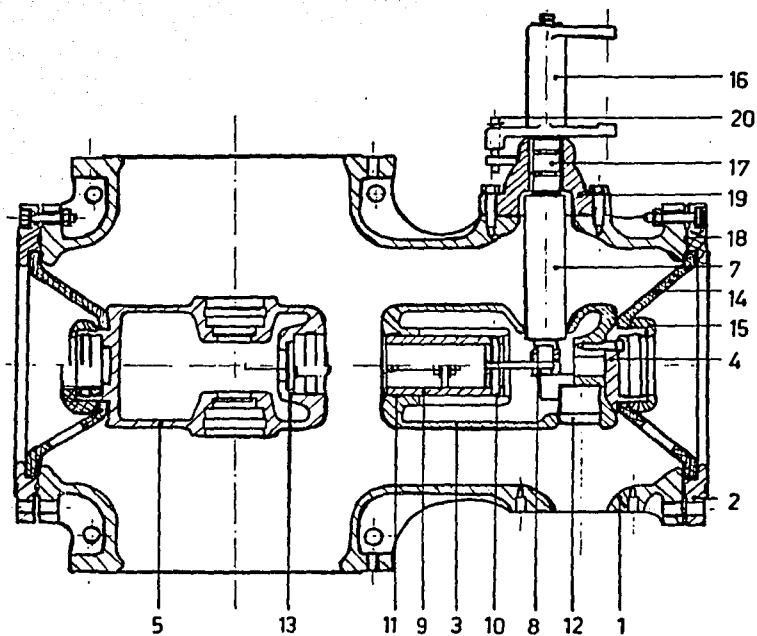


FIG. III-16. Cuchilla seccionadora.

Caja del seccionador

La caja del seccionador (1) con la brida intermedia (2), va montado sobre un aparato blindado y es, al mismo tiempo, soporte del accionamiento por motor. Según el tipo de cuchilla, se montan en forma directa ó con una tapa (2) , en la cual van instalados un vigilante de -

densidad (21) y la placa de ruptura (22). En la tapa (2) va montado igualmente un cartucho de absorción (24). Véase figura III-17.

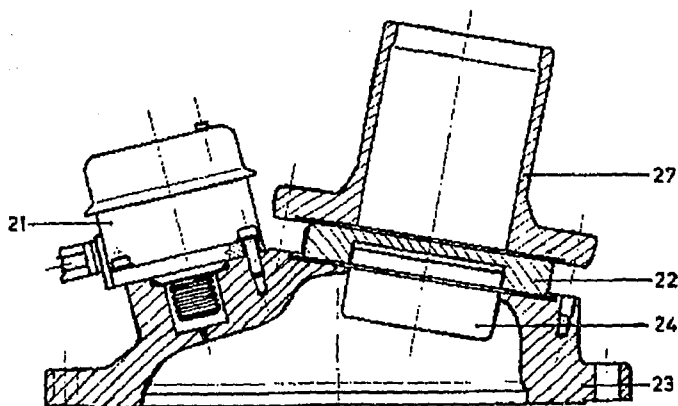


FIG. III-17. Tapa para la cuchilla seccionadora.

Contacto deslizante

En el contacto deslizante (3) van instalados el mecanismo de palanca (8), el tubo de contacto (9) con el anillo deslizante (10), la laminilla de contacto MC (11) y, el contracontacto de la cuchilla a tierra (12), por lo cual; puede ser incorporada una cuchilla de puesta a tierra a la caja de la cuchilla seccionadora.

Contacto principal

En el contacto principal (5) van montados los elementos siguientes: la laminilla MC (11), el filtro (13) y, puede ser incorporado el contracontacto de la cuchilla a tierra o una tapa.

SopORTE

El soporte (6) se compone de un dispositivo de sujeción (4), con un aislador de paso (14) (o de barrera) y laminillas MC (11). La tuerca (15) fija el dispositivo de sujeción en el aislador soporte y el contracontacto (12).

Conexión

El accionamiento de la cuchilla seccionadora puede ser manualmente o por medio de motor. La coordinación para la apertura o cierre de los tres polos se obtiene a través del varillaje tripolar.

Al conectar es transmitido el momento de torsión al tubo de contacto (9) en el contacto deslizante (3), por medio del varillaje de accionamiento tripolar, la palanca (16), el árbol de accionamiento (17), la columna giratoria (7) y el mecanismo de palanca (8).

El tubo de contacto (9) es movido así y empujado dentro del contacto principal (5), cerrando el circuito entre el contacto principal (5) y el contacto deslizante (3).

Desconexión

Al desconectar se desplaza el tubo de contacto (9) en dirección opuesta y separa el contacto principal (5) del contacto deslizante (3).

III.6. Transformador de corriente

Los transformadores de corriente incorporados han sido concebidos como transformadores de núcleo anular. Figura III-18.

Los núcleos están separados eléctricamente y magnéticamente entre sí y se han configurado como núcleos anulares. El material empleado para los núcleos puede, según el empleo que se le dé, en cuanto a potencia, precisión de medición y comportamiento bajo corriente de sobrecorriente, ser de chapa para transformadores con grano orientado o de chapa especial altamente como numetal.

La potencia y grados de precisión de los núcleos son adaptados a los deseos del cliente.

Se pueden obtener diversas relaciones de transformación, disponiendo de derivaciones en el arrollamiento secundario.

El arrollamiento secundario se compone de cobre aislado con barniz. Las espiras están distribuidas uniformemente sobre el contorno del núcleo.

El esquema de la figura III-18 muestra una sección de un transformador de corriente. Un transformador de corriente está compuesto esencialmente de:

- Caja
- Sección de activación
- Arrollamiento primario

Caja del transformador

La caja (1) con la caja de bornes (2) y la brida atornillada completa (3) se compone de aluminio forjado. El tornillo de toma de tierra (4), placa de características (5) y, en caso de transformadores con conmutación secundaria, la placa de esquema (6), van montados en la caja.

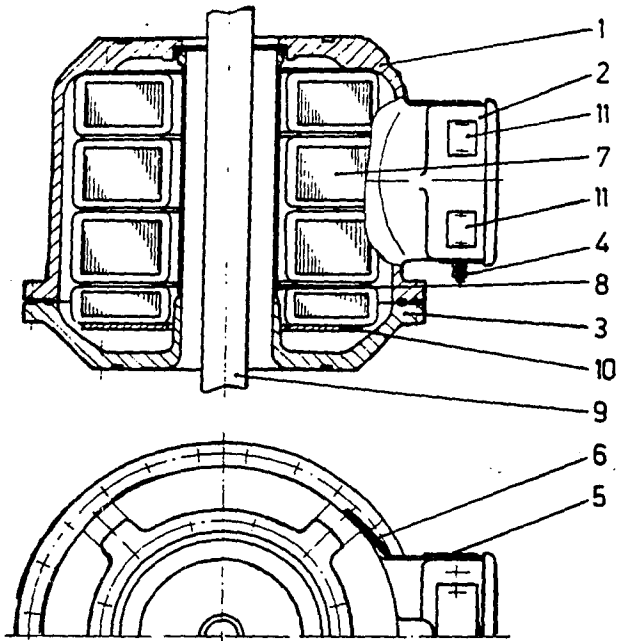
Sección de activación

La sección de activación del transformador consiste en los núcleos (7), el electrodo (8) junto al potencial de tierra (soldado a la brida completa (3) y la placa portadora (10).

Los núcleos se han insertados sobre el electrodo y van fijados a la pared de la caja. Los terminales del arrollamiento son conducidos a la caja de bornes por medio de una placa de paso.

Arrollamiento primario

El arrollamiento primario está representado por el conductor recto (9) de la instalación.



1 Caja del transformador

2 Caja de bornes

3 Brida completa

4 Tornillo de puesta a tierra

5 Placa de características

6 Placa de esquema

7 Núcleo

8 Electrodo

9 Conductor

10 Placa portadora

11 Placa de polaridad

FIG. III-18. Transformador de corriente.

III.7. TRANSFORMADOR DE TENSION

Los transformadores de tensión son del tipo inductivo especiales para el montaje en instalaciones completamente encapsuladas y con aislamiento por gas. El bobinado de alta tensión de una sola etapa ha sido desarrollado como bobinado de capas.

El aislamiento de alta tensión lo constituye el gas SF₆, estando aquí las distintas capas aisladas entre sí adicionalmente mediante un folio de plástico.

Los transformadores de este tipo de construcción han sido diseñados para una tensión de servicio máxima admisible de U_m : 245 kv BIL 950 kv. Cada transformador de tensión forma una cámara separada de gas.

Construcción

Un transformador de tensión está compuesto principalmente de los siguientes elementos:

- Caja
- Grupo activo
- Aislador de alta tensión

Caja del transformador de tensión. Ver figura III-19.

La caja (9) con la tapa atornillada (3) es de aluminio forjado. Los cáncamos (14) van fundidos sobre la caja y tapa. En la tapa van ubicados la caja de bornes (1), la conexión a tierra (4), la placa indicadora de potencia (2), el vigilante de densidad (11), la válvula para el llenado de gas (13) y la placa de rotura. La caja de bornes espaciosa permite el montaje de fusibles.

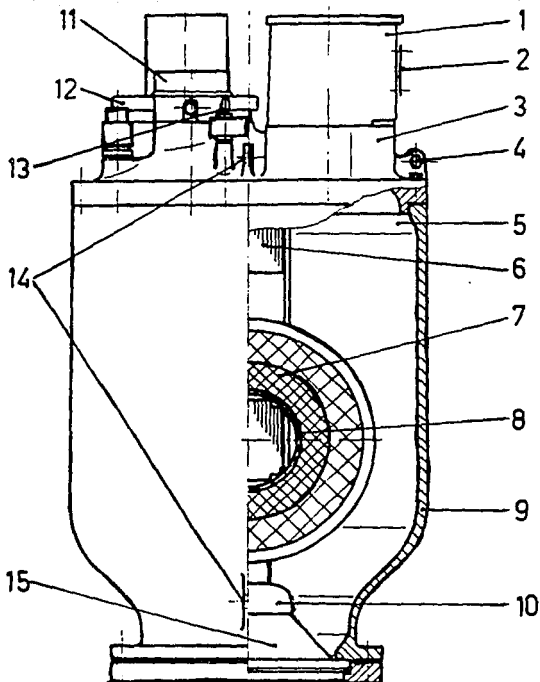
Grupo activo

El grupo activo del transformador va atomillado en la tapa y se compone del núcleo (6), el arrollamiento secundario (8) y el bobinado de alta tensión (7) con el electrodo de alta tensión y la terminal de alta tensión (10), para la incorporación con la intalación.

Los extremos de los arrollamientos secundarios son conducidos fuera de la caja a la caja de bornes (1), a través de un paso múltiple impermeable al gas. El terminal del lado de tierra del bobinado de alta tensión, aislado para 4 kv, es igualmente conducido a la caja de bornes, siendo allí puesto a tierra.

Aislador de alta tensión

Al aislador (15) se le ha dado una forma de cono. La pieza de conexión va incorporada al cono con laminillas MC.



- 1 Caja de bornes
- 2 Placa indicadora de potencia
- 3 Tapa
- 4 Conexión a tierra
- 5 Aislamiento de gas SF6
- 6 Núcleo
- 7 Bobinado de alta tensión
- 8 Bobinado secundario
- 9 Caja

- 10 Terminal de alta tensión
- 11 Vigilante de densidad
- 12 Placa de rotura
- 13 Válvula para llenado de gas
- 14 Cáncamos
- 15 Aislador

FIG. III-19. Transformador de tensión.

III.8. Vigilador de densidad

La capacidad de aislamiento del gas SF₆ depende de la densidad del mismo. Por lo tanto se debe vigilar simultáneamente la presión y la temperatura, en correspondencia con la características del gas SF₆.

Construcción

El aparato se compone esencialmente de un elemento de presión (resorte de compresión (12), fuelle metálico (11), biela de empuje (8), cuyo efecto sobre el microinterruptor (3), es transmitido por medio de un mando basculante bimetálico (tira bimetálica (4), basculador (5)).

Figura III-20.

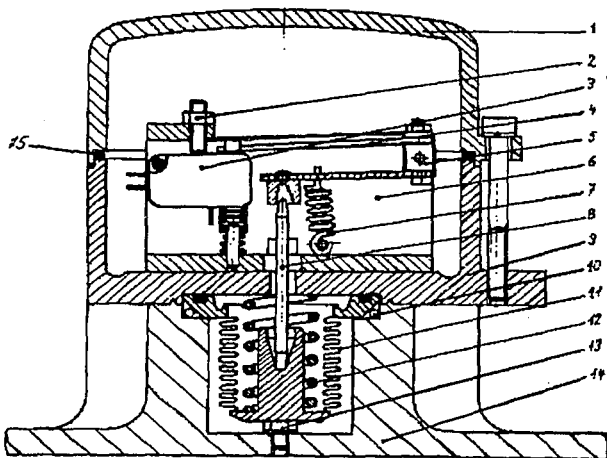


FIG. III-20. Vigilador de densidad.

Leyenda:

<i>1 Tapa</i>	<i>8 Embolo de empuje</i>
<i>2 Tornillo de regulación</i>	<i>9 Caja</i>
<i>3 Microinterruptor</i>	<i>10 Empaquetadura</i>
<i>4 Tira bimetálica</i>	<i>11 Fuelle metálico</i>
<i>5 Basculador</i>	<i>12 Resorte de compresión</i>
<i>6 Soporte</i>	<i>13 Tobera</i>
<i>7 Muelle de accionamiento</i>	<i>14 Aparato SF6</i>
	<i>15 junta</i>

Función

Si desciende la presión por enfriamiento del gas SF6 (la densidad del gas permanece constante), se desplaza el émbolo de empuje hacia abajo. La curvatura de la tira bimetálica en dirección opuesta, impide el accionamiento del micro- interruptor. Los puntos de conmutación permanecen constantes de esta forma.

Desciende la presión continuando la temperatura invariable (fuga), son accionados los microinterruptores por las tiras bimetálicas en consonancia con el ajuste.

Ajuste del aparato

El aparato de control de densidad posee 2, respectivamente tres, microinterruptores ajustables independientemente entre sí, (3), con tornillos de regulación (2). Girando los tornillos de regulación en el sentido de las agujas del reloj, se reduce la presión de ajuste.

El ajuste de actuación del vigilador de densidad está en función de la presión y temperatura de funcionamiento.

Ya que no todos los elementos primarios que componen a la subestación encapsulada en SF6 se encuentran a una misma presión, debido a que están separados por medio de aisladores

barrera, es necesario ajustar los vigiladores de densidad de acuerdo con la presión nominal de cada elemento primario.

Las señales que manda el vigilador de densidad son recibidas en el gabinete de control de cada bahía.

III.9. Monitoreo de la densidad del gas SF₆ por el vigilador de densidad ,en los diferentes compartimentos en que está dividida la subestación.

Las diferentes secciones de la subestación se separan usando los aisladores barrera, siendo verificada la densidad de cada sección mediante los vigiladores de densidad.

Esta división evita por un lado la contaminación del gas de todas las secciones de la subestación, cuando se hacen maniobras con las cuchillas o los interruptores (descomposición del gas SF₆ por la acción del arco eléctrico). Por otro lado evita que la subestación quede totalmente fuera, si fuera necesario abrir un compartimento de la instalación para mantenimiento.

En el diagrama unifilar de la figura III-21 se muestra las diferentes secciones en que está dividida la subestación.

En donde la nomenclatura " G- NUMERO", es para identificar el vigilador de densidad. Como ejemplo se tiene el vigilador de densidad "G-0" que está instalado en cada uno de los interruptores de las tres fases de cada bahía, enviando sus señales al gabinete de control correspondiente.

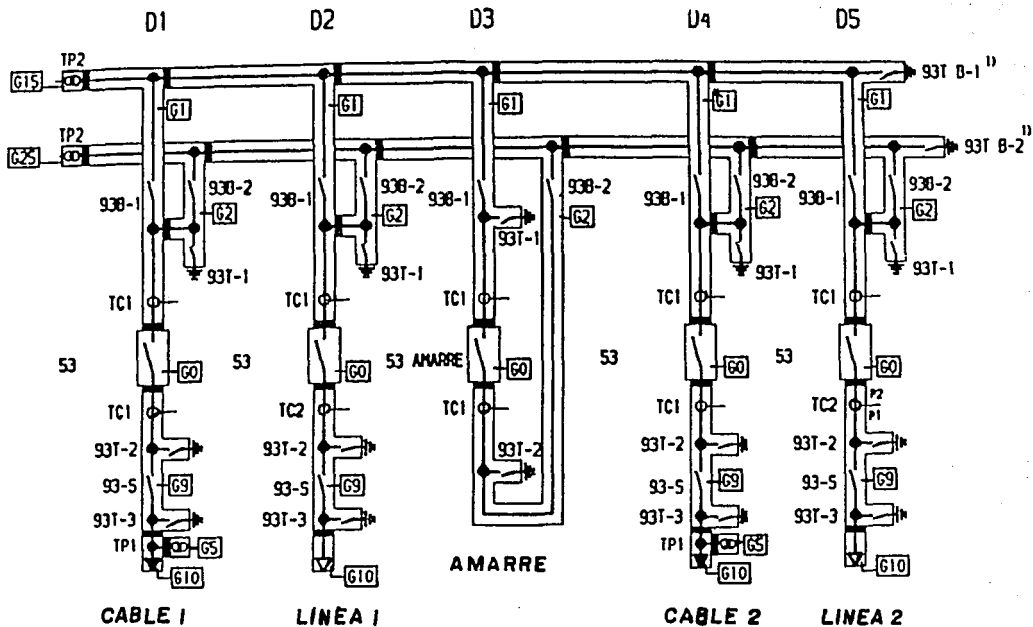


FIG. III 21. Diagrama unifilar del monitoreo del gas SF6 en la subestación.

III.10. Gabinete de control

En el gabinete de control de cada bahía, están reunidos todos los equipos asociados con el control y supervisión de las tres fases que componen la bahía, así como los elementos que la integran. Todos los instrumentos de control e indicación de los aparatos que componen la bahía, son montados en la puerta del gabinete, y son accesibles desde el exterior. Figura III-22.

En la superficie de la puerta del gabinete de control, se encuentra un diagrama mímico con indicadores de posición y los botones necesarios para el control local de las cuchillas e interruptor.

Un interruptor adicional permite la selección del control remoto o la operación local de la bahía.

Abriendo la puerta damos acceso a los dispositivos montados dentro del gabinete.

Gabinete de control:

- 1.- Protección MCBs.
- 2.- Contactores de enclavamiento.
- 3.- Contactor encendido apagado.
- 4.- Contactor auxiliar.
- 5.- Relevadores de tiempo enchufables.
- 6.- Espacio reservado.
- 7.- Bloque de terminales
- 8.- Base de enchufes.
- 9.- Ampermetro.
- 10.- Voltmetro .
- 11.- Interruptor de voltmetro y ampérmetro.
- 12.- Indicador de relevadores.
- 13.- Interruptor local/remoto.
- 14.- Indicador de posición.
- 15.- Botón pulsador encendido/apagado.
- 16.- Interruptor de enclavamiento.

Los relevadores que se encuentran vigilando la bahía de amarre son los siguientes:

- SF6 Baja Presión Segundo paso Interruptor G0.
- Termomagnético de motor de cuchillas fuera.
- SF6 Baja Presión Segundo paso G1,2.
- Alarma Cancelada.
- Falla Voltaje +/- Protección Primaria.
- Prueba de lámparas.
- SF6 Baja Presión Primer Paso G1.
- Tiempo de operación del interruptor.
- Falla voltaje motor.
- Sincronismo de polo de Interruptor.
- Falla voltaje +/- Protección de Respaldo.
- SF6 Baja Presión Primer Paso Interruptor G0.
- Termomagnético TP Barras 1.
- Termomagnético TP Barras 2.
- Falla Bloqueo.
- Operación Incompleta de cuchillas.
- Termomagnéticos Motor Interruptor Fuera.
- SF6 Baja Presión Primer Paso G2.

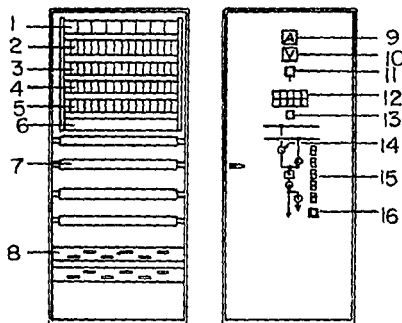


FIG. III-22 Gabinete de control.

III.11. Boquilla SF6-Aire

- Están concebidas para su empleo a la intemperie o en locales cerrados.
- Sirven para la conexión en instalaciones blindadas a las líneas aéreas, transformadores con conducciones de aceite/aire y otras partes de las instalaciones con aislamiento por aire.
- El aislamiento de la conducción de SF6-Aire, se basa en un aislamiento puro de gas SF6 sin electrodos de mando en tensiones parciales.
- La presión del gas SF6 en la conducción corresponde a las de las partes de la instalación.
- Según sea la magnitud de la corriente nominal, es ejecutado el conductor bajo corriente en aluminio o cobre.
- Las distancias necesarias de los pernos de conexión al aire libre de un grupo de conducción trifásico, son obtenidas mediante la combinación con elementos angulares.
- Tanto la forma de conexión como el material pueden ser adaptados al gusto del cliente.

Construcción. Ver figura III-23

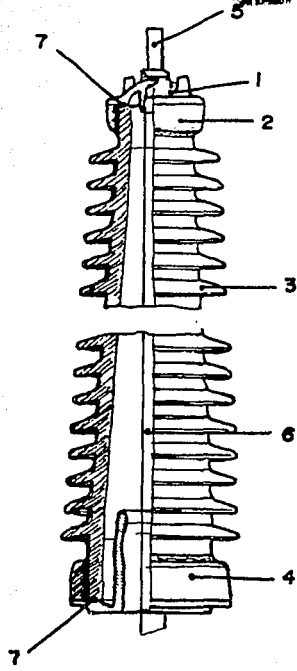
Las armaduras (2) y (4) van fijadas a la porcelana (3).

La tapa (1) va fijada a la armadura (2) y lleva el perno de conexión (5) de la línea aérea. El conductor (6) establece la conexión con la instalación.

Las juntas (7) se han incorporado entre la tapa (1) y el aislador (3).

La conducción está exenta de mantenimiento. Al ensuciarse fuertemente por emisiones industriales o la atmósfera marítima, se recomienda una limpieza regular del aislador de porcelana correspondiente a las circunstancias locales.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA



- 1 Tapa
- 2 Armadura
- 3 Aislador
- 4 Armadura
- 5 Perno de conexión
- 6 Conductor
- 7 Empaquetadura

FIG. III-23. Boquilla SF6-aire.

III.12. Caja terminal para cable

La caja terminal para cables es el punto de unión entre dos sistemas de aislamiento diferentes, el sistema de la instalación y el sistema de cables.

La caja es apropiada para la conducción de cables de aislamiento de aceite, de cables de presión exterior de gas, de cables de presión interior de gas, ya que se tiene que separar el medio aislante del cable del de gas SF₆ de la instalación.

Construcción

La construcción de la caja terminal para cables está representada en la figura III-24. La caja terminal consta esencialmente de las siguientes partes:

- carcasa
- aislador
- terminal de conexión
- electrodo

Carcasa

La caja terminal para cables está compuesta de 2 carcasas de fundición de aluminio (1). Las bridas de la carcasa en T concuerdan con las de la instalación. La brida inferior de la carcasa cónica está ajustada al aislamiento cónico del suministrador del cable.

Aislador

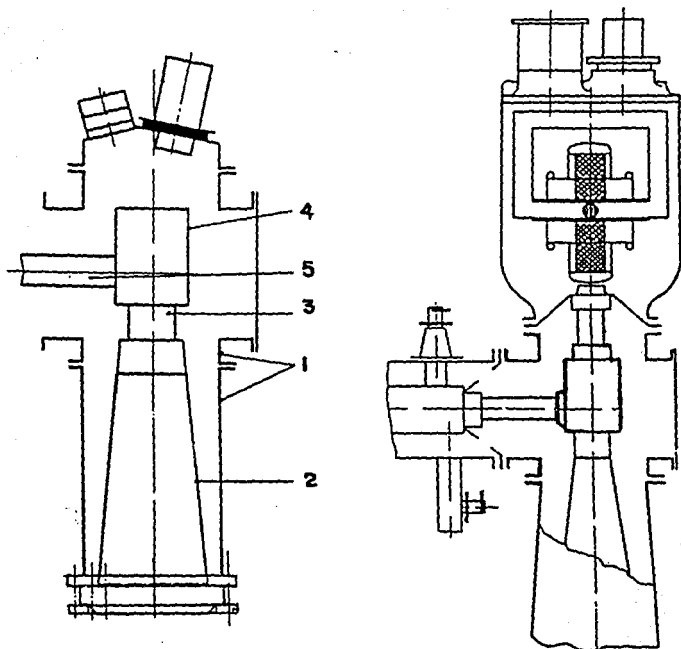
El aislador (2) de resina colada resistente al aceite, impermeable al gas y resistente a la presión tiene como misión separar el medio aislante del cable del gas aislante SF₆. En el interior se encuentra el aislamiento de alta tensión del cable y un electrodo de pantalla, el cual asume el blindaje eléctrico del punto de unión del conductor con el terminal de conexión (3).

Terminal de conexión

El terminal de conexión (3) se encuentra en la parte superior del aislador y puede ser instalado un transformador de potencial o una tapa según la necesidad.

Electrodo

El electrodo (6) hecho de fundición de aluminio es el elemento de unión entre el cable y la instalación.



- 1 Caracasa
- 2 Aislador
- 3 Terminal de conexión
- 4 Electrodo
- 5 Conductor de unión

FIG. III-24. Caja terminal de cable.

III.13. Cuchilla de puesta a tierra

Las cuchillas de puesta a tierra han sido concebidas como elementos incorporables, es decir, que pueden ser montadas a los elementos primarios que dispongan para ello, como en el caso de la cuchilla seccionadora. Pueden aplicarse como cuchillas a tierra de trabajo tripolares, de accionamiento eléctrico, o unipolar de accionamiento manual.

También puede emplearse como cuchilla a tierra tripolar rápida, la cual sirve para descargar líneas de transmisión o cables de potencia. Tres cuchillas a tierra forman una unidad tripolar montada en la instalación, juntamente con el accionamiento.

La coordinación de las tres cuchillas se obtiene por medio del varillaje y es accionado por un motor eléctrico de corriente directa.

Construcción

En la figura III- 25 se muestra una sección de un polo en la posición "desconectado".

Un polo está compuesto esencialmente por los siguientes grupos principales:

Caja de la cuchilla a tierra

Arbol completo

Palanca con enbridamiento y varilla de conexión

Contacto del conector a tierra

Función

La cuchilla a tierra está compuesta por la caja de la cuchilla (1) con contacto incorporado de la cuchilla a tierra (2.....7 (24)) y con una varilla de conexión (10), accionada por una palanca (8) y el enbridamiento (9). El árbol de accionamiento (11) es conducido al exterior a través de la caja de la cuchilla a tierra. Con un movimiento de giro de 90⁰ son accionadas las cuchillas a tierra

con sus palancas (12) correspondientes de forma tripolar o monopolar. La posición momentánea de "conectada" o "desconectada" es señalizada por un indicador de posición en el varillaje de accionamiento con "conectada" o "desconectada" y se asegura mediante la inserción de un perno (13). El contracontacto de la cuchilla a tierra (14) está incorporado en distintos electrodos y soportes.

La cuchilla a tierra no permite ninguna operación de cierre, si parte de la instalación donde se encuentra instalada está energizada. Esto se consigue por medio de bloqueos eléctricos. El bloqueo mecánico se consigue por medio del perno (13).

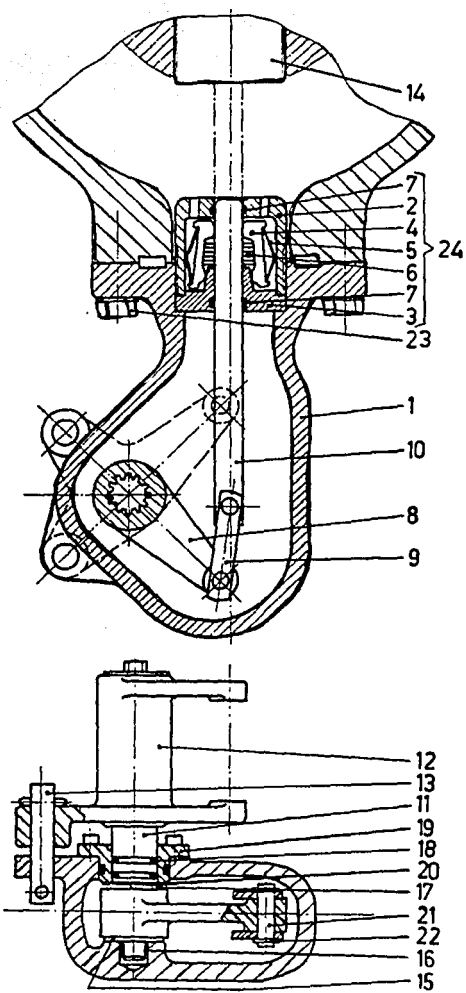


FIG. III-25. Sección de un polo de la cuchilla a tierra.

Leyenda:

1 Caja	13 Perno de seguridad
2 Anillo de arco	14 Contracontacto de la cuchilla de puesta a tierra
3 Soporte	15 Arandela
4 Dedo de contacto	16 Casquillo del cojinete
5 Muelle de contacto	17 Anillo de seguridad
6 Cesta	18 Anillo de empaquetadura
7 Cojinete	19 Casquillo de cojinete
8 Palanca	20 Arandela
9 Embridamiento	21 Perno
10 Varilla de conexión	22 Abrazadera de seguridad
11 Arbol	23 Tornillo de fijación
12 Palanca de accionamiento	24 Contacto de la cuchilla a tierra

III. 14 . Cuchilla a tierra aislada

Con la cuchilla a tierra aislada integrada, existe la posibilidad adicional de efectuar mediciones , o sea que puede transmitirse desde afuera una corriente de medición al interior (el conductor) con la cuchilla a tierra conmutada (conectada). La diferencia de la cuchilla a tierra montada normalmente, consiste solamente en la forma de ejecución de la parte de las bridas del cárter de la cuchilla a tierra, del material de sujeción tornillos, placas de apoyo, así como de la empaquetadura de la brida; esta última es confeccionada con una mezcla de cauchos especial de resistencia eléctrica elevada. Por cada cuchilla a tierra se montan dos mallas de cobre, que permiten la continuación de puesta a tierra de la envolvente, cuando la cuchilla se encuentra desconectada. Posición de la cuchilla a tierra unipolar aislada, ver la figura III-26.

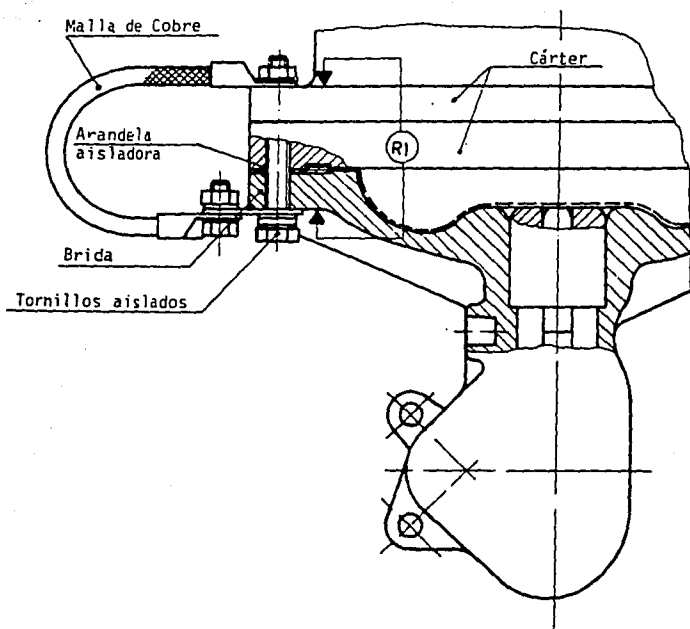


FIG. III-26. Aislamiento entre el cárter del elemento de la instalación y la cuchilla unipolar aislada

Constitución del estado de medición

Para la medición se precisan dos seccionadores de puesta a tierra, uno de ellos unipolar aislado para la alimentación de la corriente de medida y el otro para el retorno de la corriente para el blindaje, figura III-27.

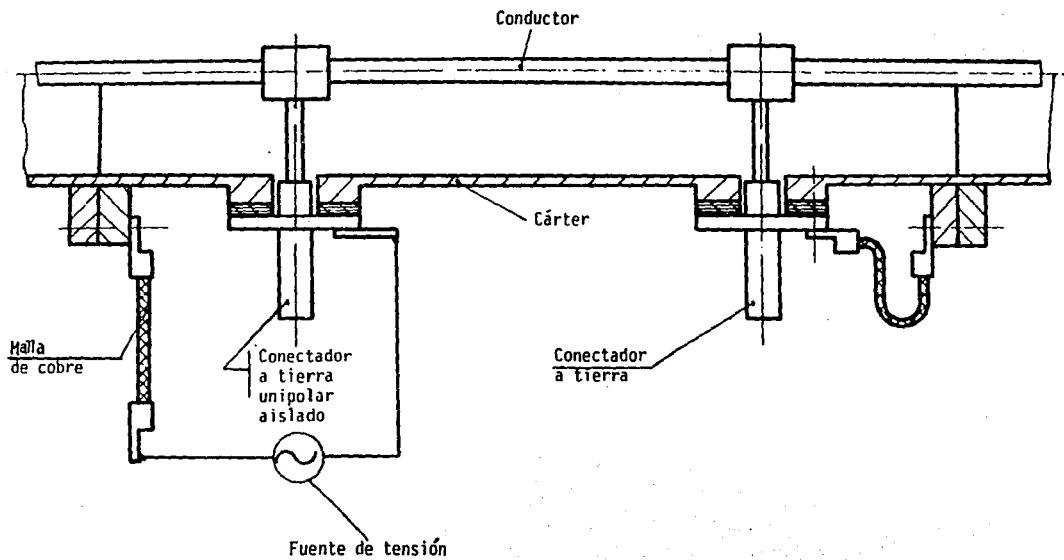


FIG. III-27. Disposición de medida.

Constitución del estado de medición

- Eliminar la tensión en la parte de la instalación en que se efectúa una medición.
- Conectar la cuchilla a tierra en el circuito de medición.
- Desacoplar las mallas de cobre de la cuchilla a tierra unipolar aislada.
- Empalmar la fuente de tensión entre la brida la cuchilla a tierra aislada y el cárter.

Constitución del estado de servicio

- Empalmar las mallas de cobre .

III.15. Cuchilla rápida de puesta a tierra

Descripción.

La cuchilla a tierra se utiliza normalmente para puestas a tierra normales de partes de la instalación sin tensión. Sin embargo, también permite la conexión de secciones bajo tensión con la corriente de corto circuito resultante de esta operación, cuando se descargan cables de potencia o líneas de transmisión para mantenimiento. Las cuchillas rápidas de puesta a tierra se atornillan a las envolturas conectadas a tierra. Por consiguiente, resultan superfluos los conductores especiales de puesta a tierra que van a la cuchilla rápida de puesta a tierra. En caso de necesidad, las cuchillas rápidas de puesta a tierra pueden incorporarse aisladas con respecto a las envolturas, como se vio anteriormente.

Las tres cuchillas rápidas monofásicas, de puesta a tierra están acoplados al mecanismo de maniobra motorizado por medio de un varillaje. Durante la maniobra de cierre, se tensan primeramente los muelles en los tres mecanismos de cierre rápido. Inmediatamente antes del final de la carrera del varillaje, se desengatillan los muelles y cierran las varillas de contacto a alta velocidad.

El mecanismo de maniobra motorizado se encarga de retroceder la varillas de contacto durante la maniobra de apertura.

La construcción de esta cuchilla es exactamente igual que la cuchilla de puesta a tierra.

El mecanismo de maniobra motorizado se encarga de retroceder la varillas de contacto durante la maniobra de apertura.

La construcción de esta cuchilla es exactamente igual que la cuchilla de puesta a tierra.

III. 16. Cajas de empalme.

La conexión entre los diferentes elementos que componen la subestación blindada en SF6, se lleva a cabo por medio de las cajas de empalme (cárter). Los cuales además de constituir puntos de ensamble, permiten cualquier tipo de arreglo en alta tensión (doble barra con interruptor de amarre).

Las distancias necesarias de los pernos de conexión al aire libre de las boquillas SF6-Aire de un grupo de conducción trifásico, son obtenidos mediante la combinación de conectores angulares.

Los siguientes tipos de conectores son manufacturados:

- Módulo largo de sección recta
- Conector en forma de "T"
- Conector en forma de cruz
- Conector con ángulo de 90 grados
- Conectores con curvatura diferente a 90 grados.

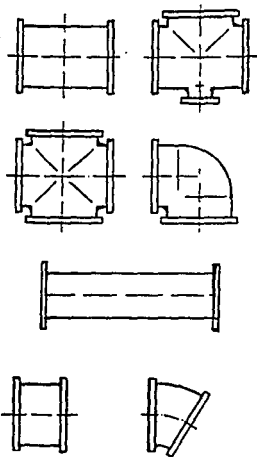


FIG. III-28. Tipos de cajas (cárter) para conexión

III.17. Características Técnicas de la Subestación Encapsulada en SF6

1. Características generales de la instalación.

Ejecución	Interior
Temperatura ambiente interior	-10...+40 °C
Tensión nominal	230 kV
Tensión máxima nominal	245 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal de servicio:	
- secciones de salida	2000 A
- secciones de acoplamiento	2000 A
- barras colectoras	2000 A
Pérdidas de gas por año	menor de 1% en volumen
Nivel de aislamiento al impulso 1.2/50 microsegundos	950 kV
Nivel de aislamiento a 60 Hz / 1 min.	395 kV
Corriente nominal de cortocircuito de corta duración 1 s (térn.)	40 KA
Corriente nominal de onda de choque, valor de cresta (dín.)	100 KA
Aumento de la temperatura con corriente nominal de servicio:	
- conductor	menor o igual a 65 °C
- envoltura	menor o igual a 30 °C
Presión de ensayo de la envoltura	35 bar de sobrepresión

Presiones del gas (sobrepresión a 20 °C)

Presión de respuesta de los discos de ruptura

- Elementos de la instalación	7,35 +/- 0,35 bar
- Disyuntor	10,34 +/- 0,5 bar

Vigilador de densidad

Sobrepresión de alarma

- Elementos de la instalación	4,6 bar
- Disyuntor	7,2 bar

Presión nominal de servicio

- Elementos de la instalación	4,0 bar
- Disyuntor	6,4 bar

Presión de relleno

- Elementos de la instalación	3,5 bar
- Disyuntor	5,9 bar

*Presión mínima de servicio

- Elementos de la instalación	3,3 bar
- Disyuntor	5,7 bar

* Los valores garantizados se cumplen a esta presión.

2. Interruptor.

Corriente de corte nominal, simétrica, I _a	40 KA
Pendiente de la tensión de restablecimiento	2 KV/seg
Corriente nominal de cierre bajo corto circuito	
I _e (valor cresta):	100 KA
Tiempo de corte máx.	50 ms +/- 10 %
Peso del gas por polo	10 Kg
Peso (con mecanismo de maniobra)	1150 Kg

3. Cuchilla seccionadora

Peso (sin mecanismo de maniobra) por polo	95 Kg
Corriente permanente nominal	2000 A
Corriente de cortocircuito nominal 1 seg.	40 KA
Nivel de aislamiento al impulso 1.2/50 microsegundos:	950 kV

4. Cuchilla de puesta a tierra rápida.

Corriente de cierre bajo cortocircuito
I_e (valor de cresta): 100 KA
 Peso (sin mecanismo de maniobra) por polo 15 Kg
 Mecanismo de maniobra (tripolar)

5. Transformador de tensión.

Peso por polo 230 Kg
 Ejecución según norma ANSI
 Potencia límite, térmica 2000 VA
 Factor de tensión nominal/tiempo 1:73 Un, 1 min.

TP2:

Tensión nominal de diseño 95.5/1.73 KV
 Relación de transformación 400 & 400 & 800: 1
 Potencia y clase de precisión 0.3 WY/0.6 Y / 0.6 Y

6. Boquilla SF-Aire.

Peso por polo 180 Kg
 Distancia de fuga superficial 4298 mm
 Nivel de aislamiento bajo condiciones normales (CEI):
 Aislamiento interior (gas de SF6) 550 KV
 Aislamiento exterior (aire) 650 KV

7. Transformador de corriente

Peso por polo 250 kg
 Ejecución según norma ANSI
 Capacidad de carga permanente, térmica 1.33 In

Bahía	TC	Núcleo	Relación de transformación	Clase
D1,D3,D4	TC1	A	400/800/1200:5 A	C200
		A	400/800/1200:5 A	C200
D1,D5	TC1	A	400/800/1200:5 A	C200
		A	400/800/1200:5 A	C200
	TC2	B	400/800/1200:5 A	0.3 B 0.1
		A	400/800/1200:5 A	a 0.3 B 1.8 C200

Se hará un breve estudio sobre los valores nominales que garantiza el fabricante en el interruptor blindado en SF6.

El interruptor cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, bajo condiciones normales o de disturbio, tendrá que satisfacer dichas exigencias de operación.

El interruptor encapsulado en SF6 montado en la instalación, puede interrumpir una corriente nominal simétrica de 40 kA; por lo que la capacidad interruptiva es de:

$$\begin{aligned} \text{Potencia de corto circuito}_{\text{simétrica}} &= \sqrt{3} (\text{Tensión Nominal}) (I_{cc_{\text{simétrica}}}) \\ &= \sqrt{3} (230 \times 10^3)(40 \times 10^3) \\ &= 16\,627 \text{ MVA} \end{aligned}$$

De acuerdo al fabricante la corriente nominal de cierre bajo corto circuito es de 100 kA.

Lo cual verificamos con la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} I_{\text{cierre}} &= 1.8 \sqrt{2} (I_{cc_{\text{simétrica}}}) \\ &= 1.8 \sqrt{2} (40 \times 10^3) = 101.82 \text{ kA} \\ &\approx 100 \text{ kA} \end{aligned}$$

La corriente nominal de cortocircuito de corta duración, es el valor eficaz de la corriente que el interruptor puede conducir en posición cerrada sin sufrir daño durante un tiempo dado. El fabricante garantiza 40 kA durante un segundo.

Determinaremos a modo de ejemplo la sobretensión que se presenta en los contactos del interruptor, al desconectar el transformador en vacío de 60 MVA, tres fases, 60 Hz, 230kV/23kV, en el lado de las barras de 230 kV; suponiendo que la corriente de excitación sea de 3 A y la capacitancia del transformador sea de 6000 pF.

La corriente nominal del transformado en el lado de 230 kV es de:

$$I_n = \frac{60 \times 10^3}{\sqrt{3} (230)} = 150.61 \text{ A}$$

El voltaje al neutro en vacío es :

$$\text{Voltaje nominal} = V_n = X_0 (I_{exc})$$

$$X_0 = \frac{V_n}{I_{exc}} = \frac{230 \times 10^3}{\sqrt{3} (3)} = 44.26 \text{ k}\Omega$$

X_0 .- reactancia de excitación:

$$X_0 = \omega L_0,$$

L_0 .- Inductancia:

$$L_0 = \frac{X_0}{2 \pi f} = \frac{44.26}{2 \pi (60)} = 117.40 \text{ Henrys}$$

La tensión que se presenta por la interrupción de corriente en vacío es de:

$$V_0 = \sqrt{2} \sqrt{\frac{L}{C}} (I_0)$$

$$= \sqrt{2} \sqrt{\frac{117.40}{6000 \times 10^{-12}}} (3) = 593.46 \text{ kV}$$

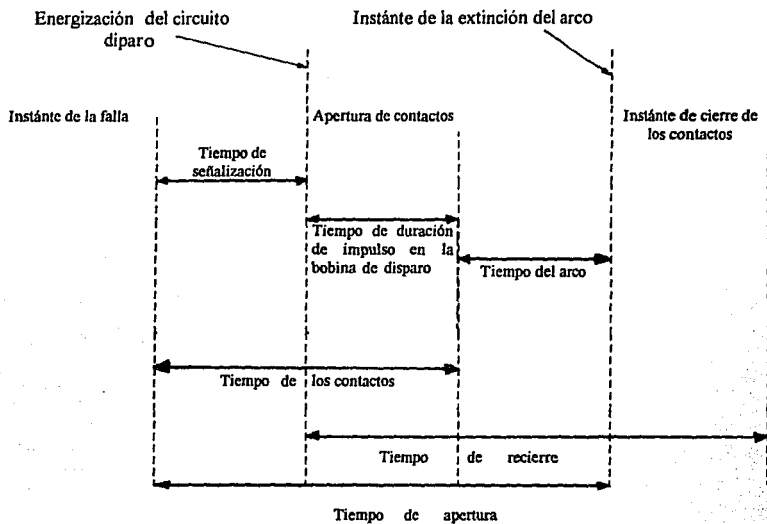
La secuencia nominal de maniobras, según datos de placas es lo siguiente:

$$A - t_u - CA - t - CA, \quad t_u = 0.3 \text{ seg.}, \quad t = 3 \text{ min.}$$

Lo anterior significa que cuando ocurre una falla abre (A), deja transcurrir 0.3 segundos y cierra siguiendo una apertura si la falla persiste (CA), dejando transcurrir ahora 3 min y vuelve a ocurrir la maniobra cierre-apertura (CA).

El tiempo de corte máximo es de 50 ms +/- 10%.

Los valores son según se ilustra los diferentes componentes del tiempo de operación del interruptor.



CAPITULO IV. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACION CRITERIOS DE REVISION

IV.1. Mantenimiento de subestaciones en gas SF6

La utilización de estas subestaciones ha permitido una considerable reducción en los costos de mantenimiento, debido a que no hay influencias externas (basura, polvo, etc.) y a los reducidos procedimientos de seguridad, ya que las partes energizadas están totalmente aisladas (encapsuladas).

El mantenimiento de las subestaciones encapsuladas en SF6 puede subdividirse en dos bloques:

El primero se refiere al mantenimiento de los elementos que componen la subestación (interruptores, cuchillas, etc.), éstos elementos han sido dimensionados para largos intervalos de mantenimiento. Así, el reemplazo o reinstalación de elementos fallados toma poco tiempo, aunque esto puede ser prácticamente eliminado si se tienen óptimos sistemas de diseño.

El segundo bloque comprende la inspección a intervalos fijos de la humedad y la cantidad de productos de descomposición en el hexafluoruro de azufre. Esta inspección determinará la calidad del gas, y por lo tanto; el nivel de aislamiento que se tiene en la subestación.

IV. 2.Mantenimiento y revisión de los elementos que componen la Subestación Encapsulada en SF6 de 230 kV Tipo Interior.

En las páginas siguientes se dará las recomendaciones del fabricante para los periodos y trabajos de mantenimiento.

Los aparatos de la subestación encapsulada en SF6 han sido dimensionados básicamente para largos intervalos de mantenimiento. Bajo condiciones de operación y del medio ambiente

normales, sólo necesitan un mantenimiento periódico las piezas de la instalación móviles o maniobrables. Los criterios de mantenimiento indicados a continuación se refieren a las condiciones normales (ninguna condición corrosiva del medio ambiente y temperaturas moderadas). Y deberán considerarse, por consiguiente, como datos de orientación.

Criterios de enjuiciamiento para el mantenimiento:

- Duración del funcionamiento del equipo.
- Número de maniobras mecánicas.
- Número de maniobras bajo carga y corrientes de cortocircuito.

Por razones relacionadas con la seguridad de la operación, las revisiones sólo deberían ser realizadas por el fabricante o bien bajo su dirección.

Medidas de precaución para trabajos de mantenimiento:

Tanto las maniobras con mando a distancia como las maniobras intempestivas pueden resultar peligrosas para el personal de mantenimiento durante las verificaciones en los aparatos de maniobra de SF₆.

Por esta razón, es preciso prever las medidas de precaución adaptadas a las circunstancias del caso concreto para asegurar la protección del personal y de los aparatos de maniobra.

En caso de revisión, los correspondientes aparatos de maniobra deberán desconectarse de la red de alta tensión antes de la iniciación de los trabajos de mantenimiento, y se conectarán a tierra con los dispositivos previstos con este fin.

Se recomienda asegurar estos dispositivos de puesta a tierra, en posición cerrada, por medio de bulones y un candado. Después de desconectar la tensión de mando, es preciso destensar los muelles de cierre y apertura de los interruptores automáticos y de los seccionadores bajo carga,

por medio de maniobras CERRAR-ABRIR.

IV.3. Mantenimiento del interruptor automático en SF6

Los interruptores automáticos de este tipo de instalación requieren muy poco mantenimiento.

Los criterios de control y mantenimiento que se detallan a continuación se refieren al interruptor automático bajo condiciones de servicio normales y, por consiguiente, deberán considerarse de orientación.

IV.4. Criterios de revisión para el interruptor

Los criterios de apreciación para inspecciones y revisión son:

- Duración de servicio.
- Numero de maniobras mecánicas.
- Suma de corrientes de cortocircuito o
- Numero de maniobras bajo corto circuito.

Intervalos de mantenimiento.

Inspecciones visuales: 1 a 2 veces por año, por el personal de la instalación.

Verificación del estado: Aproximadamente cada 5 años por el personal de la instalación.

Verificaciones de estado, de mayor amplitud: Cada 8 a 10 años por el personal de la instalación.

Revisión:

Cada 15 a 20 años, o tras 2,500 maniobras de CIERRE-APERTURA, o cuando la suma de los cuadrados de las corrientes de corto circuito en una fase llegue a $20000 (KA)^2$, o cuando los resultados de las verificaciones de mayor amplitud exijan una revisión.

Criterios de revisión para el interruptor automático

Según sea la posibilidad de registro de maniobras de corte por cortocircuito, se elegirá uno de los métodos A, B ó C indicados a continuación para la determinación del momento en el que sea preciso efectuar la revisión. En cada uno de estos métodos, una interrupción de corta duración sin éxito deberá considerarse como dos maniobras de apertura. Las aperturas con corrientes de carga inferiores a la corriente nominal se consideran como maniobras mecánicas.

A . Suma de las corrientes de corto circuito.

Si se registran los valores eficaces de las corrientes de apertura bajo cortocircuito I_a , el interruptor automático debería revisarse tan pronto como la suma de los cuadrados de las corrientes de apertura en una fase llegue al valor de $20000 (kA)^2$.

$$(I_a)^2 = 20000 (kA)^2$$

B . Número de aperturas bajo cortocircuito n_I .

Si sólo se registra el número de maniobras de corte bajo cortocircuito, y se suma por debajo para cada fase, la figura IV-1 permite determinar el número admisible de aperturas bajo cortocircuito para la correspondiente potencia de ruptura bajo cortocircuito de la estación con la que se cargué al máximo el interruptor automático.

Cuando no se sepa de manera inequívoca en cuál de las fases se produjo la apertura bajo cortocircuito, dicha maniobra deberá considerarse para cada una de las fases.

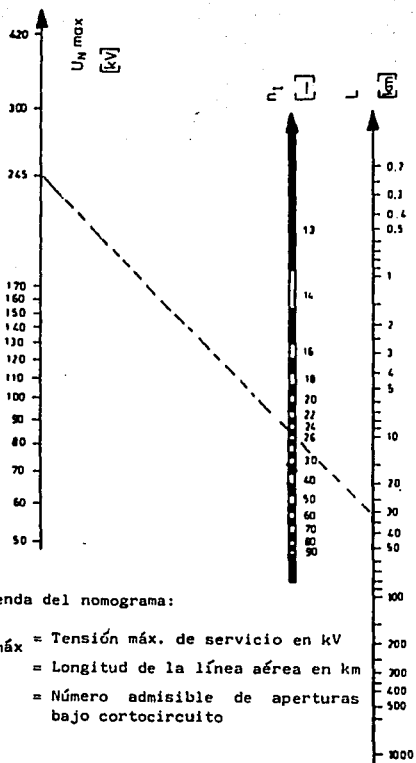


FIG. IV-1. Nomograma para determinar el número máximo de maniobras bajo cortocircuito: para una tensión máxima de operación y longitud de la línea aérea en kilómetros.

C. Duración de servicio.

Cuando no sea posible aplicar ninguno de los métodos A ó B, se podrá apreciar, de acuerdo con la fórmula C indicada a continuación, el número de años de servicio requeridos por un interruptor automático para que llegue a la suma admisible de corrientes de cortocircuito. El interruptor automático deberá revisarse al cabo de "a" años.

$$a = n_I / (0,04 \times L)$$

$$a \leq 20$$

Leyenda:

I_a = Corriente de ruptura en kA.

L = Longitud de la línea aérea en Km.

0,04 = Factor calculado en base a la estadística de perturbaciones.

n_I = Número admisible de maniobras de corte bajo cortocircuito según B.

a = Número de años de servicio hasta la revisión.

Mantenimiento en caso de indicación del vigilador de densidad.

- Señal 1 del vigilador de densidad (rellenar).

El interruptor automático puede funcionar todavía con plena seguridad. Rellenar gas seco a la presión nominal.

- Señal 2 del vigilador de densidad (bloqueo, alarma).

Bloquea, normalmente, mediante el mando externo, las maniobras de "cierre-apertura" por interrupción de los circuitos de corriente de mando. El interruptor automático no se encuentra listo para un servicio seguro, pero puede soportar la tensión de servicio. Rellenar inmediatamente gas seco o desenergizar el interruptor automático. Determinar la causa de la alarma y eliminarla.

IV.5. Trabajos de mantenimiento en el interruptor

Inspección visual:

a) Medir la presión con el manómetro enchufable, y compararla con la curvatura de presiones de gas (considerar la temperatura). Rellenar con SF₆ cuando la presión haya descendido a un valor próximo al de relleno.

b) Amortiguador de apertura.

 Checar las condiciones del amortiguador.

c) Calefacción del mecanismo de maniobra y control de funcionamiento.

d) Contador de maniobras

 Anotar la indicación del contador.

Verificación de estado:

 Como complemento a la inspección visual:

NOTA: Desenergizar el interruptor automático y conectarlo a tierra por ambos lados.

e) Maniobra de ensayo "abrir-cerrar".

f) Vigilador de densidad

 Determinar los puntos de maniobra por reducción de presión, y compararlos con las curvas de presiones de gas. Cuando se observe una desviación inadmisibles, ajustar nuevamente el vigilador de densidad o sustituirlo.

g) Humedad y calidad del gas

 Checar la cantidad de humedad y productos de descomposición en el gas SF₆.

 En caso de humedad en el gas demasiado elevado, abrir el interruptor automático y sustituir el adsorbedor.

Verificación de estado, ampliada.

- Inspección visual: Puntos a hasta d.
- Inspección de estado: Puntos e hasta g.

Adicionalmente se verificará el ajuste del varillaje, para un buen funcionamiento de las maniobras del interruptor.

Revisión.

Secuencia de las operaciones de acuerdo con las instrucciones especiales.

Alcance de los trabajos:

- Desenergizar el interruptor automático.
- Evacuar el gas.
- Elementos de corte: extraer, limpiar inmediatamente, sustituir contactos, tobera y adsorbedor.
- Cuba: Limpiar inmediatamente.
- Escape: Limpiar inmediatamente, sustituir contactos.
- Revisar el mecanismo de maniobra.
- Amortiguador de apertura: verificar las condiciones del amortiguador.
- Gas SF₆: rellenar, observar la calidad del gas, verificar humedad.
- Verificación de la estanqueidad: inspeccionar todas las superficies de estanqueidad accesibles.
- Control de funcionamiento: maniobras de prueba, verificar puntos de actuación del vigilador de densidad y verificar circuitos de mando.

RESUMEN DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO DEL INTERRUPTOR AUTOMATICO DE SF6

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERIODO DE MANTENIMIENTO	TRABAJOS DE MANTENIMIENTO
Verificación visual	Aprox. anualmente	<ul style="list-style-type: none"> - Checar las condiciones del amortiguador. - Verificación funcional de la calefacción del mecanismo de maniobra. - Indicación del contador de maniobras.
Verificación de estado	Aprox. cada 5 años	<p>Como complemento a la verificación visual:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Maniobra de prueba cerrar-abrir.
Verificación de estado ampliada	Aprox. cada 8-10 años	<p>Como complemento a la verificación visual:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Maniobra de prueba CERRAR - ABRIR. - Verificación del ajuste del varillaje. - Estado de la lubricación del mecanismo de maniobra.
Revisión	Tras cada 15 a 20 años, o tras 2500 maniobras, o al llegar a la suma de los cuadrados de las corrientes de apertura, o cuando así lo exijan los resultados de la verificación.	<ul style="list-style-type: none"> - Verificar o sustituir los contactos y la tobera. - Verificar las piezas del mecanismo de maniobra dentro y fuera de la cámara de gas. - Sustituir la juntas del eje giratorio. - Checar condición del amortiguador. - Lubricar mecanismo de maniobra y varillaje - Limpieza completa. - Verificar el ajuste. - Maniobras de prueba cerrar-abrir.

IV.6. Mantenimiento de la boquilla SF6-aire

Normalmente está exenta de mantenimiento la boquilla SF6-aire. Al ensuciarse fuertemente por emisiones industriales o la atmósfera marítima, se recomienda una limpieza regular del aislador de porcelana correspondiente a las circunstancias locales.

IV.7. Trabajos de mantenimiento de la cuchilla rápida de puesta a tierra.

Visión de conjunto del mantenimiento

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERIODO DE MANTENIMIENTO	TRABAJOS DE MANTENIMIENTO
Verificación funcional Verificación de estado.	Aproximadamente cada 5 años	- Maniobra de prueba cerrar-abrir. - Comparar tiempos de marcha del motor.
Revisión de los contactos	Tras un cierre sobre cortocircuito	- Verificación y limpieza de los aisladores y piezas metálicas. - Verificar contactos
Revisión	Tras 2500 maniobras, o cuando así lo exijan los resultados de la verificación.	- Sustituir los retenes del eje giratorio. - Verificar o sustituir los contactos. - Lubricar el mecanismo de maniobra y el varillaje. - Verificar las piezas móviles mecánicas.

IV.8. Mantenimiento para la cuchilla de puesta a tierra.

Resumen de los trabajos de mantenimiento para la cuchilla de puesta a tierra.

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERIODO DE MANTENIMIENTO	TRABAJOS DE MANTENIMIENTO
Verificación funcional	Aprox. cada 5 años	- Maniobra de prueba CERRAR - ABRIR.
Verificación de estado		- Comparar los tiempos de marcha del motor.
Revisión	Tras 2500 maniobras, o bien cuando los resultados de la verificación funcional así lo exijan.	- Verificar o sustituir los contactos. - Sustituir las juntas del eje giratorio. - Lubricar el mecanismo de maniobra y el varillaje. - Verificar las piezas móviles mecánicas.

IV.9. Mantenimiento de la cuchilla desconectadora

Es necesario tomar las medidas de seguridad adecuadas para efectuar los trabajos de mantenimiento en la cuchilla desconectadora, para esto se elimina la tensión en la sección de la instalación y se pone a tierra a través de la cuchilla de puesta a tierra. Cuando se encuentra la cuchilla desconectadora en la posición abierta, se introduce el perno de seguridad; de esta forma se impide la conexión de la cuchilla desconectadora y de la desconexión de la cuchilla de puesta a tierra.

Resumen de los trabajos de mantenimiento de la cuchilla seccionadora.

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERIODO DE MANTENIMIENTO	TRABAJOS DE MANTENIMIENTO
Verificación funcional Verificación de estado	Aprox. cada 5 años	- Maniobra de prueba CERRAR-ABRIR. - Comparar los tiempos de marcha del motor. - Verificar la profundidad de inmersión y el estado de los puntos de contacto a través de la mirilla de observación.
Revisión	Tras 2500 maniobras, o bien cuando los resultados de la verificación funcional así lo exijan.	- Verificar o sustituir los contactos. - Sustituir las juntas del eje giratorio. - Verificar las piezas móviles mecánicas. - Lubricar el mecanismo de maniobra y el varillaje. - Limpiar las piezas internas.

IV.10. 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 importantísimo 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 y productos de arqueo, los cuales dañan al equipo eléctrico.

Es necesario tomar en cuenta que algunas impurezas se encuentran presentes en el gas nuevo, como resultado del proceso de manufactura. Otras se generan por las descargas eléctricas durante la operación del equipo eléctrico. Su importancia varía considerablemente dependiendo de la naturaleza del equipo y de las medidas tomadas por el fabricante en el diseño del mismo.

No existen reglas precisas concerniente a los límites aceptables de impurezas en el gas SF₆ en servicio, ya que dependen del diseño y localización del equipo: distancia mínima de flámé, 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 adsorbentes, 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.

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

1.- Punto de rocío.

2.- Productos de descomposición del gas SF₆

Acidez y fluoruros hidrolizables.

1.- Punto de rocío.- Es la temperatura en la cual el vapor de agua puede permanecer en estado gaseoso. Por medio de esta prueba es posible conocer el contenido de humedad del gas SF₆ tomando en cuenta la presión de prueba. Ver capítulo 5.

El contenido de humedad en el equipo eléctrico debe controlarse para asegurar el aislamiento eléctrico y reducir la reacción hidrolítica de los productos de descomposición del SF₆. La experiencia ha mostrado que una vez sellada la envolvente, la entrada de humedad es despreciable, por lo que los elementos adsorbentes no se deterioran apreciablemente durante la vida útil de la subestación.

Medición

La medición se efectúa con presión de servicio por medio de un higrómetro usual (contrastando en contenido de agua ppm) o un higrómetro del punto de rocío (indicación del punto de rocío en °C).

En la tabla siguiente se tienen los valores máximos permisibles para la instalación.

Contenido de humedad admisible.

Cámara de gas. Tensión nominal de la instalación.	Presión de llenado sobre-presión (20 °C) bar	Después de terminado y después de trabajos de mantenimiento		En servicio	
		Punto de rocío °C (2)	Contenido de agua ppmv (1)	Punto de rocío °C (2)	Contenido de agua ppmv (1)
Interrupor de potencia	6.2	- 15	230	- 10	350
Instalación 245 KV	5.5	-10	390	- 5	610

Las partes por millón por volumen es la relación de la presión parcial de vapor de agua a la presión total del gas portador.

$$ppmv = pw/pt \times 10^6$$

pw.- Presión de vapor de agua al punto de rocío medido (mm de Hg)

pt.- Presión total del sistema (mm de Hg).

Las ppm por peso en la fase de gas puede ser calculada directamente de las partes por millón por volúmen y la relación de peso molecular de agua y gas portador como sigue:

$$ppmw = ppmv \times (Mw/Mt)$$

Mw.- Peso molecular de agua.

Mt.- Peso molecular de gas portador.

Para el gas SF6 se tiene:

$$ppmv = ppmw \times 8.11$$

En un sistema cerrado, incrementándose la presión total del gas proporcionalmente incrementará la presión parcial de los varios componentes.

Instalar un nuevo cartucho de adsorción en caso de demasiada humedad.

2.- Productos de descomposición del gas SF₆.

Acidez. Es la concentración de ácidos presentes en el gas hexafluoruro de azufre en partes por millón (ppm) por peso calculados como ácido fluorhídrico (HF). Durante la degradación del gas SF₆ en presencia de un 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 realizar esta prueba.

La detección de éstos productos de descomposición, se lleva a cabo con el medidor electrónico de productos de descomposición de SF₆. Ver capítulo 5.

Fluoruros hidrolizables. La cantidad de fluoruros hidrolizables en el gas SF₆ expresada en partes por millón (ppm) por masa de ácido fluorhídrico (HF).

Estos fluoruros se forman durante el proceso de degradación del gas SF₆. No existe todavía un valor normalizado, la experiencia nos dará valores estadísticos, para que en el futuro se tenga un mejor criterio.

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

IV.11. Productos de descomposición en un arco eléctrico.

El entendimiento de la naturaleza de los productos de arco del hexafluoruro de azufre y su relación con la operación normal y falla interna en equipos eléctricos de muy alta tensión podrían mejorar los beneficios en la operación de equipos eléctricos en SF₆.

Todos los productos de arqueo del hexafluoruro de azufre se consideran como productos que contienen determinado grado de **TOXICIDAD**. Estos productos son generalmente fluoruros de azufre

de más bajo peso molecular. Los productos de descomposición del hexafluoruro de azufre, se forman en presencia:

- a).- De un arco eléctrico engendrado por la curvatura de los contactos, los cuales se fabrican generalmente de tungsteno, cobre, níquel y contienen impurezas de oxígeno e hidrógeno.
- b).- De impurezas del gas SF₆: aire, tetrafluoruro de carbono (CF₄) y vapor de agua.
- c).- De soportes aislantes, constituidos por materiales plásticos a base de carbono, hidrógeno, flúor y silicio.
- d).- De otros materiales metálicos o no metálicos que constituyen el equipo.

Los productos típicos de ruptura dieléctrica asociados con la interrupción del arco eléctrico dentro de equipos eléctricos en SF₆ son:

- Acido fluorhídrico	HF
- Dióxido de carbono	CO₂
- Anhídrido sulfuroso	SO₂
- Tetrafluoruro de carbono	CF₄
- Tetrafluoruro de silicio	SiF₄
- Fluoruro de tionilo	SOF₂
- Tetrafluoruro de tionilo	SOF₄
- Fluoruro de sulfurilo	SO₂F₂
- Tetrafluoruro de azufre	SF₄

- | | |
|--------------------------|-------|
| - Agua | H2O |
| - Decafluoruro de azufre | S2F10 |
| - Fluoruro de azufre | S2F2 |
| - Fluoruros metálicos | |

Los átomos de oxígeno e hidrógeno se encuentran debido a las diminutas partículas de humedad en el gas SF6, sin embargo, puede ser posible que se desprendan de algunos materiales asociados con el equipo, por ejemplo, la resina epoxy que se utiliza como soporte dentro del equipo.

El frecuente olor a huevos podridos detectado después de una falla severa en el equipo eléctrico en SF6 se debe al gas fluoruro de tionilo (SOF2) y ácido fluorhídrico (HF). Es deseable eliminar los productos de arqueo del SF6 para rehusarse en el equipo eléctrico, para ello es conveniente recircularlo por los filtros adsorbentes de alúmina activada u otro material similar, que constituye el equipo.

Cuando se manejan grandes volúmenes de SF6 contaminado se justifica el uso de un equipo especial de regeneración con el propósito de eliminar al máximo el contenido de humedad, ácidos y productos de arqueo, como consecuencia mejorar las propiedades dieléctricas del SF6. Para este fin de regenerar el gas SF6 se utiliza el "*grupo móvil de recuperación*". Ver capítulo 5.

Es recomendable evitar respirar el gas que da olor a huevos podridos, debido que contiene diferentes productos de arqueo, los cuales son tóxicos.

Generalmente el SF6 nuevo contiene ciertas impurezas que deben evitarse al máximo, para no causar daño al equipo eléctrico.

Entre tales impurezas se encuentra el NITROGENO en dilución, las cuales no se les da importancia cuando el porcentaje es pequeño.

Otra categoría de impurezas deben limitarse a cantidades tales que sea en forma libre o mezclada no presenten peligro en la operación del equipo eléctrico. Un ejemplo de tales impurezas son: AGUA, ACIDOS Y OXIGENO (especialmente combinado), las cuales pueden fomentar la corrosión de las partes metálicas y en consecuencia originar una falla mecánica de operación; el agua en combinación con cualquier impureza ácida puede condensarse a baja temperatura de operación y alta presión causando un peligro a la seguridad del equipo eléctrico; por lo tanto, las cantidades de tales impurezas deben ser pequeñas con la finalidad de que la corrosión y la condensación sean insignificantes.

No obstante, que el gas hexafluoruro de azufre no tiene olor característico y además no es tóxico, sin embargo, sus productos de arqueo presentan un efecto contrario.

La experiencia ha demostrado que la exposición de una persona a pequeñas cantidades de productos de arqueo presenta síntomas, las cuales nos dan idea de las precauciones que se deben tener para el manejo de estos productos de arqueo, durante la inspección o reparación del equipo eléctrico.

Los productos de arqueo producen irritación de la nariz, boca y ojos. Esta reacción ocurre en segundos, por tal motivo el personal de mantenimiento debe tomar las precauciones necesarias, utilizando los equipos de seguridad adecuados, tales como mascarillas, guantes, ventilación adecuada, etc.

IV.12. Productos de arqueo en un interruptor.

Los interruptores de muy alta tensión utilizan el gas SF₆, debido principalmente a su gran electronegatividad; ésta propiedad consiste en absorber los electrones libres que se desprenden durante la apertura y cierre de los interruptores, lo cual facilita la extinción del arco eléctrico. El interruptor está provisto de un sistema de recirculación y un cartucho adsorbedor para mantener el gas seco y renovar los productos de arqueo originados para las operaciones del mismo. Cuando se tienen pequeñísimas cantidades de humedad libre, la proporción de productos de arqueo formada es mínima.

Cuando ocurre una falla en el interior del tanque del interruptor, puedan formarse mayores cantidades de fluoruros metálicos y es característico que se presente un olor a huevos podridos. La cantidad de productos de arqueo depende de la duración del arco eléctrico. La naturaleza de los productos de arqueo depende del contenido de humedad, ácidos y materiales que se encuentran presentes en la vecindad del arco.

IV.13. Sistemas estáticos cerrados

Los sistemas estáticos cerrados de baja presión con SF₆, tales como bus de fase aislada, no tienen sistema de recirculación equipados con cartucho adsorbedor. Este gas no está sujeto a arqueo eléctrico; por lo tanto, no se forman productos de arqueo, a menos que exista una falla interna del equipo. Los productos de arqueo asociados con una falla dentro del sistema estático permanecen dentro del ducto, a menos que ocurra ruptura mecánica. La naturaleza de los gases formados durante una falla interna dependen de la cantidad de humedad y materiales que se encuentren presentes.

Un procedimiento de mantenimiento preventivo, para detectar descargas parciales, consiste en tomar una muestra del gas, la que se envía al laboratorio para su análisis cromatográfico de gases, pudiéndose producir futuros problemas, considerando de antemano mediciones periódicas por ejemplo del contenido de SOF2 y después del análisis, se detecta una reducción drástica en la humedad y un incremento en la concentración de SOF2, se determina que el equipo está experimentando descargas parciales.

IV.14. Fugas de gas SF6

Por lo general estas instalaciones tienen niveles muy reducidos de fugas de gas y se considera dentro de los rangos permisibles una pérdida máxima por año del 5% de la masa total del gas en la subestación.

Para la instalación se asegura una pérdida máxima de 1% en volumen.

La detección de las fugas se lleva a cabo por medio del "*detector electrónico de halógeno*". Ver capítulo 5.

A continuación se indican los intervalos de chequeo de gas aislante SF6 y del vigilador de densidad.

	Presión del gas	Contenido de humedad del gas	Valores de actuación del vigilador de densidad
	3)	4)	5)
Durante el montaje/1) antes de la recepción 2)	X	X	X
3 - 6 meses después de la recepción 2)	X		
Aproximadamente 1 año después de la recepción 2)	X	X	
Aproximadamente cada 5 años	X	X	X

1) Estos valores medidos deberán anotarse en el protocolo de recepción.

2) La instalación de alta tensión se somete a ensayos de recepción y se entrega al cliente lista para la operación correcta. (La puesta en servicio puede tener lugar posteriormente).

3) Valores nominales de la instalación.

4) Valores admisibles de "Humedad del gas aislante".

5) Checar la actuación del vigilador de densidad.

Para los trabajos de mantenimiento es preciso considerar, además de las instrucciones que se mencionaron anteriormente, las siguientes:

- Llenado y evacuación de las cámaras de gas.
- Limpieza de las partes de la instalación.
- Manera de proceder con el SF6 utilizado.

IV.15. Llenado y evacuación de las cámaras de gas de la subestación

La evacuación y llenado de las distintas cámaras de gas se efectúa mediante los dispositivos de mantenimiento correspondientes (aparato de llenado y evacuación ó grupo móvil de servicio, ver capítulo 5).

Evacuación para revisión

La parte de la instalación a evacuar se debe estar libre de tensión y poner a tierra.

Empalmar el dispositivo de mantenimiento al acoplamiento de relleno, y evacuar la cámara de gas. Se debe poner cuidado para no dañar las piezas de acoplamiento, pues de lo contrario se producirían fugas. Cada mitad del acoplamiento es impermeable al gas, o sea que el paso se establece solamente en estado de acoplamiento.

Rellenado después de revisión.

Procedimiento:

- Controlar si todos los empalmes están en orden y cerradas todas las aperturas.
- Empalmar el dispositivo de mantenimiento a la boca de llenado de la cámara de gas.
- Evacuar la cámara de gas hasta un mínimo de 1 torr.
- Rellenar con gas SF₆ hasta la presión nominal de cada cámara de gas de la instalación.
- Checar el contenido de humedad permisible para el gas SF₆.

Rellenado después de revisión total.

En la revisión total de una instalación, o sea cuando las cámaras de gas están abiertas más de 1 día, se deben secar éstas con nitrógeno antes de rellenar con gas SF₆.

Procedimiento:

- Evacuar la cámara de gas después de la revisión hasta aproximadamente 2 torr.
- Rellenar con nitrógeno seco (contenido de humedad 15 Gppm) hasta alcanzar 1 a 1.5 bar de sobrepresión dejarlo en la cámara de gas 5 hasta 6 horas.
- Efectuar la medición de humedad. Si después de 4 a 6 horas es la concentración de humedad 250 Gppm para una temperatura de 20 °C, se aspira el nitrógeno. Siendo el valor de humedad mayor o igual a 250 Gppm, se debe repetir el proceso.
- Evacuar la cámara de gas hasta un mínimo de 1 torr.
- Rellenar el gas SF6 con presiones nominales.
- Controlar el contenido de humedad del gas SF6.

IV.16. Limpiezas de las partes integrantes de la instalación en SF6.

Debido al alto esfuerzo dieléctrico entre el tubo del conductor de alto voltaje y el tubo que encierra al alimentador aislado con gas, deben tomarse precauciones especiales en el manejo y ensamble del sistema. La presencia de polvo o suciedad particularmente partículas metálicas dentro de la envoltura, puede provocar descargas parciales (efecto corona) al voltaje de operación, reduciendo el voltaje disruptivo. Se deben tratar cuidadosamente las partes que son ensambladas. Particularmente, no deben ser rayadas o dañadas de cualquier forma las superficies metálicas o del aislamiento situadas en el campo eléctrico, ya que esto provocará la concentración de esfuerzos eléctricos en estos puntos, con la consiguiente probabilidad de descargas parciales.

Condiciones de trabajo en el local de trabajo.

Durante los trabajos de mantenimiento en las partes primarias de la instalación, (interruptores, cuchillas, etc.) deben ser cumplidas las siguientes condiciones previas:

- Limpiar meticulosamente el suelo con el aspirador de polvo.
- Mantener cerradas las aperturas murales para evitar corrientes de aire y polvo.
- No accionar durante las horas de trabajo la aireación y ventiladores.
- No efectuar trabajos que originen suciedad en el área de trabajo.

Técnicas de trabajo pulcra:

Las siguientes medidas facilitan las exigencias de limpieza en las partes primarias de la instalación:

- Emplear guardapolvos limpios y de color claro.
- Usar guantes de plástico, tapaboca y ropa especial si se cree tener presente una considerable cantidad de productos de descomposición en la cámara (interruptores).
- Los orificios abiertos en la caja, en los que no se trabaja, deben ser cubiertos siempre inmediatamente con sacos nuevos de plástico, esto es para evitar que penetre la humedad a los compartimentos.

Detergentes:

- Trapos limpios, secos, blandos y libres de hilachas (no emplear borra de lana).
- Detergentes para metal y partes aislantes :
Isopropanol puro (alcohol isopropílico) CH₃-CH OH-CH₃.
- También es posible efectuar una limpieza previa de las partes metálicas con percloretano o tricloretano.
- El aspirador de polvo sólo con boquilla de goma (no emplear cepillos).

Procedimiento de limpieza:

- Inmediatamente antes de cerrar la caja, se deben efectuar los siguientes trabajos:

a) Limpiar la caja previamente si es necesario con un aspirador de polvo.

b) Frotar las partes aislantes, piezas de montaje y paredes de la caja con un trapo limpio embebido en isopropanol, hasta que el trapo no presente ninguna suciedad.

c) Aspirar de nuevo con el aspirador de polvo, cuya boquilla debe ser limpiada de nuevo, las partículas fibrosas que pudieran haber alrededor. Se debe tener en cuenta, que las partes aislantes no deben ser tocadas después de la limpieza con la mano ni con la boquilla del aspirador de polvo estando sin protección.

d) Cerrar inmediatamente la caja o cubrirla con un saco nuevo.

IV.17. Manipulación del SF₆ usado y sus productos de descomposición

Las siguientes instrucciones de mantenimiento contiene las medidas necesarias destinadas a impedir los peligros inherentes a la utilización del SF₆ en aparatos de distribución, y describen las medidas de protección y recomendaciones destinadas al usuario de aparatos aislados con SF₆.

El SF₆ puro es muy resistente desde el punto de vista químico, inactivo, prácticamente insoluble en agua, no combustible, no venenoso, insípido, incoloro y más denso que el aire.

El SF₆ se descompone bajo la acción de descargas y arcos eléctricos. La mayoría de las veces se recombina tras el enfriamiento. Ahora bien, también pueden producirse reacciones con los materiales de construcción (por ejemplo con material que se desprende de los contactos por la combustión y se evapora). Al mismo tiempo, se producen fluoruros de azufre gaseoso, fluoruros metálicos sólidos pulverizados, así como también fluoruro de hidrógeno y dióxido de azufre en presencia de agua o de aire húmedo. Algunos de estos productos procedentes de la descomposición resultan perceptibles por su olor desagradable y penetrante.

Peligros relacionados con la salud.

El SF6 puro no es venenoso, y no contiene ninguna impureza que resulte perjudicial para la salud.

Sin embargo, en presencia de una concentración de SF6 superior al 35% en volumen en el aire respirado, existe peligro de asfixia como resultado del desalojamiento del oxígeno. Tales concentraciones pueden presentarse en instalaciones de SF6 abiertas sin ventilar, y en el piso de locales cerrados de poco volumen, así como en locales situados debajo del entresuelo por ejemplo sótanos, canales de cables). Cuando el SF6 fluye al exterior sin que se produzca una mezcla turbulenta con el aire del local, el gas se acumula sobre el suelo, debido a su densidad mayor que la del aire, y fluye a locales situados a mayor profundidad. El SF6 que se mezcla con el aire del ambiente no se vuelve a desmezclar.

Los productos de descomposición del SF6 tienen toxicidades diferentes. Pueden producir irritación de la piel, de los ojos y de las mucosas, y - cuando sea aspiran mayores cantidades- además de laringe y pulmonares, colapso de la circulación sanguínea y hasta perturbaciones del conocimiento. Sin embargo, la existencia de hasta cantidades reducidas de productos de descomposición gaseosos provocan en pocos segundos, antes de que exista peligro de envenenamiento, ciertos indicios de aviso (por ejemplo olor desagradable y penetrante, irritación de nariz, boca y ojos), de manera que las personas que se encuentran en el local en cuestión disponen normalmente del tiempo suficiente para desplazarse a un local seguro.

Ventilación:

En locales que se encuentren a la altura de la planta, resulta suficiente la mezcla que se produce por el movimiento natural del aire. Aproximadamente el 50% de las secciones destinadas

a la ventilación deberán encontrarse cerca del suelo. Además, deberá ser posible la ventilación artificial en presencia de perturbaciones.

En locales que se encuentran debajo de la planta baja, es imprescindible una ventilación técnica cuando el SF₆ -debido al volumen de gas, a las pérdidas de gas y a las dimensiones del local- pueda acumularse en cantidades peligrosas.

Los locales situados debajo de instalaciones que contengan aparatos de distribución aislados con SF₆ - por ejemplo: pozos, canales de cables, fosos- deberán ventilarse suficientemente, o hermetizarse de modo que no pueda acumularse una cantidad peligrosa de SF₆.

Permanencia en los locales donde se encuentran aparatos de distribución aislados con gas SF₆

No se deberá entrar en locales donde se encuentren aparatos de distribución aislados con SF₆, o bien será preciso salir inmediatamente de los mismos cuando, por ejemplo; se detecte la presencia de productos de descomposición de SF₆ por el olor desagradable y penetrante. Sólo se deberá acceder a dicho local después de ventilarlo completamente o bien con aparatos de protección respiratoria.

En caso de perturbación, si debido a la cantidad de gas y el volumen del local se puede suponer que el SF₆ ha podido acumularse en cantidad peligrosa (peligro de asfixia), sólo se deberá acceder al local después de ventilar el mismo completamente, o cuando se utilicen equipos de protección respiratoria que trabajen con independencia del aire del ambiente, o cuando se haya podido comprobar que el contenido de oxígeno es superior al 17% en el aire respirable.

El acceso a locales situados debajo de instalaciones de distribución que contengan aparatos aislados con SF₆, comunicados entre sí, sólo está permitido a condición de que observen las medidas de precaución anteriormente mencionadas.

IV.18. Trabajos en aparatos de distribución aislados con SF₆

Principios básicos:

Para el trabajo en aparatos de distribución aislados con SF₆, es preciso observar las correspondientes instrucciones de servicio.

El aparato de distribución sólo deberá abrirse cuando se hayan realizado todos los preparativos para la limpieza.

Vaciado de un aparato:

- Desconectar el aparato de la red y conectarlo a tierra.
- Acoplar el equipo de servicio al empalme de gas del aparato de distribución, a través del filtro del adsorbedor.
- Aspirar el SF₆ con el equipo de servicio, o conducirlo a la atmósfera, observando las correspondientes medidas de seguridad (observar las normas locales sobre emisiones). Cuando se trate de aparatos de distribución que puedan contener considerables cantidades de productos de descomposición (por ejemplo disyuntores, seccionadores bajo carga, etc.), el SF₆ deberá descargarse a la atmósfera a través de un filtro de adsorbedor.
- Llenar el recinto de gas -dentro de lo posible con nitrógeno o aire comprimido seco- a la presión nominal (barrido), y luego conducir también este gas a la atmósfera (a través del filtro del adsorbedor cuando exista el mismo).

Apertura del aparato:

- Los aparatos de distribución aislados con SF₆ sólo deberán abrirse después de su vaciado y de haber establecido la compensación de presión con respecto a la atmósfera.
- Cuando sea preciso abrir aparatos de distribución que puedan contener productos de descomposición pulverulentos (por ejemplo disyuntores), es preciso poner en servicio la ventilación o bien asegurar, de algún otro modo, una ventilación suficiente.
- Se deberán utilizar equipos de protección respiratoria adecuados cuando exista la posibilidad de que los operarios puedan aspirar cantidades peligrosas de productos de descomposición gaseosa o pulverulentos.
- Al entrar en depósitos de aparatos de distribución aislados con SF₆ que contengan productos de descomposición pulverulentos, es preciso utilizar ropa de protección hermética al polvo (dado el caso, ropa de uso único) y equipos de protección respiratoria apropiados.
- Se deberá reducir al mínimo la producción de remolinos de polvo en aparatos de distribución aislados con SF₆. El polvo adherido puede retirarse con material seco que no desprenda fibras, y el polvo suelto se deberá eliminar con un aspirador de polvo. Los filtros del aspirador de polvo deberán poder retener partículas hasta de 1 micrómetro.
- El material que haya entrado en contacto con productos de descomposición (trapos quitapolvo, filtro del aspirador de polvo, ropa y guantes de uso único, etc.) deberán reunirse y neutralizarse de manera que el polvo no pueda liberarse de nuevo. Antes de la evacuación de este material, será preciso neutralizarlo, durante 24 horas, en una solución de sosa cáustica al 3%. Verificación del grado de neutralización tras 24 horas: al añadir sosa cáustica, no deberá producirse ninguna burbuja; en caso contrario, repetir la neutralización.

- Se deberá evitar todo contacto de la piel, ojos o ropa con los productos de descomposición, así como la ingestión e inhalación de los mismos. Es preciso prestar una atención especial a la limpieza del cuerpo, de la ropa y del puesto de trabajo. El polvo que entre en contacto con la piel deberá enjuagarse inmediatamente con mucha agua. Antes de una pausa de trabajo, y después del trabajo, conviene lavar perfectamente, con jabón y mucha agua, la cara, el cuello, los brazos y las manos.

- Se prohíbe terminantemente comer, beber y fumar, así como almacenar productos alimenticios en locales - o al aire libre - que se encuentren cerca de aparatos de distribución aislados con SF6 abiertos que contengan polvo de SF6.

IV.19.Experiencia en el mantenimiento de subestaciones encapsuladas en SF6.

Uno de los aspectos más ventajosos que ofrecen estas instalaciones lo representan sus bajos costos de mantenimiento y dentro de las experiencias que se han reportado de otros países como Japón, Alemania, Inglaterra, Suiza y los Estados Unidos, la causa más común de fallas se ha encontrado en las fugas de gas de los diferentes compartimientos, localizándose éstas en las uniones, los medidores de medición y en los aisladores y boquillas. Sin embargo, gran parte de los problemas que se han encontrado, han sido en las partes externas de la instalación, es decir, en los mecanismos de mando y equipos auxiliares, las cuales son las mismas que en los equipos convencionales.

En México, las experiencias son muy similares a las indicadas anteriormente, destacándose además las debidas a fallas mecánicas y a fugas de gas SF6 ya citadas, las ocasionadas por fugas de aceite en los sistemas hidráulicos de mando del equipo, señalizaciones erróneas de los

presostatos, brincos a tierra en algunas cuchillas de puesta a tierra, así como contaminación y degradación del SF6.

En la tabla a continuación se enlistan las subestaciones de LyF con equipo en SF6 y donde se indica el número e índice de fallas al año, y el tiempo promedio de la falla en el año 1993.

**INDICE DE FALLAS DE SUBESTACIONES EN SF6
(DATOS CORRESPONDIENTES A 1993)**

NOMBRE	kV	Número de fallas	Índice de fallas (fallas/año)	T.P.F.
Huasteca	85	0	0.00	0.0
Odon de Buen	150	0	0.00	0.0
San Bernabe	150	2	0.17	1.0
Atzacapotzalco	230	0	0.00	0.0
Ceylan	230	0	0.00	0.0
Coyoacán	230	2	0.17	9749.5
Cuahtémoc	230	1	0.08	1.5
Las Aguilas	230	0	0.00	0.0
Merced	230	0	0.00	0.0
Peralvillo	230	1	0.08	596
San Angel	230	1	0.08	33895.3
Tacubaya	230	0	0.00	0.0
Vertiz	230	0	0.00	0.0
San Bernabe	400	0	0.00	0.0

T.P.F. - tiempo promedio de la falla

P.I.F. - Promedio del índice de falla

* El promedio de observación se considera en un año calendario, con doce eventos por año

Resumen

Una de las ventajas más importantes que ofrecen las subestaciones en SF6, además de las ya mencionadas, lo representa su alta seguridad y confiabilidad, lo cual se ha podido observar en el tiempo que han estado en servicio en LyF. Esto significa que sus fallas han sido mínimas y los trabajos de mantenimiento en la mayoría de los casos se han reducido a inspecciones rutinarias a intervalos establecidos y solo en un mínimo porcentaje se ha debido a detecciones de su equipo de monitoreo y supervisión que en casi todos los casos son debido a fugas en SF6.

En función de lo anterior se recomienda considerar este aspecto al analizar sus comparaciones con respecto al equipo convencional, ya que sus gastos de operación impactan de manera importante al evaluar el costo del ciclo de vida de los equipos, al encontrarse ahorros significativos en lo que a mantenimiento se refiere.

CAPITULO V. EQUIPO NECESARIO PARA EL MANEJO, MANIPULACION Y MEDICION DE LAS CARACTERISTICAS DEL GAS AISLANTE SF6

El llenado con gas, la puesta en servicio y el mantenimiento de la subestaciones encapsuladas en SF6, requiere de instrumentos y equipos especiales para tal fin.

Estos instrumentos y equipos deben cumplir con las exigencias de funcionalidad y maniobrabilidad, así como estar adaptadas a las dimensiones y esquemas de las subestaciones aisladas en gas SF6.

En el presente capítulo, se hará referencia a los equipos más utilizados por la Cia. LyF , para el manejo y manipulación del gas SF6:

- **Carretilla de rellenado y evacuación de gas SF6.**
- **Grupo móvil de recuperación.**

Así como los instrumentos que se necesitan para verificar la calidad del gas:

- **Aparato electrónico de medición de humedad.**
- **Medidor de productos de descomposición de SF6.**
- **Detector electrónico de fugas de gas.**

Se hará referencia a cada uno de estos equipos, desde el punto de vista del objetivo para lo cual fueron creados, el principio de funcionamiento y su operación.

V.I Carretilla de rellenado y evacuación de gas.

Las tareas de evacuación, llenado y rellenado de las distintas cámaras de gas, necesarias para la puesta en servicio y trabajos de mantenimiento; son realizadas por la "carretilla de rellenado y evacuación de gas". Figura V-1.

El aparato se compone de una carretilla de transporte de botellas de gas SF6.

Van sujetos a la carretilla : bomba de vacío 6, manómetro 5, llave esférica de tres vías 4, reductor de presión y soporte de manguera 11 con 6 m de manguera.

La evacuación, el llenado o rellenado de las cámaras de gas, es solamente posible mediante los dispositivos de relleno 12 o 13. La llave esférica de 3 vías sirve para pasar del servicio de evacuación al de relleno.

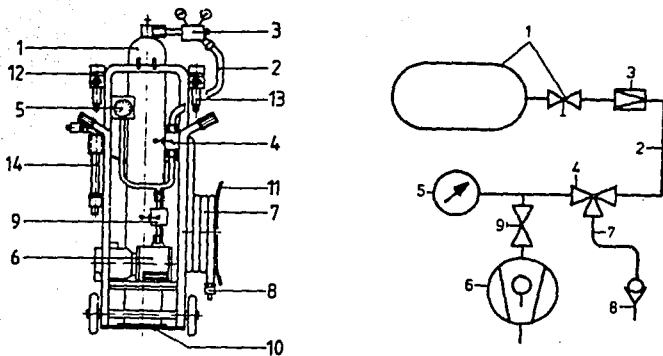


FIG. V-1. Carretilla de relleno y evacuación de gas SF₆.

Leyenda:

- 1 Botella de gas con válvula
- 2 Manguera de empalme
- 3 Reductor de presión
- 4 Llave esférica de 3 vías
- 5 Manómetro (vacío - 1200 mbar)
- 6 Bomba de vacío (16 n/h)
- 7 Manguera (6 m)
- 8 Acoplamiento rápido
- 9 Llave
- 10 Carretilla
- 11 Soporte de la manguera
- 12 Dispositivo de relleno para cámaras de gas de la instalación.
- 13 Dispositivo de relleno para cámaras de interruptores.
- 14 Prolongación

Dispositivos de relleno para la subestación encapsulada:

- a) Dispositivo de llenado para las cámaras de gas de la instalación (12). Figura V-2.

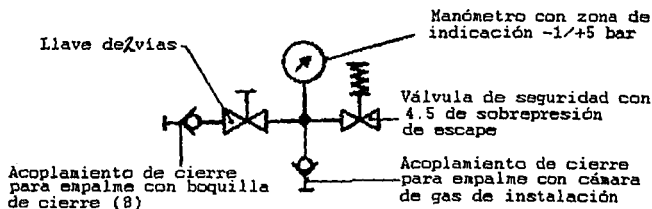


FIG. V-2. Dispositivo de llenado para las cámaras de gas de la instalación.

La llave de dos vías incorporada, de accionamiento manual, sirve como órgano de cierre durante el llenado o relleno de la cámara de gas. La válvula de seguridad funciona de acuerdo con la presión de gas de las cámaras de la instalación y protege contra una sobrepresión de llenado demasiado elevada.

b) Dispositivo de llenado para las cámaras de gas de los interruptores (13). Figura V-3.

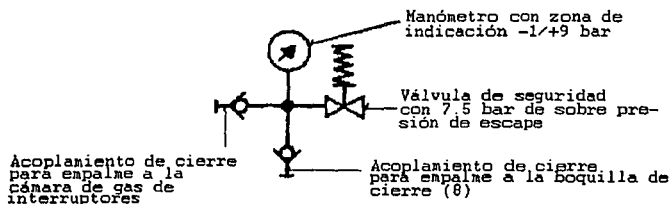


FIG. V-3. Dispositivo de llenado para las cámaras de gas de los interruptores.

El acoplamiento de cierre para empalme a la cámara de gas de interruptores, tiene dimensiones mayores a las del dispositivo (12) para evitar confusiones entre los dispositivos de llenado.

Evacuación y llenado de una cámara de gas

Evacuar

1. Para proteger el vacuómetro contra una eventual sobrepresión que puede existir en la cámara de gas, se reduce ésta a la presión ambiente y se posiciona la llave de 3 vías sobre el cilindro de gas.
2. Acoplar a la cámara de gas el dispositivo de llenado 12 o 13.
3. Acoplar la manguera 7 al dispositivo de llenado 12 o 13.

4. Conectar la bomba de vacío 6.
5. Abrir la llave 9.
6. conmutar lentamente la llave de 3 vías 4 sobre la bomba de vacío.
7. Para la medición del vacío, cerrar la llave 9 y leer tan pronto quede la aguja inmóvil.
8. Una vez alcanzado el vacío con la llave cerrada 9, desconectar la bomba de vacío 6.

Llenado después de la evacuación

1. Cerrar la válvula de la botella de gas 1.
2. Conmutar a la botella de gas la llave de 3 vías de la bomba de vacío.
3. Abrir la válvula de la botella de gas y el reductor de presión y llenar la cámara de gas.

Rellenado

1. Todas las llaves cerradas; la llave de 3 vías para la botella de gas conectada. Acoplar el dispositivo de llenado 12 ó 13 y la manguera 7 a la cámara de gas.

2. Abrir la válvula de la botella de gas y el reductor de presión y llenar la cámara de gas.

Para proteger la bomba de vacío y el vacuómetro, no debe sobrepasar nunca la presión 1 bar en la zona de vacío (entre la llave de tres vías 4, vacuómetro 5 y bomba de vacío 6. Siempre y antes de conmutar la llave de 3 vías al vacío, conectar primero la bomba de vacío 6 y abrir después la llave 9.

Evacuar siempre las cámaras de gas bajo presión, antes de empalmar la bomba de vacío.

V.2. Grupo Móvil de Recuperación

Cuando se manejan grandes volúmenes de SF₆ contaminado se justifica el uso de un equipo especial de regeneración, con el propósito de eliminar al máximo el contenido de humedad,

ácidos y productos de arqueo, como consecuencia mejorar las propiedades dieléctricas del SF₆. Para tal fin es el "Grupo móvil de recuperación".

Sirve también para el llenado y evacuación de las distintas cámaras de gas, así como la transferencia del gas de la instalación a botellas de acero.

Al desarrollar este "*Grupo Móvil de Recuperación*", se esforzaron, por facilitar la manipulación, es decir todos los elementos manejables - tales como válvulas y los botones pulsadores - están incluidos en un esquema sinóptico claro, lo que inhibe cualquier maniobra incorrecta. Figura V-4.

Descripción:

La construcción del grupo de servicio cumple con las Normas Internacionales de transporte de las envolturas llenas de gas de SF₆.

El grupo de servicio permite realizar las funciones siguientes:

1. Evacuación del aire contenido en el grupo mediante la bomba de vacío hasta que se alcanza una presión inferior a 1 mbar relativo.
2. Evacuación del aire del "recinto" de la celda blindada por medio de la bomba de vacío hasta una presión inferior a 1 mbar relativo.
3. Llenado de los recintos con gas SF₆.
4. Llenado del grupo de servicio con SF₆:
 - a) a partir de botellas bajo presión.
 - b) a partir de botellas y del compresor hasta una presión inferior a aproximadamente a 1 bar en la botella.

5. Evaporación y llenado con SF6 del recinto:

- a) a partir del depósito.
- b) a partir de las botellas.

6. Aspiración y licuefacción del recinto mediante:

- a) el compresor hasta que se alcanza una presión mín. aprox. 1 bar en el recinto.
- b) el compresor y el compresor a membrana hasta que se alcanza una presión mínima inferior a 50 mbar en el recinto.

7. Combinaciones posibles:

- Llenado con SF6 del recinto 1 a partir del depósito.
- Evacuación del aire del recinto 2 con la ayuda de la bomba de vacío hasta un valor inferior a 1 mbar.

Varias operaciones diferentes pueden ser efectuadas simultáneamente, es decir:

Es posible por ejemplo, evacuar el aire de un recinto y al mismo tiempo llenar otro recinto con SF6 a partir sea de las botellas ó del depósito del Grupo de Servicio.

El dinamómetro montado sobre el grupo indica la cantidad de gas SF6 contenido en el depósito.

Al licuar y llenar, el gas va purificado y secado por medio de filtros secadores y filtros de polvo.

El llenado de las botellas de SF6 se puede verificar mediante 2 dinamómetros entregados en el grupo.

Contadores horarios montados sobre cada grupo permiten comprobar los tiempos de funcionamiento del compresor, de los compresores a membrana y de la bomba de vacío.

Van instalados sobre la puerta del armario eléctrico los elementos siguientes: los contadores horarios, un botón pulsador y un indicador luminoso, para la marcha y parada de los 3 elementos arriba, así como los elementos de vigilancia del sentido de rotación (un botón pulsador y dos indicadores luminosos).

El depósito va dotado de una válvula de seguridad que asegura su protección contra cualquiera sobrepresión fortuita.

Todas las conexiones están estancas debido al sistema de estanqueidad ha demostrado su confiabilidad.

Observaciones:

Dos ruedas del "Grupo de Servicio" están dotadas de un dispositivo de frenaje: cuando la instalación funciona, dos frenos permiten bloquear las ruedas.

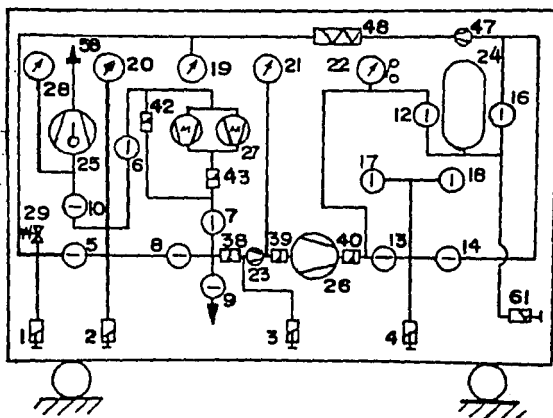


FIG.V.4. Diagrama sinóptico del grupo móvil de servicio.

Lista de piezas (Esquema de funcionamiento).Figura V.5.

Ref.	Cantidad	Designación
1-4	4	Racor macho
5-14/16	4	Grifo macho esférico con conexión DN 20.
17-18	2	Grifo de macho esférico con conexión DN 8.
19-21	3	Manómetro -1/+15
22	1	Manocontacto 100.0-100 bar
23	1	Reductor de presión
24	1	Depósito de presión 100 ltr.-bar
25	1	Bomba de vacío, capacidad de aspiración 30 m3.
26	1	Compresor
27	2	Compresor a membrana
28	1	Muelle de membrana elástica- vacuómetro, 0-100mbar
29	1	Válvula de seguridad pe 7,5 bar
30	1	Válvula de seguridad pe 90 bar
31-34	4	Filtro de polvo.
35-36	2	Filtro secador.
37	1	Filtro secador.
38-43	5	Válvula de retención de cono.
44	1	Electroválvula.
45	1	Termostato a tubo capilar 45°C (temp. ult.)
46	1	Termostato a tubo capilar 25°C (temp. ult.)
47	1	Reductor de presión.
48	1	Evaporador
49	1	Dinamómetro.
50-51	2	Báscula.
52-54	3	Contador horario.
55-56	2	Conexión para botella SF6.
57	1	Radiador.
58	1	Conexión filteada.
59	1	Manostato de presión tipo contacto cerrado en reposo. 2 bar relativo.
60	1	Señal de presión tipo contacto "b" 8 bar relativo.
61	1	Racor macho.
62	1	Válvula de retención de cono.

041

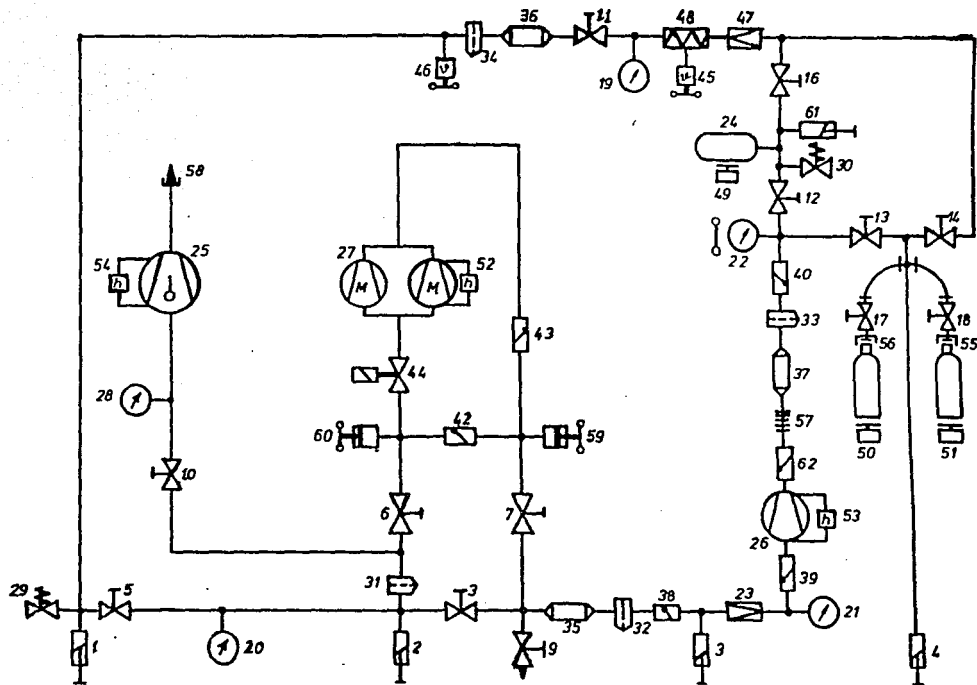


FIG.V-5. Esquema de funcionamiento del grupo móvil de recuperación.

Bomba de vacío.

Bomba de vacío rotativas, lubricadas por circulación de aceite, filtro-separador de los vapores de aceite integrado.

Compresor a membrana.

El compresor a membrana puede servir a comprimir, drenar y transvasar el gas SF₆. La estanqueidad al gas para cada elemento y para el compresor está verificada. Se trata de la estanqueidad completamente "sin aceite", pues no existen ningún elemento lubricados en el volumen de compresión. Los cojinetes a bolas del motor y las bielas están permanente lubricados.

Filtro secador.

El filtro secador está previsto especialmente para secar y limpiar el gas SF₆. El material de llenado se compone de 5 Kg aproximadamente de óxido de aluminio (Al₂O₃) y 2 Kg. aprox. de tamiz molecular. Ambas materias están separadas por una chapa agryerada.

Los filtros de secado tienen una potencia de separación de humedad de 15 g H₂O para Kg de Al₂O₃ ó de tamiz molecular.

Filtro de polvo.

El filtro de polvo- dotado de una cartucha- va equipado con una brida de junta que asegura la estanqueidad hacia el exterior: esta brida de junta puede ser cambiada tantas veces como sea requerido. La disposición de estrella del filtro ofrece una gran superficie de filtraje (0,42 m²) que permite una duración máxima entre las revisiones.

V.3. Aparato Electrónico de Medición de Humedad

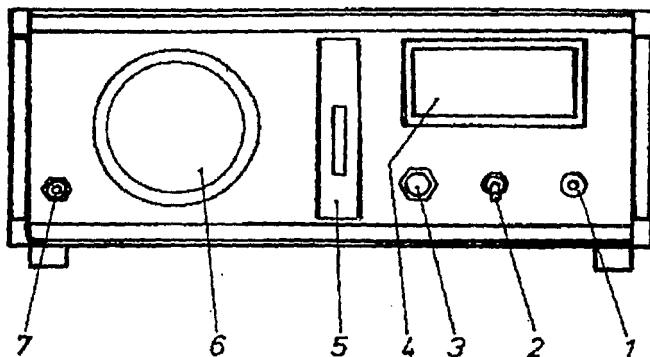
El contenido de humedad en el SF₆, no debe exceder ciertos valores; de acuerdo a las prescripciones establecidas por el fabricante, ya que los productos de descomposición del gas debidos al arco eléctrico, en presencia de humedad forman compuestos corrosivos que atacan las partes metálicas y pueden originar una falla mecánica de operación, así el agua en combinación con cualquier impureza ácida puede condensarse a baja temperatura de operación y alta presión, causando peligro a la seguridad del equipo eléctrico. Por tanto, se debe tener especial cuidado durante el llenado de los equipos en SF₆, para evitar que el gas se contamine con la humedad del aire.

El contenido de humedad del gas aislante lo mide el fabricante durante el montaje por primera vez, después del llenado de la instalación, se recomienda la repetición; según las indicaciones de mantenimiento y revisión.

Es necesario checar el contenido de humedad cuando se introduce nuevamente el gas a un compartimiento de la instalación, debido al mantenimiento.

La medición se efectúa por medio de un higrómetro del punto de rocío (indicación del punto de rocío en °C).

A continuación se describe el "aparato electrónico de medición de humedad". Figura V-6.



- 1 Acoplamiento de conexión
- 2 Interruptor principal
- 3 Válvula de aguja para la regulación del flujo de paso
- 4 Campo indicador
- 5 Medidor de flujo de paso
- 6 Cilindro de medición con relleno de material de secado
- 7 Potenciómetro de calibración

FIG. V-6. Aparato electrónico de medición de humedad.

El aparato electrónico de medición de humedad se compone de:

- Aparato de medición en su caja con cilindro de medición, amplificador de medición y módulo indicador digital.
- Manguera de conexión de teflón recubierta con acero; en ambos extremos con acoplamientos enchufables de acero.
- Conexiones de acoplamiento, DN 8 y DN 20.
- Censor de prueba con pieza intermedia.

- Maleta de aluminio para transporte.
- Rango de medición: Aprox. $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ de la temperatura del punto de rocío.
- Exactitud de medición: $\pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$ de la temperatura del punto de rocío.
- Voltaje de operación: 220 V/ 50-60 Hz corriente alterna.

Descripción del funcionamiento.

El aparato se utiliza para medir la humedad del gas ya contenido en el compartimiento de gas que recién se introduce. Figura V-7.

Para determinar la humedad del gas se mide su punto de rocío. Con este procedimiento de medición, se llena de gas el sensor de medición que se encuentra localizado en el cilindro de medición. El gas a medir se introduce en los poros microscópicos del sensor, el cual varía su valor de capacitancia, en función del contenido de vapor de agua. Esta variación de la capacitancia por medio del amplificador de medición se transforma en una señal de voltaje, la cual correspondientemente se indica en la unidad indicadora como temperatura del punto de rocío en $^{\circ}\text{C}$.

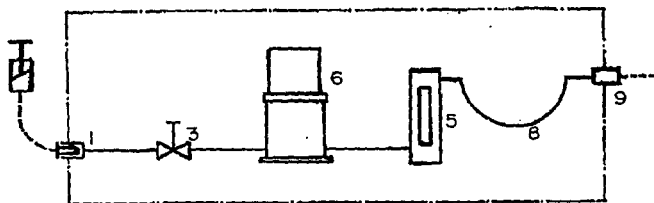


FIG. V-7. Esquema de principio de funcionamiento del aparato de medición de humedad.

Leyenda:

1. *Acoplamiento de conexión.*
3. *Válvula de aguja.*
5. *Medidor del flujo de paso.*
6. *Cilindro de medición con relleno de material de secado.*
8. *Manguera de teflón DN4, de 1.5 m.*
9. *Apertura de salida del gas (parte posterior del aparato).*

Descripción del procedimiento de medición.

a) El aparato se conecta a la red eléctrica con su clavija de conexión checando el voltaje correcto y al compartimiento del gas por medio de su conexión de acoplamiento y la manguera. Para la medición, los conectores de acoplamiento y las correspondientes contrapartes de acoplamiento deben estar limpias y secas.

Además, en el circuito debe hacerse circular gas SF₆ seco por espacio de aproximadamente 15 minutos. Esto se hace abriendo la válvula de aguja hasta que el flotador del medidor de flujo permanece en la partes superior.

ATENCION: Presión de entrada máx. 10 bar de sobrepresión.

b) Encender el aparato, con lo cual se indica la temperatura del punto de rocío del gas, que momentáneamente transforma el censor de medición. Este valor después de largos períodos de reposo del aparato (cuando menos de 1 día) se ubica en aprox. -56 °C o un poco arriba. No es necesario, antes de cada medición secar el aparato hasta mínima temperatura de punto de rocío alcanzable. Basta efectuar un secado de cuando menos hasta 10 °C por abajo de la mínima temperatura del punto de rocío esperada.

Luego, abrir la válvula de paso del flujo hasta que se tiene un flujo de 80 l/h de gas SF₆ y así dejarlo circular por un intervalo de aproximadamente 3 minutos. La medición con el aparato

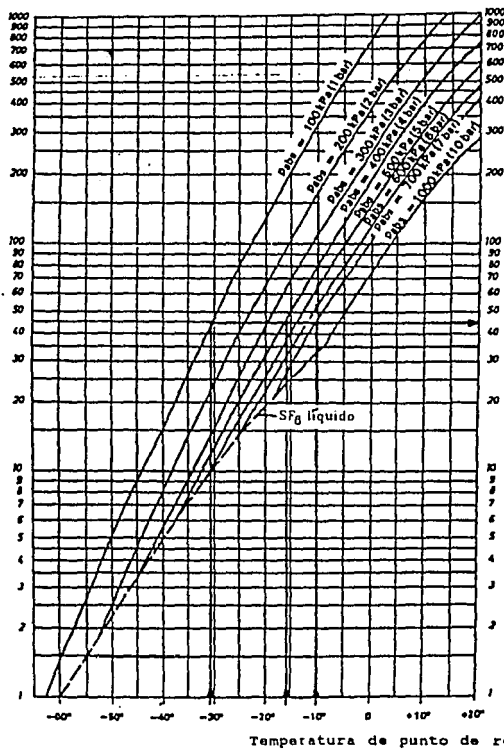
electrónico de medición de humedad básicamente tiene lugar sin presión ($p_a = 1 \text{ bar}$). La conversión del punto de rocío a ppm-masa de H₂O con una presión mayor (presión de operación) puede realizarse con ayuda de la figura V-8.

c) Después de transcurrido el proceso de circulación de aprox. 3 min. desplazar el cilindro de medición hacia afuera lentamente hasta el tope. Si el cilindro se desplaza muy rápido hacia fuera podría aspirar aire a través de la abertura de salida del gas. El flujo permanece durante la medición en un valor de 80 l/hr.

Por ningún motivo se debe cerrar o bloquear la apertura de salida del gas (Pos. 9) debido a que se originaría una elevada presión en la cámara de medición que podría destruirla.

d) Después de que el indicador deja de variar y permanece constante por espacio de 30 segundos, puede tomarse la lectura resultado de la medición. Con este valor leído de punto de rocío se puede determinar el contenido de agua en ppm-masa ó ppm-volumen (ver figura V-8). En caso de haberse efectuado anteriormente la medición de un gas demasiado húmedo, puede tomar relativamente mucho tiempo hasta que el indicador deje de variar. En este caso debe dejar fluir mayor tiempo el gas para eliminar la humedad residual en las conexiones y líneas de tubería del circuito. El cilindro de medición se deja en posición adentro, para secar el censor.

Contenido de
vapor H₂O en
ppm masa



Contenido de
vapor H₂O en
ppm masa

FIG.V-8. Gráfica para la conversión del punto de rocío a contenido de vapor de agua en ppm-masa.

Calibración del aparato de medición.

En la calibración se compara y ajusta la electrónica del aparato de medición a la línea característica del sensor. Esta calibración debe ejecutarse regularmente (aproximadamente cada 6 a 12 meses) ó puede ejecutarse cuando ocurran eventuales desviaciones en mediciones comparativas. Para ésto se abre el cilindro de medición (ver cambio de material de secado). El sensor de medición está ahora completamente accesible. El sensor de prueba que forma parte de suministro se empuja con ayuda de la pieza intermedia hacia el sensor. No sostener en las manos el sensor por mucho tiempo, pues se calentará innecesariamente. En el proceso de calibración debe observarse la temperatura ambiental, ya que el sensor de prueba produce una humedad relativa constante. La temperatura ambiental debe ubicarse entre $+ 15^{\circ}\text{C}$ y $+ 30^{\circ}\text{C}$. Temperaturas mayores a 25°C deben evitarse dentro de lo posible. Las temperaturas locales se determinan por medio de un termómetro normal.

El aparato debe dejarse aclimatar cuando menos 30 minutos, antes de tomar cualquier lectura; con la cual se tiene la seguridad, de que todas las partes se han regularizado a la temperatura ambiente. Ahora, el indicador marca el punto de rocío correspondiente para la temperatura ambiental. Ver el diagrama de la figura V-9 para la relación temperatura ambiental/ temperatura del punto de rocío.

En caso de que el valor del indicador no concuerde con el obtenido del diagrama, el aparato debe ajustarse al punto de rocío correcto por medio del potenciómetro de calibración.

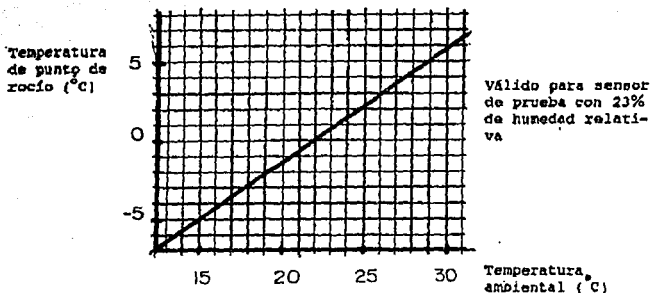


FIG. V-9. Gráfica para la calibración del aparato de medición de humedad.

Cambio del material de secado.

Cuando el sensor de medición ya no seca suficientemente el material de secado ya no es útil y debe renovarse. Para esto, se retira la parte interior del cilindro de medición, desatornillando la unión de plástico en la transición del cilindro interior al exterior. Haciendo esto, el cilindro interior puede jalarse hacia afuera cuidadosamente (jalar recto hacia afuera, no inclinar hacia un lado para no dañar el sensor de medición). El cilindro interior se abre en la parte inferior, con lo cual se sacude el material de secado y se introduce nuevo material fresco. Esto se consigue como parte de repuesto del aparato. Un llenado del filtro según la utilización del aparato, puede servir para aproximadamente de 1 a 3 años.

Otros puntos.

El sensor de medición, según el fabricante, tiene una vida útil de 10 años. Cuando se presenten errores que no pueden eliminarse con la calibración del aparato de medición entonces se

tiene presumiblemente un daño en el sensor de medición o en la electrónica del aparato. Entonces el aparato debe enviarse a reparación.

En caso de que el gas a medir se haga circular por otros tubos o mangueras, antes de llegar al aparato, debe tenerse cuidado que sean de una calidad adecuada tal que no introduzcan humedad ambiental o errores en la medición.

Debe observarse, que el cilindro de medición se encuentre adentro, cuando el aparato no esté en uso. Además observar que el sensor de prueba suministrado esté siempre cerrado y contenga agua y cristales salinos. En caso de que se vacíe, se puede llenar con agua destilada. Para hacer ésto, se afloja el tornillo de plástico en la parte superior. Queda inservible si no tiene cristales salinos en su interior o si el filtro interno ha sido dañado. Se hace notar que el sensor de prueba contiene sustancias tóxicas. Por tanto, debe evitarse el contacto con la piel o tomarlo con los dedos.

V.4. Medidor de Productos de Descomposición del gas SF₆

Es necesario tomar en cuenta que en el gas nuevo se encuentran presentes algunas impurezas como resultado del proceso de manufactura. Otras se generan por las descargas eléctricas durante la operación del equipo eléctrico. Su importancia varía considerablemente dependiendo de la naturaleza del equipo y de las medidas tomadas por el fabricante en el diseño del mismo.

No existen reglas precisas sobre los límites aceptables de impurezas en el gas SF₆ en servicio; ya que dependen del diseño y localización del equipo: distancia mínima de flámeo, longitud de trayectoria de fuga, la existencia de arcos eléctricos dentro del tanque, de los materiales que están en contacto con el gas, filtros adsorbedores, etc. Sin embargo, la experiencia

nos dará los límites promedio máximo aceptables para decidir en un momento dado, si es necesario regenerar o reemplazar al gas SF₆.

El instrumento para medir los productos de descomposición del gas SF₆ se describe a continuación.

El dispositivo de medición para productos de descomposición se puede proveer en dos versiones:

1. Dispositivo de medición para productos de descomposición sin compresor de diafragma.

2. Dispositivo de medición para productos de descomposición con compresor de diafragma.

Ambas versiones son instaladas en una caja de aluminio.

Dispositivo de medición para productos de descomposición.

El dispositivo de medición para productos de descomposición provee la existencia de productos de descomposición en el gas SF₆, tomando aproximadamente 500 cm³ de gas SF₆.

El dispositivo de medición para productos de descomposición consiste de:

- Un cilindro con un medidor de presión, válvula y pieza conectadora para los tubos de prueba, montados sobre un panel.
- El conector (de 2 m de longitud) se puede proveer con un conector de acoplamiento DN8 ó DN 20.
- Los conectores de acoplamiento DN8 y DN 20, están montados en un panel de transporte.
- 1 Juego de tubos de prueba (10 piezas).

Compresor de diafragma.

Mediante el compresor de diafragma los productos de descomposición se pueden medir en compartimientos de gas, los cuales tengan una presión de P_e menor ó igual a 2 bar.

El compresor de diafragma consiste de:

- Compresor de diafragma con válvulas montadas.
- Conector DN 4 mm/50 mm de longitud de conexiones.

Descripción funcional.

Una muestra de gas se toma con el dispositivo de medición para productos de descomposición, de una planta via el cilindro de medición. Rompa los extremos superiores de los tubos de prueba e inserte entonces el tubo de prueba en la pieza conectora. Después deje fluir hacia afuera una cierta cantidad de gas desde el cilindro de medición a través del tubo de prueba.

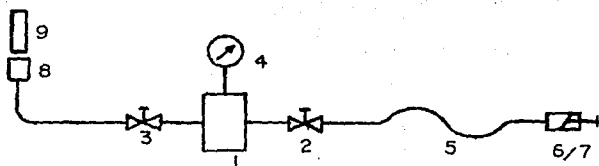
En el caso que el SF₆ contenga productos de descomposición, una decoloración del indicador de masa ocurre en el tubo de prueba.

El principio de indicación de tubo de prueba está basado en el hecho que el indicador de masa café en el tubo de prueba contiene Iodo Libre. Este Iodo Libre está siendo reducido a Iodo incoloro por los productos de descomposición y no por el gas SF₆.

La longitud de la capa descolorida se puede leer y analizarse en la escala impresa en el tubo de prueba.

Diagrama funcional.

El diagrama funcional del dispositivo de medición para productos de descomposición en el caso que la sobrepresión del llenado del gas que se va a medir sea mayor ó igual a 2 bar. Figura V-10.



Lista de componentes:

1. Cilindro de medición.
2. Válvula de llenado.
3. Válvula de medición.
4. Medidor de presión $P_e = 0-6$ bar.
5. Conector de 2 metros de longitud.
6. Conector de acoplamiento DN 8.
7. Conector de acoplamiento DN 20.
8. Pieza conectora para el tubo de prueba.
9. Tubo de prueba con escala impresa.

FIG. V-10. Diagrama funcional del medidor de productos de descomposición en gas SF₆.

Preparación del dispositivo de medición.

Antes que la medición empiece, se deben observar los puntos siguientes:

- Cheque si los tubos de prueba se pueden usar debido a que contengan mucho tiempo almacenados o se hallan almacenado inadecuadamente. Los tubos pueden durar almacenados 2 años, si estos son almacenados con protección contra la luz y a temperaturas de 0 °C hasta 30 °C. Por favor obsérvese el dato de caducidad impreso en el compartimiento de los tubos de prueba.
- Los tubos de prueba contienen químicos cáusticos por lo tanto evite el contacto con la piel con el material de llenado.

Personas no autorizadas, en particular niños, no deben jugar los tubos de prueba ya utilizados.

- Antes de cada medición, el cilindro de medición debe ser evacuado o lavado.

Evacuación del cilindro de medición.

Dado que el cilindro de medición (punto 1 del listado) está aún bajo presión, este debe llevarse a la presión cero. Para tal propósito abra la válvula de medición (3) y espere hasta que el indicador de presión (4) indique cero; entonces conecte el dispositivo de medición a una bomba de vacío externa vía conector de acoplamiento (6 ó 7). En este punto no se permite insertar un tubo de prueba.

Cierre la válvula de medición (3), abra la válvula de llenado (2) y evacúe el cilindro de medición. Después de esto cierre la válvula de llenado (2). Ahora su equipo está listo para realizar una nueva medición.

Lavado del cilindro de medición.

Si no existe una bomba de vacío externa, el dispositivo de medición puede ser lavado con el gas SF₆ que se va a medir.

Ambas válvulas (2) y (3) se cierran. No se permite insertar cualquier tubo de prueba dentro de la pieza conectora para los tubos de prueba. Entonces conecte el dispositivo de medición al compartimiento del gas con el conector de acoplamiento (6) ó (7). Abra la válvula de llenado (2), llene el cilindro de medición (1) a aproximadamente $P_e = 1$ bar, después de esto cierre la válvula. Deje escapar del cilindro de medición abriendo la válvula de medición (3). Repita el mismo proceso.

Asegúrese que el volumen del gas previo en el cilindro de medición ha sido desplazado antes de la medición. Entonces el dispositivo está listo para medir.

Proceso de medición.

- Después de la preparación para la medición, la válvula de llenado (2) y la válvula de medición (3) deben permanecer cerradas. Si no se hizo esto antes, conecte el dispositivo de medición a el compartimiento del gas via el conector de acoplamiento (6) y (7).

- Abra cuidadosamente la válvula de llenado (2) y ciérrela si el indicador de presión es $P_e = 2$ bar, así el cilindro de medición (1) es llenado.

- Tome un tubo de prueba del compartimiento de los tubos de prueba.

Rompa ambas cabezas del tubo de prueba. Inserte el extremo superior del tubo de prueba en el agujero sobre la placa marcada por un anillo rojo y empuje el tubo de prueba a un lado.

- Un flecha impresa en el tubo de prueba muestra la dirección del flujo. Ahora sostenga el tubo de prueba en la forma que la flecha indica alejada de la pieza conectora (8). Inserte el tubo de prueba dentro de la pieza conectora (8) para que la escala impresa se pueda leer. El sellado es hecho por un anillo de hule el cual es presionado al tubo de prueba por la tuerca de sujeción de la pieza conectora. Apriete la tuerca con la mano hasta que el tubo de prueba quede fijo.

- Deje que la presión del gas en el cilindro de medición (1) caiga desde $P_e = 2$ bars a $P_e = 1$ bar. Para esto abra la válvula de medición (3). Observe el indicador de presión, entonces el gas a ser medido fluye a través del tubo de prueba.

- Tan pronto como el proceso de escape haya sido terminado, se puede leer el tubo de prueba. No es necesario tomar el tubo de prueba y sacarlo para leer el mencionado tubo de prueba. En el caso de que el gas contenga productos de descomposición, una decoloración bien definida del indicador de masa desde el café al blanco se puede reconocer claramente. Lea la escala en el tubo de prueba en límite de decoloración desde el café al blanco.

- Mediante este intervalo de escala, se puede determinar la concentración correspondiente de los productos de descomposición PPM, de la tabla de evaluación siguiente:

TABLA DE EVALUACION

Divisiones de escala en el tubo de prueba	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Concentración de productos de descomposición en PPM	2	4	6	10	14	20	30	40	50

- Si no existen productos de descomposición en el gas SF₆, una aclaración gradual del indicador de masa en el tubo de prueba desde el café a un café claro se observará. Esta reacción es el resultado del esparcimiento del Iodo fuera del indicador de masa por el gas que fluye a través y no se debe tomar como indicación de medida.

ATENCION:

Tal tubo de prueba que nos dio indicación se puede usar para realizar otra medición, si esto se hace dentro de una hora después de la primera medición. En esta segunda medición mantenga en su mente que el tubo de prueba con indicador de masa claro muestra la indicación (decolorizado desde el café, café claro al blanco) solamente en el final del indicador de masa clareado.

Compresor de diafragama.

Mediante el compresor de diafragama., los productos de descomposición se pueden medir en los compartimentos de gas que tengan una presión de Pe menor ó igual a 2 bar.

La versión del dispositivo con un compresor de diafragma es provisto en una caja de aluminio más grande en el cual está también instalado el compresor de diafragma. Figura V-11.

El contenido adicional consta de:

- Compresor de diafragma con válvulas montadas.
- Conector DN 4/500 mm de longitud con conexiones.

Información técnica del compresor de diafragma.

- Entrega máxima (a $P_e = 1$ bar) 6 l/min.
- Presión de trabajo máxima $P_e = 2.5$ bar.
- Conexión eléctrica vía línea de alimentación con plug de seguridad.
- Interruptor encendido-apagado en línea de alimentación.
- Motor estándar 220 V, 50 Hz, 12 W.
- Consumo de corriente 0.6 A.

DIAGRAMA FUNCIONAL CON EL COMPRESOR DE DIAFRAGMA

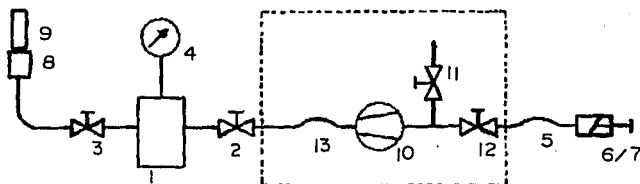


FIG. V-11. Diagrama funcional del medidor de productos de descomposición con compresor de diafragma.

Listado de componentes:

- 1. Cilindro de medición.**
- 2. Válvula de llenado.**
- 3. Válvula de medición.**
- 4. Indicador de presión $P_e = 0-6$ bars.**
- 5. Conector DN 4/2 m de longitud.**
- 6. Conector de acoplamiento DN 8.**
- 7. Conector de acoplamiento DN 20.**
- 8. Pieza de conexión para el tubo de prueba.**
- 9. Tubo de prueba con escala impresa.**
- 10. Compresor de diafragma.**
- 11. Válvula de escape.**
- 12. Válvula de suministro.**
- 13. Conector DN 4/500 mm de longitud.**

Operación con el compresor de diafragma.

- Conecte el compresor de diafragma a la fuente del dispositivo de medición para productos de descomposición.

- Remueva la manguera (5) de la válvula de llenado (2).

- Conecte esta manguera (5) a la válvula de suministro (12) en el lado de suministro del compresor de diafragma.

- La manguera (13) (500 mm de longitud) hace la conexión entre el lado de la presión del compresor de diafragma (10) y la válvula de llenado (2).

Preparación del dispositivo de medición para productos de descomposición con el compresor de diafragma.

- Conecte el dispositivo de medición para productos de descomposición con el compresor de diafragma al compartimiento del gas vía el conector de acoplamiento (6) y (7).

No maneje la evacuación del dispositivo de medición de acuerdo a la descripción "Evacuación del cilindro de medición" este debe ser lavado por medio del gas.

Para el proceso de lavado, la válvula de llenado (2) y la válvula de medición (3) deben estar abiertas y la válvula de escape (11) así como la válvula de suministro (12) estar cerradas.

Arranque el compresor de diafragma, abra la válvula de escape (11) y cierre inmediatamente.

Abra la válvula de suministro (12) solo media vuelta para que la presión no pueda crecer en el lado del suministro. (Si esta fuera abierta más, cierre de nuevo la válvula de suministro (12) y abra la válvula de escape (11) y ciérrala, entonces abra la válvula de suministro (12) pero no más de media vuelta). El proceso de lavado debe tomar aproximadamente 2 minutos.

Proceso de medición con el compresor de diafragma.

- Cierre la válvula de medición (3) después de que el lavado se ha terminado. Si el medidor de presión indica 2 bar, cierre la válvula de llenado (2) y subsecuentemente cierre la válvula de suministro (12) y apague el compresor de diafragma. Con esto el cilindro de medición se llena para la medición actual de acuerdo a las regularidades.

V.5 Detector Automático de Fugas de Halógeno.

La detección de fugas de gas SF₆ en la instalación se lleva a cabo con el detector automático de halógeno. Figura V-12.

La operación de este equipo es sumamente sencillo, simplemente se enciende el aparato y comienza a buscarse en donde se cree que exista la fuga en la instalación. El detector da una señal audible que aumenta su frecuencia cuando es detectada la fuga.

Es necesario tomar algunos puntos de consideración para el buen funcionamiento del aparato:

1. En áreas que se encuentren expuestas a corrientes de aire, es necesario cubrir dichas áreas para poder detectar las fugas. Ya que puede ser arrastrado el gas escapado y no ser detectado.

2. Regularmente las grandes fugas en la instalación cubren la presencia de pequeñas fugas, por lo cual es necesario reparar primero las grandes fugas para poder detectar con facilidad las pequeñas.

El detector tiene las siguientes características:

- Potencia requerida: dos baterías alcalinas tamaño "C".
- Rango de temperatura de operación: 30 °F a 100 °F.
- Tiempo de respuesta: Instantáneo.
- Distancia de detección: 36 pulgadas.
- Dimensiones: 8 pulgadas x 3 pulgadas x 1.8 pulgadas.

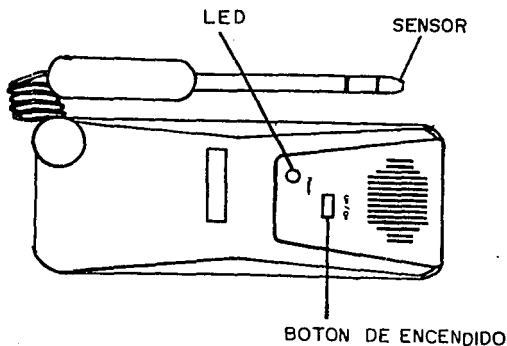


FIG. V-12. Detector automático de fugas de halógeno

CONCLUSIONES

La creciente demanda de energía eléctrica en las grandes ciudades, las restricciones de espacio; así como el alto costo de predios en zonas céntricas hace difícil el montaje de subestaciones de tipo convencional.

Debido a lo anterior ha tenido gran desarrollo la investigación y el montaje de las Subestaciones Encapsuladas en Gas SF₆, que cumplen con las prescripciones y exigencias urbanísticas de espacio, seguridad y de no romper el entorno arquitectónico ya que pueden ser disfrazadas.

Ya que existen gran variedad de firmas fabricantes de este tipo de instalaciones, y por lo tanto, diferentes diseños y características técnicas se hizo referencia en una en particular a lo largo de este trabajo. Siendo el principio básico el mismo en todas ellas, es decir; todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos en envoltentes metálicos y con gas hexafluoruro de azufre (SF₆) a presión. Son subestaciones análogas a las de tipo convencional en lo referente al equipo de alta tensión que utilizan.

Podemos mencionar las grandes ventajas y aplicaciones de las subestaciones encapsuladas en gas SF₆.

Ventajas de las subestaciones encapsuladas:

- 1. Debido a que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envoltentes metálicos conectados a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes bajo tensión, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad del servicio.**
- 2. Independencia del medio ambiente.**
- 3. Disminución de las dimensiones de la instalación.**
- 4. Se requiere de muy poco mantenimiento.**

5. Posibilidad de disfrazar la instalación.

Posibles aplicaciones:

- a) **Puntos principales de distribución en regiones con atmósfera contaminada, salada ó con peligro de explosión.**
- b) **Puntos principales de distribución en el interior de ciudades , en lotes de poco espacio y costos elevados.**
- c) **Ampliación de instalaciones clásicas, en caso de falta de terreno.**

El principal objetivo que se pretendió alcanzar con el presente trabajo, fue el de dar una introducción y mencionar los aspectos más importantes de que constan la subestaciones encapsuladas en gas SF6.

Los temas abordados como, componentes de la subestación y características técnicas; fueron abarcados con el fin de explicar el principio de funcionamiento y operación de este tipo de instalaciones.

Ya que no se pretendió agotar el tema de las subestaciones encapsuladas, sino por el contrario fue con la idea de dar una introducción y orientación de las ventajas y aplicaciones de estas instalaciones, teniendo gran aplicación en la Ciudad de México, por lo cual es un tema de estudio y desarrollo.

Los instrumentos y equipos que se mencionaron que son necesarios para el manejo, manipulación y verificación del gas SF6 se abordaron desde el punto de vista para lo cual fueron creados, el principio de funcionamiento y su operación. Ya que existen gran variedad de fabricantes de estos instrumentos, se hizo referencia a los más utilizados por la Compañía de Luz y Fuerza.

La mayor parte de la información que se recopiló a lo largo de este trabajo, es propiedad de la Compañía de Luz y Fuerza, que es la principal empresa que se dedica al montaje, operación y mantenimiento de las Subestaciones Encapsuladas en Gas SF₆.

Se tomaron en cuenta las recomendaciones del fabricante, instructivos del equipo y experiencias del personal encargado de la instalación.

En Luz y Fuerza se han utilizado Subestaciones Encapsuladas desde 1979 hasta la fecha, incrementándose su aplicación como se puede observar en la tabla del capítulo I.

BIBLIOGRAFIA

- **Luz y Fuerza del Centro, 1994**
Subestaciones Aisladas en gas SF6
- **Revistas ABB 2/89, 6/91**
- **Diseño de subestaciones Eléctricas**
Raúll Martín
- **Manual de Subestaciones Encapsuladas en Gas SF6 de -**
230 kv. Tipo interior de Sprecher Energie. Modelo B212.
- **Boletín iie, Junio 1979**
- **Conceptos y Experiencias Relacionadas con el Mantenimiento**
de Subestaciones en SF6.
Arturo López Malo, Javier Espinoza Lagunas.
Compañía de Luz y Fuerza.
- **Pruebas Eléctricas a Equipo de Subestaciones de Distribución.**
Comisión Federal de Electricidad.
- **Manual “Grupo Móvil de Recuperación”.**
DILO - GESELLSCHAFT DREXLER & Co.
- **Manual “Aparato Electrónico de Medición de Humedad”.**
DILO - GESELLSCHAFT DREXLER & Co.
- **Manual “Detector Electrónico de Fugas de Halógeno”.**
TIF PRODUCTS.
- **Manual “Medidor de Productos de Descomposición de SF6”.**
DILO - GESELLSCHAFT DREXLER & Co.