



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

PRUEBAS DE MANTENIMIENTO AL HEXAFLUORURO DE  
AZUFRE ( $\text{SF}_6$ ) EN UNA SUBESTACIÓN ENCAPSULADA

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTA:

ERICK ARENAS FRAGOSO

ASESOR: M. EN C. RODRIGO OCON VALDEZ



MÉXICO

2014



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## **Agradecimientos**

### **A la U.N.A.M. – F.E.S. Aragón.**

Agradezco a la máxima casa de estudios “U.N.A.M”, nuestra escuela, nuestro segundo hogar, que me ha dado el privilegio de pertenecer a sus filas de formación de profesionales y que me ha dado las herramientas para ejercer esa profesión en el campo. Para así dejar en alto el nombre de la Universidad Nacional Autónoma de México.

### **A mis profesores y compañeros.**

Por haber sido parte fundamental en mi formación ya que gracias a sus enseñanzas he podido culminar esta etapa de preparación para la vida profesional

### **Al M. en C. Rodrigo Ocon Valdez**

De manera especial quiero agradecer su apoyo por compartir sus conocimientos, consejos, experiencias y por haberme dedicado su tiempo para dirigir este trabajo de tesis. Con afecto y admiración gracias por todo ing. Rodrigo Ocon

### **A MI FAMILIA**

Las personas más importantes de mi vida, les agradezco por su apoyo incondicional, los jalones de oreja, los consejos, las críticas constructivas y su gran cariño. Gracias a ustedes esto es posible. Papá espero ser como es usted, Mamá la quiero como nadie y Hermanas por ustedes daría la vida, los amo.



ORGULLOSAMENTE U.N.A.M

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU”

# Índice

<b>Índice</b> .....	I
<b>Índice de figuras</b> .....	IV
<b>Índice de tablas</b> .....	V
<b>Introducción</b> .....	VI
<b>Objetivo general</b> .....	VIII
<b>Objetivos particulares</b> .....	VIII
<b>Justificación</b> .....	VIII
<b>Capítulo 1. Gas aislante hexafluoruro de azufre</b> .....	1
1.1 Hexafluoruro de azufre .....	2
1.1.1 Propiedades físicas.....	3
1.1.2 Propiedades ópticas.....	9
1.1.3 Presión interna de un tanque con SF <sub>6</sub> .....	10
1.2 Comportamiento químico.....	11
1.3 Toxicidad del SF <sub>6</sub> .....	16
1.3.1 Contaminación del SF <sub>6</sub> .....	16
1.4 Propiedades eléctricas.....	17
1.5 Áreas de aplicación.....	23
<b>Capítulo 2. Subestaciones encapsuladas en SF<sub>6</sub></b> .....	27
2.1 Subestaciones eléctricas.....	28
2.1.1 Tipo de subestaciones.....	28
2.2 Tecnología.....	29
2.2.1 Subestaciones AIS (Air-Insulated Switchgear).....	30
2.2.2 Subestaciones GIS (Gas- Insulated Switchgear).....	31
2.2.3 Subestaciones híbridas.....	32
2.3 Subestaciones eléctricas GIS.....	33
2.3.1 Arreglos de subestaciones GIS.....	36
2.3.2 Conexiones.....	39
2.3.3 Componentes de subestaciones GIS.....	42
<b>Capítulo 3. Normativa para subestaciones encapsuladas</b> .....	57
3.1 Objetivo.....	58
3.2 Normas que aplican.....	58
3.3 Características y condiciones generales.....	60
3.3.1 Disposición física de la subestación.....	60
3.3.2 Condiciones de servicio.....	60
3.3.3 Características nominales y valores de pruebas dieléctricas.....	63

3.3.4	Las corrientes nominales de operación y corrientes de interrupción.....	64
3.3.5	Transición de salida.....	65
3.3.6	Tensiones de alimentación de auxiliares.....	67
3.3.7	Partes conductoras.....	68
3.3.8	Envolventes metálicas.....	69
3.3.9	Conexiones a tierra.....	71
3.4	Mantenimiento.....	71
3.5	Condiciones de operación.....	72
3.6	Control de calidad.....	86
3.6.1	Pruebas.....	86
3.6.2	Pruebas de prototipo.....	86
3.6.3	Pruebas de aceptación en fábrica.....	86
3.6.4	Pruebas de montaje y puesta en servicio en sitio.....	87
3.7	Empaque, embalaje, embarque, transportación, descarga, recepción, almacenaje y manejo.....	89
<b>Capítulo 4. Pruebas de mantenimiento al SF<sub>6</sub> .....</b>		<b>91</b>
4.1	Subestaciones eléctricas encapsuladas.....	92
4.1.1	Requerimientos para el montaje y mantenimiento.....	93
4.1.2	Actividades de operación y mantenimiento.....	93
4.1.3	Pruebas.....	96
4.2	Cromatografía.....	98
4.3	Pruebas al gas SF <sub>6</sub> .....	99
4.3.1	Principio del método.....	99
4.3.2	Equipo.....	101
4.3.3	Procedimiento.....	105
4.3.4	Resultados.....	109
4.3.5	Fin de la prueba.....	109
4.4	Administración del sistema de gas.....	110
4.4.1	Planificación.....	111
4.4.2	Proceso de administración.....	114
4.4.3	Instalaciones y servicios en el área de trabajo.....	115
4.4.4	Procedimiento de problemas identificados en equipos de SF <sub>6</sub> .....	115
4.4.5	Equipo de sondeo.....	116
4.5	Requisitos de seguridad.....	117
4.5.1	Materiales de limpieza.....	119
4.5.2	Equipo de protección personal.....	120
4.5.3	Primeros auxilios.....	121
4.6	Llenado de gas SF <sub>6</sub> nuevo.....	122
4.6.1	Certificación del gas hexafluoruro de azufre nuevo .....	123

4.6.2 Llenar sistemas de presión cerrado con hexafluoruro de azufre.....	123
4.6.3 Procedimiento para llenar un compartimiento que contiene aire.....	124
4.6.4 Procedimiento para llenar un compartimiento parcialmente lleno de SF <sub>6</sub> .....	124
4.6.5 Terminación de llenado.....	125
4.7 Manejo de gas usado.....	126
4.7.1 Equipos de recuperación .....	126
4.7.2 Recuperación del gas SF <sub>6</sub> .....	128
4.8 Equipo fuera de servicio.....	130
4.8.1 Gestión de residuos.....	131
4.8.2 Tratamiento y eliminación de residuos contaminados.....	132
4.8.3 Tratamiento de la ropa de protección reutilizables y herramientas.....	133
Conclusiones y recomendaciones.....	134
Bibliografía.....	135

## Índice de figuras

Figura 1.1 Molécula de SF <sub>6</sub> .....	2
Figura 1.2 Curva de presión de vapor y líneas de densidad del SF <sub>6</sub> .....	5
Figura 1.3 Presión-viscosidad.....	6
Figura 1.4 Conductibilidad térmica.....	7
Figura 1.5 Transferencia de calor de aire y SF <sub>6</sub> .....	8
Figura 1.6 de presión / temperatura curvas de SF <sub>6</sub> .....	8
Figura 1.7 Espectro infrarrojo de SF <sub>6</sub> .....	9
Figura 1.8 Punto de rocío – humedad.....	15
Figura 1.9 Colapso de la tensión del SF <sub>6</sub> en un campo homogéneo.....	18
Figura 1.10 Relación de la tensión de ruptura a la presión.....	20
Figura 1.11 Desglose de fuerza de aceite del transformador en aire y SF <sub>6</sub> .....	20
Figura 1.12 Dependencia de presión.....	21
Figura 1.13 Efecto corona.....	21
Figura 1.14 Temperatura radial en SF <sub>6</sub> y N <sub>2</sub> .....	22
Figura 1.15 Capacidad Quenching de SF <sub>6</sub> .....	23
Figura 2.1 Subestación AIS.....	30
Figura 2.2 Subestación GIS.....	31
Figura 2.3 Subestación híbrida.....	32
Figura 2.4 GIS VS AIS.....	34
Figura 2.5 Arreglo de doble barra.....	37
Figura 2.6 Arreglo de interruptor y medio.....	37
Figura 2.7 Aislador cónico de resina.....	43
Figura 2.8 Junta de expansión.....	44
Figura 2.9 GIS Monofásica.....	45
Figura 2.10 GIS Trifásica.....	45
Figura 2.11 Interruptor de potencia.....	47
Figura 2.12 Seccionador de puesta a tierra de la barra.....	48
Figura 2.13 Seccionador de puesta a tierra de línea.....	49
Figura 2.14 Seccionador de puesta a tierra rápido.....	50
Figura 2.15 Transformador de corriente.....	51
Figura 2.16 Transformador de tensión.....	52
Figura 2.17 Empalme gas-aire.....	53
Figura 2.18 Empalme a cable subterráneo.....	54
Figura 2.19 Empalme gas-aceite.....	55
Figura 4.1 Diagrama de un cromatógrafo de gases.....	99
Figura 4.2 973 Parte frontal.....	102
Figura 4.3 973 Parte trasera.....	102
Figura 4.4 Líneas de datos.....	103

Figura 4.5 Conexión al 973.....	104
Figura 4.6 Acoplamientos DILO.....	104
Figura 4.7 Conexión a la subestación.....	105
Figura 4.8 Presión del gas.....	106
Figura 4.9 Inicio.....	106
Figura 4.10 Humedad y volumen.....	107
Figura 4.11 Devolución del gas.....	107
Figura 4.12 Fin de medición.....	108
Figura 4.13 Proceso de recuperación de gas.....	127
Figura 4.14 Equipo de recuperación de gas.....	129

### **Índice de tablas**

Tabla 1.1 Datos mecánicos y calóricos.....	3
Tabla 1.2 Solubilidad.....	4
Tabla 1.3 Calor específico (Cp).....	4
Tabla 1.4 Presión de vapor.....	4
Tabla 1.5 Presión-viscosidad.....	5
Tabla 1.6 Conductividad térmica.....	7
Tabla 1.7 Presión interna en un tanque.....	10
Tabla 1.8 Punto de rocío.....	14
Tabla 3.1 Condiciones de servicio de la GIS.....	61
Tabla 3.2 Valores de pruebas dieléctricas y características nominales.....	63
Tabla 3.3 Corrientes nominales de operación y corrientes de interrupción.....	64
Tabla 3.4 Tensiones para alimentación de motores.....	67
Tabla 3.5 Tensiones para las funciones de control.....	68
Tabla 3.6 Tensiones para resistencias calefactoras.....	68
Tabla 3.7 Clase de exactitud y carga nominal para medición.....	82
Tabla 3.8 Clase de exactitud y carga nominal para protección.....	82
Tabla 3.9 Clase de exactitud y carga nominal.....	84
Tabla 4.1 Resultados.....	109
Tabla 4.2 Normas.....	110
Tabla 4.3 Límites de tolerancia para exposición.....	110
Tabla 4.4 Métodos de detección.....	111
Tabla 4.5 Acciones en una subestación GIS.....	112
Tabla 4.6 Programa de mantenimiento en una subestación GIS.....	113
Tabla 4.7 Requisitos de seguridad.....	117
Tabla 4.8 Niveles de impurezas aceptables máximo para el gas nuevo.....	123
Tabla 4.9 Niveles de impurezas aceptables máximos de gas de calidad técnica.....	129
Tabla 4.10 Impurezas máximas aceptables para el gas usado.....	130



## Introducción

La energía eléctrica es un insumo indispensable para el desarrollo de la economía en su conjunto y para la producción de otros bienes y servicios, generando el incremento de recursos y en consecuencia también las actividades productivas de cualquier país.

Los sistemas eléctricos de potencia son indispensables en el mundo actual. Por lo tanto su generación, transmisión y distribución son clave para el desarrollo.

La tecnología eléctrica y sus avances han permitido que la naturaleza de las subestaciones haya evolucionado a lo largo de los años. Las causas han sido múltiples las cuales unas de ellas son la concentración de población, el desarrollo tecnológico en múltiples áreas, crecimiento de ciudades y desarrollo industrial. Por lo que genera una alta demanda de energía eléctrica.

Por estos motivos, al tener grandes puntos de demanda localizados y densidades de consumo en las ciudades, se requieren unos flujos de energía elevados.

El envío de energía a través de líneas eléctricas es esencial y complicado, debido a la resistencia de los conductores genera muchas pérdidas y por ello se busca reducirlas, bajando las intensidades y elevando las tensiones.

El incremento de las tensiones ha requerido de investigación para establecer nuevos sistemas de aislamiento, mejora de la protección, de la implantación y del diseño de dispositivos.

La subestación aislada por gas (GIS) es una de las tecnologías que se desarrolló, estas reducen considerablemente el espacio requerido por los equipos eléctricos, mejoran la estética de la instalación y minimizan la probabilidad de averías.

Estas subestaciones difieren de las convencionales en sus dimensiones, ya que en estas todos los equipos (cuchillas, transformadores de potencia, transformadores de corriente e interruptores) se encuentran dentro de una envolvente metálica y presurizada con gas SF<sub>6</sub> como medio aislante, esto hace que las distancias entre fases y fase a tierra sean muy reducidas por lo cual se logra economizar en el área del terreno, minimiza la probabilidad de averías y da una calidad del servicio superior.

El Hexafluoruro de Azufre o SF<sub>6</sub> es la clave de esta tecnología, descubierto por el químico francés H. Moissan, es un gas artificial utilizado ampliamente en los equipos eléctricos de alta tensión. Es incoloro, inodoro, no combustible y químicamente muy estable por lo que a

temperatura ambiente no reacciona con ninguna otra sustancia. Su gran estabilidad se basa en el arreglo simétrico perfecto de sus seis átomos de Flúor en torno a su átomo de Azufre central. Al final del uso de vida del equipo, el gas puede ser recobrado, reciclado y vuelto a usar.

Es esta estabilidad precisamente lo que vuelve a este gas muy útil en la industria. El SF<sub>6</sub> es un excelente aislante eléctrico y puede apagar un arco eléctrico en forma efectiva. Esto lo ha hecho muy popular y por lo tanto pueden encontrarse hoy en día miles de equipos eléctricos alrededor de mundo en media y alta tensión que lo utilizan.

En el capítulo 1 se hablara del gas hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) sus propiedades eléctricas, físicas, químicas y ópticas; su comportamiento en un tanque, su grado de toxicidad y áreas de aplicación en las que el gas está presente.

En el capítulo 2 se menciona la tecnología de las subestaciones eléctricas y los diferentes tipos que existen. Se hablara principalmente de las subestaciones encapsuladas (GIS) sus tipos de arreglos, conexiones y sus componentes.

El capítulo 3 se dará a saber las normas que se utilizan en las subestaciones encapsuladas (GIS), según la especificación más reciente de CFE “CFE VY200-40”. Se mencionara las características y condiciones generales de operación, las pruebas que se deben de realizar, mantenimiento y manejo de las mismas.

El capítulo 4 se menciona el método para las pruebas de mantenimiento al gas SF<sub>6</sub>; sus requerimientos para llevarlas acabo, las pruebas que se realizan, la gestión del gas, las normas que se siguen, los requisitos de seguridad y cómo se realiza una prueba de mantenimiento al gas con una cromatografía.

## **Objetivo general.**

Entender y conocer los procedimientos y requisitos mínimos que debe cumplir los usuarios para las pruebas de mantenimiento al hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ) en una subestación encapsulada. En espera que estos den mejora al proceso y los requisitos que se deben seguir durante el uso y manejo del hexafluoruro de azufre, reducir el riesgo al mínimo de liberación del gas al medio ambiente y especificar las practicas a utilizar de seguridad cuando se trabaja con los compuestos tóxicos asociados con el gas. En espera que estos den mejora al procedimiento siempre que sea posible y el aseguramiento de la calidad.

## **Objetivos particulares:**

- Conocer los límites permisibles del hexafluoruro de azufre y sus asociados para el uso en subestaciones.
- Mantener el buen funcionamiento del equipo de la subestación.
- Establecer las características de los equipos de hexafluoruro de azufre, de la subestación.
- Cumplir las normas que se aplican para el buen funcionamiento.

## **Justificación.**

Dentro de la formación que tuve en la carrera y en el servicio social me di cuenta del amplio que es el ramo eléctrico; en lo particular a mí me llamo la atención el campo de potencia e indagando más encontré la tecnología de las subestaciones encapsuladas y su particularidad del uso de un gas como medio aislante.

Las particularidades del hexafluoruro de azufre se me hicieron grandiosas e interesantes, en particular el como el gas actúa en un arco eléctrico y regresa a su estado casi original, solo con una pequeña descomposición. Por lo que el presente trabajo pretende dar a conocer las pruebas de mantenimiento a una subestación tipo encapsulada y como se pueden llevar a cabo las pruebas pertinentes al gas  $SF_6$ , para que en conjunto con los demás elementos que contiene la subestación tipo GIS pueda dar un mejor servicio y dado a la tendencia al aumento de estas subestaciones.

Dicho lo anterior, la tesis la realizo porque es importante conocer la manera adecuada como se debe realizar un mantenimiento y más que nada por la seguridad de las personas que se dedican al mantenimiento de equipo eléctrico.

# Capítulo 1

## Gas de hexafluoruro de azufre

## 1.1 Hexafluoruro de azufre

El hexafluoruro de azufre es un compuesto inorgánico de fórmula  $\text{SF}_6$ . En condiciones normales de presión y temperatura es un gas incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable, con la peculiaridad de ser cinco veces más pesado que el aire, presentando una densidad de 6,13 g/L a una atmósfera de presión. El  $\text{SF}_6$  presenta geometría molecular octaédrica, consistente en seis átomos de flúor enlazados a un átomo central de azufre. Es una molécula hipervalente que se encuentra en gases no polares. Es un gas muy inerte y poco soluble en agua, aunque sí en solventes orgánicos no polares.

Es un gas causante de efecto invernadero, catalogado con un índice GWP de 176 (Global Warming Potential, unas 20,000 veces más que el  $\text{CO}_2$ ), pero dada su gran densidad no asciende a las capas altas de la atmósfera. Unido eso a su escasa presencia en la atmósfera, su contribución al calentamiento global es mínima.

Fue descubierto en 1901 por el premio Nobel de química Henri Moissan y por Paul Lebeau, sintetizado a partir de la exposición directa de azufre ( $\text{S}_8$ ) y flúor gaseoso ( $\text{F}_2$ ) a  $300^\circ\text{C}$ . En la actualidad sigue utilizándose esencialmente el mismo sistema para su fabricación industrial, con el único añadido de posteriores procesos de purificación.

Es particularmente adecuado para la aplicación en tanto el voltaje de alta tensión y media-alta interruptores de circuito de potencia, así como en cables de alta tensión, transformadores, transductores, de las partículas y los aceleradores de electrones, equipos de rayos X y de transmisión UHF (siglas del inglés Ultra High Frequency, ‘frecuencia ultra alta’) sistemas y como un aguafuerte y la cámara limpieza de los gases en la industria de los semiconductores.

Es precursor para la construcción de nuevos equipos con mayor capacidad y un rendimiento mejorado, gracias a las excelentes propiedades eléctricas, térmicas y químicas del  $\text{SF}_6$ .

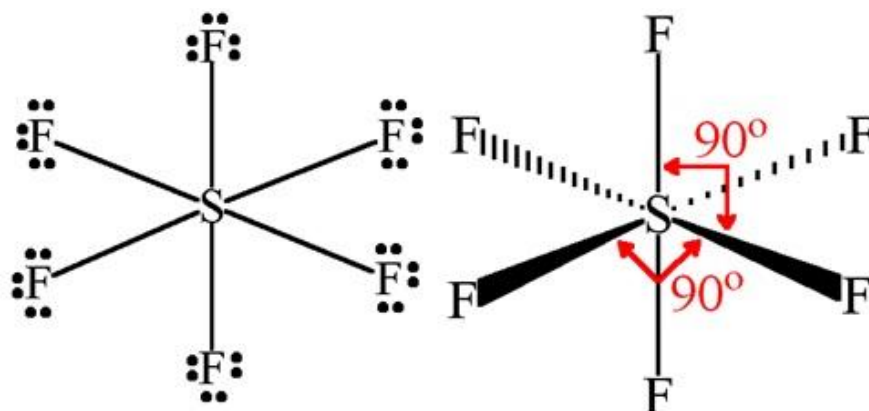


Figura 1.1 Molécula de  $\text{SF}_6$

### 1.1.1 Propiedades físicas de SF<sub>6</sub>

Datos mecánicos y calóricos

Hexafluoruro de azufre es un gas incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable. Con una masa molar de 146.05 g/mol, SF<sub>6</sub> es de aproximadamente 5 veces más pesado que el aire y uno de los gases más pesados conocidos.

Punto de sublimación (1.0133bar)	-63.9 °C
Punto de fusión (2.26 bar)	-50.8 °C
Calor de sublimación	153.2 kJ / kg
Calor de fusión	34.37 kJ / kg
El calor de vaporización:	
Temperatura (° C) -20 0 +20 +40	-20 0 +20 +40
El calor de vaporización (kJ / kg)	91.71 78.96 62.54 34.08
Los datos críticos:	
Temperatura crítica	4.58 °C
Presión Crítica	37.59 bar
Densidad Crítica	0.74 kg / l
Densidad:	
La densidad del gas (20 ° C, 1 bar)	6.07 g / l
Densidad del líquido (0 ° C, 12.65 bar)	1.56 kg / l
Densidad sólidas (-100 ° C)	2.77 kg / l
Velocidad acústica en SF <sub>6</sub>	
(0 ° C, 1.0 bar)	129.06 m / s
Exponente Isentrópico (κ):	
La compresibilidad dinámica de SF <sub>6</sub> es particularmente elevado debido al bajo valor del exponente isentrópico	κ:1.08 (30 °C, 1.0 bar)
El calor de formación (Δ HB, 25 ° C)*	-1221.58 ± 1.0 kJ / mol
La entropía de la reacción (Δ SB, 25 ° C) *	- 349.01 J / mol K
* Para la formación de azufre rómbico y flúor gaseoso.	

Tabla 1.1 Datos mecánicos y calóricos

Solubilidad en agua: Volumen de gas corregida a 0 ° C, 1.0133 bar Temperatura (° C)	5   10   15   20   25   30   40   50
Solubilidad (cm SF <sub>6</sub> /kg H <sub>2</sub> O)	11.39 9.11 7.48 6.31 5.44 4.79 3.96 3.52
Solubilidad en un transformador de aceite: Gas volumen por debajo de 0 ° C, 1.0133 bar Temperatura (° C)	27   50   70
Solubilidad (cm <sup>3</sup> SF <sub>6</sub> /cm <sup>3</sup> aceite)	0.408   0.344   0.302

Tabla 1.2 Solubilidad

Fase sólida y líquida Temperatura (°K)	200   210   220   225   230
Calor específico (J / mol K)	104.17 116.60 184.22 110.95 119.58
En fase gaseosa (1 bar)	
Temperatura (°K)	298   373   400   473   500   573   600   673   700   773   1273
Calor específico (J / mol K)	97.26 112.45 116.39 125.89 128.54 134.51 136.07 140.21 141.1 144.35 152.62

Tabla 1.3 Calor específico (Cp.)

Temperatura (° C) Presión (bar)	-50 - 45 - 40 a 35 - 30 - 25 a 20 - 15 - 10 - 5 2.34 2.87 3.49 4.20 5.02 5.95 7.01 8.19 9.52 11.01
Temperatura (° C) Presión (bar)	0 +5 +10 +15 + 20 + 25 + 30 + 35 + 40 + 45 12.65 14.47 16.47 18.67 21.08 23.72 26.62 29.79 33.27 37.13

Tabla 1.4 Presión de vapor

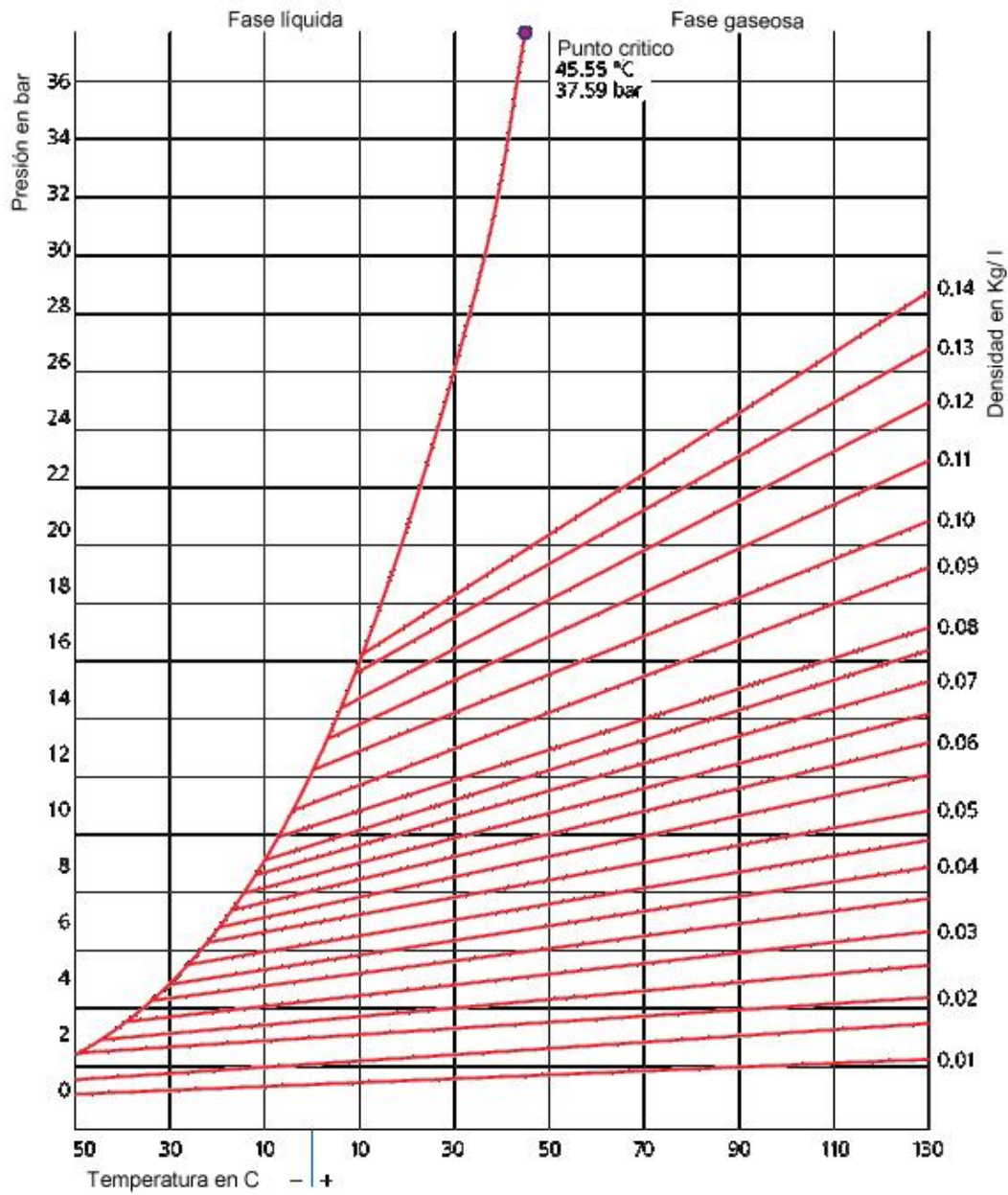


Figura 1.2 Curva de presión de vapor y líneas de densidad del SF<sub>6</sub>



Curva de presión-viscosidad

En la figura 1.3 se muestra la Viscosidad del SF<sub>6</sub> como una función de la temperatura a presión atmosférica

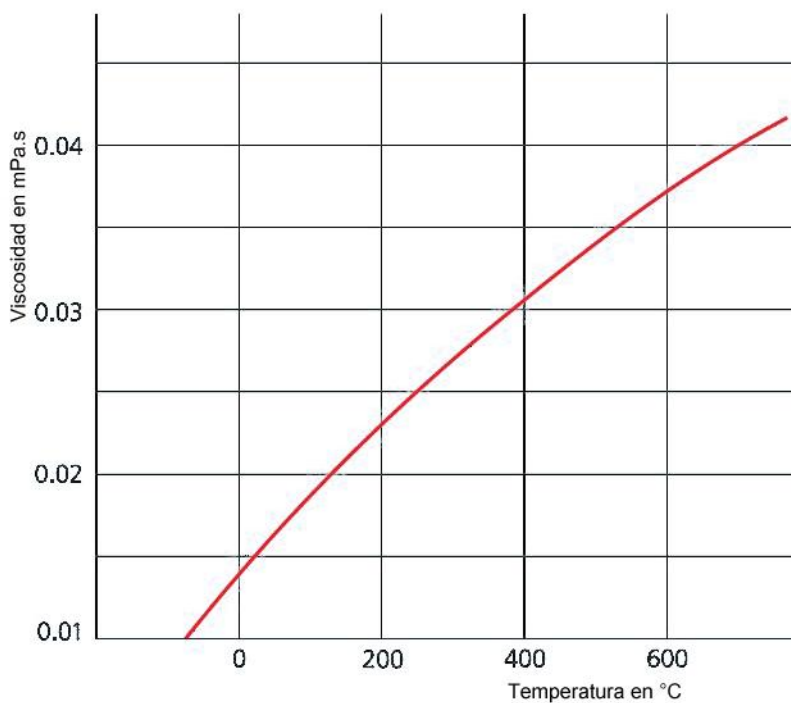


Figura 1.3 Presión-viscosidad

TEMPERATURA	VICOSIDAD
°C	mPa.s
0	0.0141
25	0.0153
100	0.0186
200	0.0228
300	0.0266
400	0.0302
500	0.0335

Tabla 1.5 Presión-viscosidad

Curva de conductibilidad térmica

En la figura se muestra la conductividad térmica del SF<sub>6</sub> a la presión atmosférica

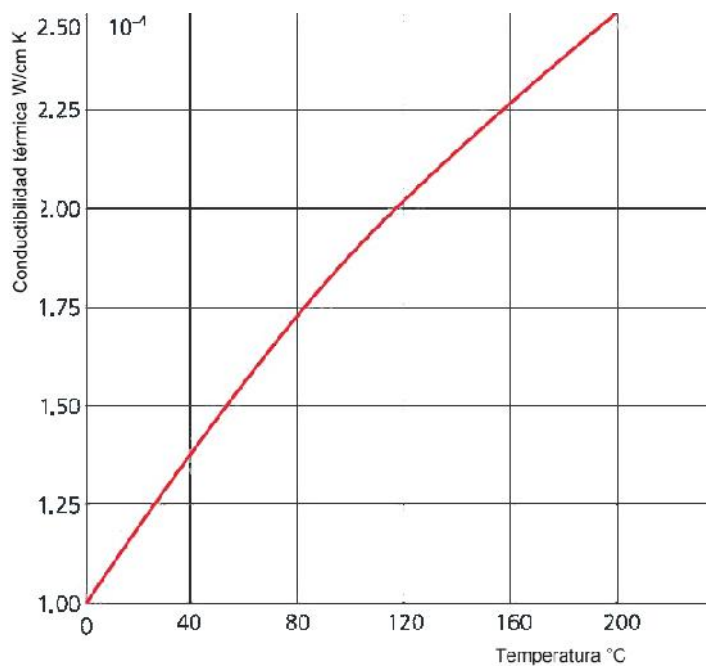


Figura 1.4 Conductibilidad térmica

TEMPERATURA	CONDUCTIVIDAD TERMICA
°C	W/cm.K
0	1.0
25	1.3
100	1.9
200	2.5
300	3.1
400	3.6
500	4.1

Tabla 1.6 Conductividad térmica

Curva de transferencia de calor

En la siguiente imagen se muestra el coeficientes de transferencia de calor de aire y SF<sub>6</sub> (por comparación - aceite del transformador bajo convección natural) (Conti-Elektro-Berichte, julio / septiembre de 1966, p 189)

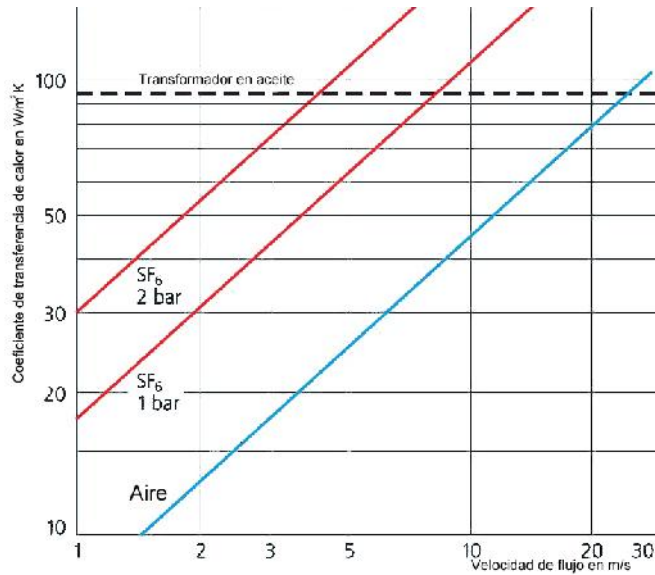


Figura 1.5 Transferencia de calor de aire y SF<sub>6</sub>

Figura 1.6 de presión / temperatura curvas de SF<sub>6</sub> (de Z. Phys. Chem., Nueva Serie 23 [1960] 96). (1at = 0.9800665 bar)

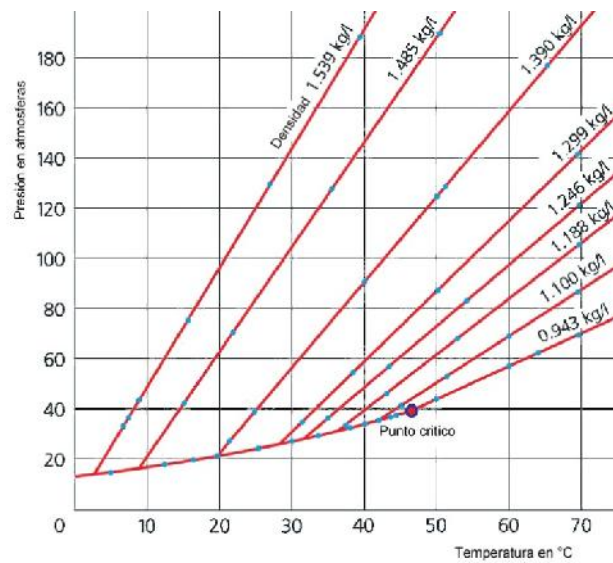


Figura 1.6 de presión / temperatura curvas de SF<sub>6</sub>

### 1.1.2 Propiedades ópticas

- Índice de refracción

$$n_D = (0 \text{ } ^\circ\text{C}) \text{ 1.0133 bar} \quad 1.000783$$

Figura 1.7 Espectro infrarrojo de SF<sub>6</sub> grabado para tres concentraciones diferentes (Leitz M 3, NaCl prisma)

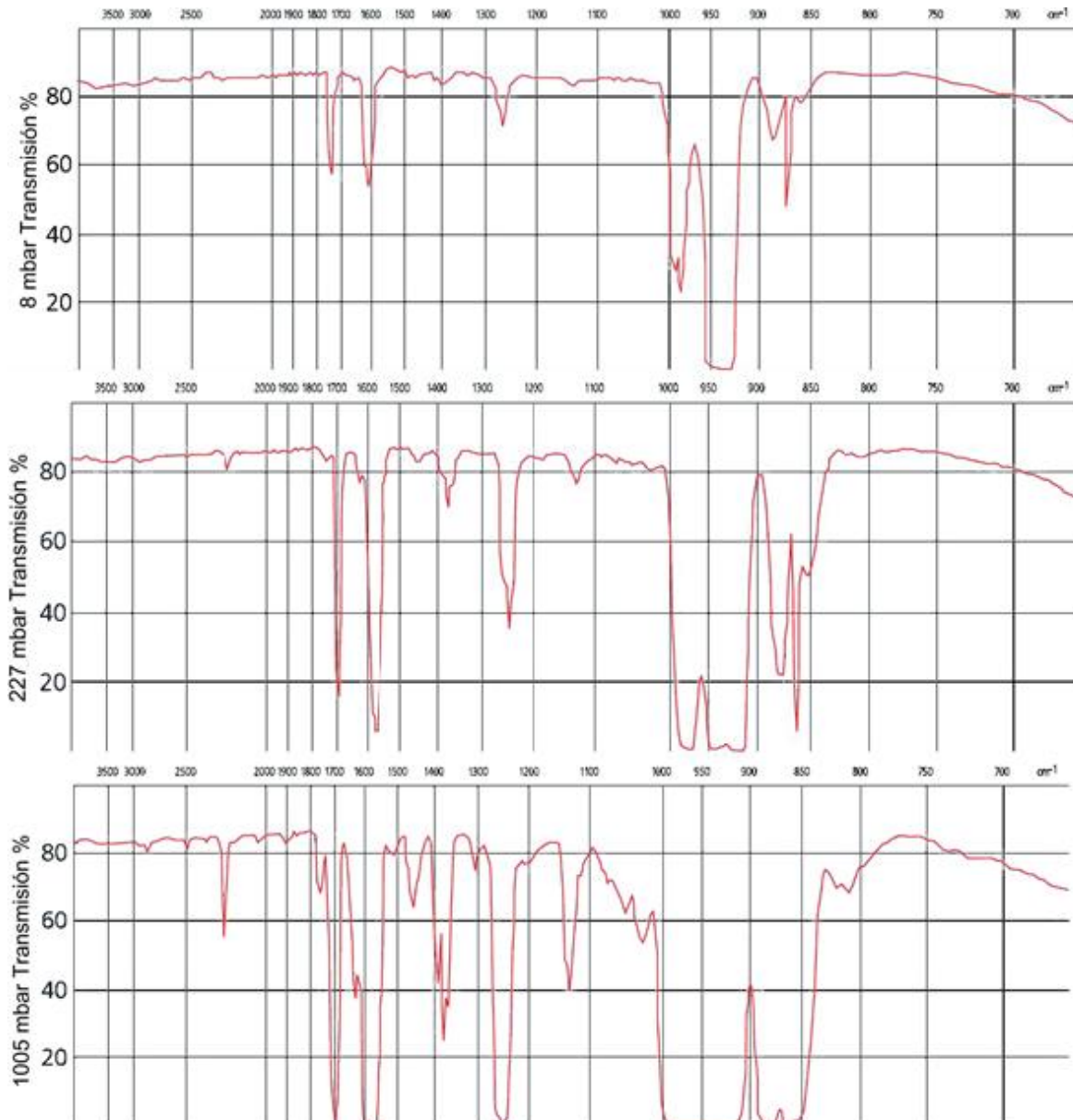


Figura 1.7 Espectro infrarrojo de SF<sub>6</sub>

### 1.1.2 Presión interna de un tanque con SF<sub>6</sub>

La presión interna en el tanque de SF<sub>6</sub> con función de la temperatura y densidad determinada (kg SF<sub>6</sub> / l volumen del tanque)

Densidad kg/l	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C	45°C	50°C	55°C	60°C	65°C	70°C
0.940										43.1	49.3	55.5	61.8	68.3
0.960										43.6	50.1	56.5	63.1	69.6
0.980										44.2	50.9	57.7	64.3	71.2
1.000										44.8	51.8	58.8	65.8	73.0
1.020										45.6	52.9	60.1	67.4	74.8
1.040										46.4	54.0	61.1	69.2	77.0
1.060										47.4	55.3	63.3	71.3	79.4
1.080										48.4	56.7	65.0	73.7	82.1
1.100										49.8	58.5	67.3	76.2	85.2
1.120								33.7	42.5	51.3	60.3	69.5	78.9	88.5
1.140								34.9	44.1	53.3	62.7	72.4	82.2	92.1
1.160								36.5	46.0	55.5	65.5	75.5	85.6	96.1
1.180								38.0	48.1	58.2	68.5	79.0	89.7	100.6
1.200								40.1	50.7	61.3	72.2	83.2	94.3	105.6
1.220								42.6	53.7	64.8	76.2	87.7	99.5	111.3
1.240								45.3	57.1	68.8	80.7	92.8	105.3	117.6
1.260								48.6	61.0	73.5	85.9	98.6	111.7	124.4
1.280						27.0	39.7	52.5	65.6	78.7	91.9	105.0	118.9	132.2
1.300						30.3	43.7	57.1	70.9	84.6	98.4	112.2	126.4	140.5
1.320						34.3	48.3	62.4	76.8	91.2	105.7	120.2	134.9	149.9
1.340						38.8	53.7	68.5	83.5	98.6	113.7	129.0	144.4	159.8
1.360						43.9	59.6	75.3	90.9	106.5	122.6	138.8	154.6	170.8
1.380						49.9	66.4	82.9	99.2	115.6	132.5	149.5	166.0	183.0
1.400				24.0	40.5	56.9	74.0	91.4	108.5	125.8	143.6	161.4	178.9	196.5
1.420				30.7	47.9	65.0	83.1	101.3	119.2	137.2	155.8	174.6	193.2	211.8
1.440			20.9	38.2	56.2	74.5	93.5	112.4	131.3	150.2	169.4	189.0	209.2	229.5
1.460			27.9	46.8	66.0	85.4	105.2	125.0	144.9	164.9	185.0	205.4	226.7	
1.480		16.4	36.5	56.7	77.1	97.6	118.2	139.1	160.2	181.4	202.5	223.6		
1.500		25.4	46.8	68.1	89.5	111.1	132.7	154.6	176.8	199.1				
1.520	14.8	36.8	59.0	81.3	103.8	126.4	149.2	172.1	195.3	218.4				
1.540	27.5	50.4	73.5	96.7	120.1	143.8	167.7	191.6	215.6	239.5				

Tabla 1.7 Presión interna en un tanque

## 1.2 Comportamiento químico

En condiciones normales, el hexafluoruro de azufre es químicamente inerte y estable; su reactividad es de los más bajos de todas las sustancias.

Por lo tanto es importante conocer su comportamiento en condiciones diferentes.

Comportamiento a temperaturas elevadas

SF<sub>6</sub> puede ser calentado a 500 ° C en contenedores de cuarzo sin ninguna descomposición que ocurra. A temperaturas de hasta aproximadamente 150 ° C, materiales generalmente utilizados tales como metales, cerámica, vidrio, caucho y resinas fundidas son completamente estables en presencia de hexafluoruro de azufre. No hasta que la temperatura supera los 200 ° C algunos metales empiezan a tener un efecto de descomposición de SF<sub>6</sub>, sin embargo, los metales y las aleaciones habituales de trabajo no tiene un efecto significativo en descomposición hasta que la temperatura alcanza los 400 a 600 ° c.

Comportamiento bajo la influencia de las descargas eléctricas

Las descargas eléctricas causan una descomposición del gas en una medida proporcional a la energía convertida. Bajo la influencia de un arco eléctrico, parte de la hexafluoruro de azufre es disociada en sus constituyentes atómicos, como se muestra en la siguiente ecuación:



Esta reacción es reversible. Después de la descarga, la disociación de productos se recombinan, siempre que no se produzcan reacciones secundarias con el electrodo de metal vaporizado, la pared del recipiente u otros componentes constructivos.

Ambos productos sólidos y gaseosos puede resultar de estas reacciones secundarias:

- Fluoruros de metales, sulfuros de metales y óxidos metálicos
- Fluoruros de azufre tales como SF<sub>4</sub>
- Oxidocloruros de azufre tales como SOF<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>, SOF<sub>4</sub>

Tales productos de descomposición resultantes de las descargas de alta energía son también buenos dieléctricos, de modo que como polvo se deposita sobre la superficie de los aisladores no afecten negativamente a la eficiencia operativa del equipo afectado.

Sin embargo, esto sólo se aplica si la humedad en la cámara de gas es muy baja. Si se expone a la humedad, los productos de descomposición antes mencionados se hidrolizan y formar productos secundarios por ejemplo, como se ilustra en las siguientes ecuaciones:



El fluoruro de hidrógeno (HF) formados en estas reacciones, atacan vigorosamente a materiales que contengan dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ) (vidrio y porcelana). El uso de estos materiales en el equipo en el cual  $\text{SF}_6$  se va a utilizar para el arco de extinción es solamente conveniente bajo ciertas condiciones.

#### Características de corrosión del $\text{SF}_6$ y sus productos de descomposición

Como ya se ha indicado  $\text{SF}_6$  puro es químicamente inerte: no puede por lo tanto causar corrosión.

En presencia de humedad, sin embargo, los productos de descomposición primaria y secundaria del hexafluoruro de azufre forman electrolitos corrosivos que pueden causar daños y fallos de funcionamiento, en particular en aparatos eléctricos. Si la formación de productos de descomposición no se puede evitar mediante el uso de métodos de construcción adecuados, la corrosión puede ser eliminada en gran medida por la exclusión cuidadosa de la humedad y el empleo de materiales adecuados.

En una cámara de extinción de un interruptor se encuentran normalmente los siguientes materiales: cobre, plata, tungsteno, aluminio, teflón, resina epóxica, alúmina, etc.

Los productos de descomposición iniciales en el interior de la cámara son: fluoruros metálicos, tetrafluoruro de azufre ( $\text{SF}_4$ ) y monofluoruro de azufre ( $\text{S}_2\text{F}_2$ ).

El tetrafluoruro de azufre y el  $\text{S}_2\text{F}_2$  son extremadamente reactivos con el agua y el oxígeno para formar oxifluoruros de azufre.

El ( $\text{SF}_4$ ) reacciona con el oxígeno para formar tetrafluoruro de tionilo  $\text{SOF}_4$  o con el agua para formar el fluoruro de tionilo ( $\text{SOF}_2$ ) los que se identifican rápidamente por su olor a azufre.

El  $\text{SOF}_2$  y el  $\text{SOF}_4$  pueden reaccionar nuevamente para formar el fluoruro de sulfuro  $\text{SO}_2\text{F}_2$ .

El monofluoruro de azufre se puede disociar a difluoruro de azufre ( $\text{SF}_2$ ) o hidrolizarse a fluoruro de tionilo.

El  $\text{SF}_2$  se puede transformar a tetrafluoruro de azufre o hidrolizarse a fluoruro de tionilo.

Además hay que observar que por cada reacción de hidrólisis hay la formación de ácido fluorhídrico HF, el cual es ácido extremadamente corrosivo.

En un sistema muy húmedo el  $\text{SOF}_2$  se puede hidrolizar nuevamente para formar  $\text{SO}_2$

Los fluoruros metálicos son sólidos en forma de polvo blanco que puede ser: hexafluoruro de tungsteno ( $\text{WF}_6$ ), trifluoruro de aluminio ( $\text{AlF}_3$ ) y fluoruro de cobre ( $\text{CuF}_2$ ); los que también pueden hidrolizarse.

Medidas para la separación de compuestos corrosivos

Tanto la humedad y los productos de descomposición de hexafluoruro de azufre pueden ser fácilmente eliminadas por los agentes de adsorción. El óxido de aluminio y tamices moleculares o mezclas de estos materiales son adecuados para este propósito. Ellos son muy efectivos y prácticamente irreversibles adsorben los productos ácidos y gaseosos.

Al mismo tiempo que también garantizan el mantenimiento de un bajo punto de rocío en el llenado de gas.

Especialmente adecuados son los agentes adsorbentes en forma de rellenos de filtro, a través del cual el gas es bombeado en una circulación. Este método se utiliza por ejemplo en el caso de interruptores de circuito de potencia  $\text{SF}_6$ , donde las concentraciones considerables de productos de descomposición pueden ocurrir en extinción del arco. En muchos casos, sin embargo, los filtros estáticos proporcionan una protección adecuada.



PUNTO DE ROCÍO I°CI	CONTENIDO DE HUMEDAD I ppm en peso I
-75	0.148
-70	0.32
-65	0.65
-64	0.75
-63	0.86
-62	1.0
-61	1.2
-60	1.3
-59	1.5
-58	1.7
-57	2.0
-56	2.2
-55	2.5
-54	2.9
-53	3.3
-52	3.6
-51	4.2
-50	4.8
-49	5.4
-48	6.1
-47	6.9
-46	7.8
-45	8.7
-44	10.0
-43	11.0
-42	12.0
-41	14.0
-40	16.0
-39	17.0
-38	20.0

Tabla 1.8 Punto de rocío

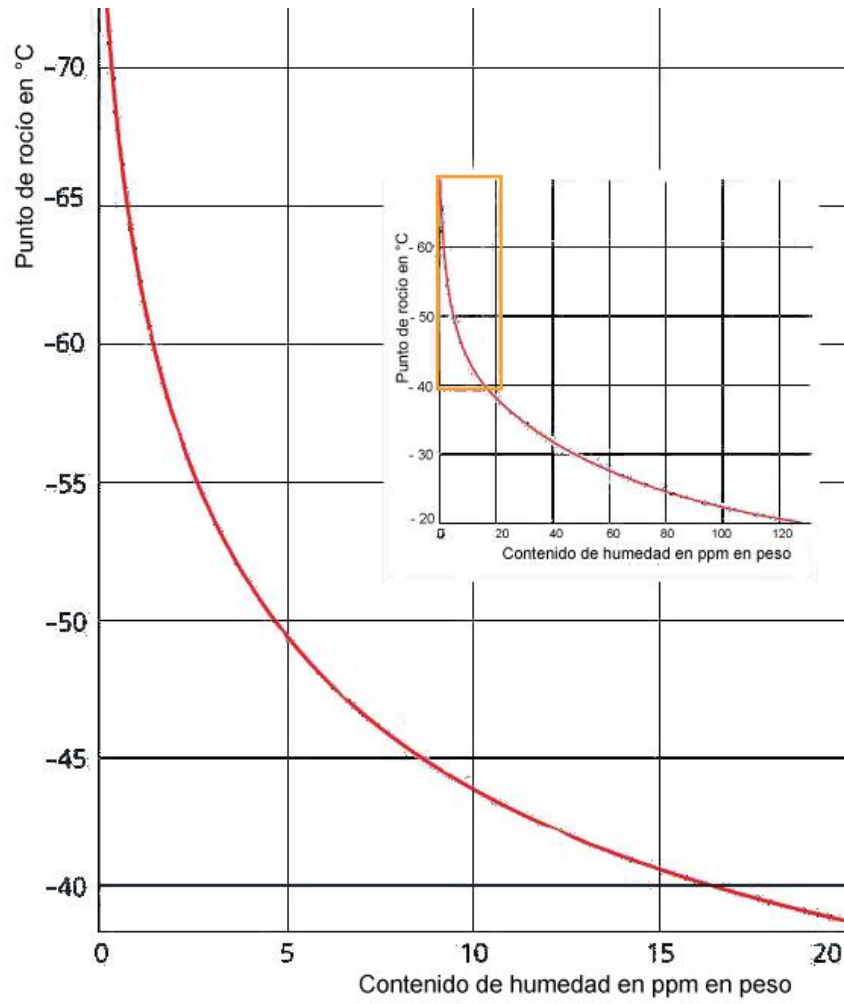


Figura 1.8 Punto de rocío - humedad

### 1.3 Toxicidad del SF<sub>6</sub>

Hexafluoruro de azufre puro no es tóxico. Los subproductos que surgen durante la producción del gas se eliminan completamente durante las operaciones de purificación posteriores.

Hexafluoruro de azufre es constantemente probado para detectar la presencia de componentes tóxicos según la norma IEC 60376.

En los lugares donde se realiza el trabajo que implica grandes cantidades de hexafluoruro de azufre en contenedores y en áreas cerradas hacia fuera, las normas de seguridad debería tener en cuenta el riesgo de asfixia potencial resultante de la deficiencia de oxígeno, ya que, debido a su alta densidad, el gas puede desplazar el aire desde bajo, en regiones de áreas cerradas (pozos, sumideros, etc.). Este peligro puede, sin embargo, ser fácilmente contrarrestada por la provisión de una ventilación adecuada. Los instrumentos de medición que funcionan en los principios de la conductividad térmica pueden ser instalados para comprobar el contenido de aire SF<sub>6</sub>.

#### 1.3.1 Contaminación del SF<sub>6</sub>

Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, SF<sub>6</sub> es el más potente gas de efecto invernadero que ha evaluado, con un potencial de calentamiento global de 22,800 veces superior al de CO<sub>2</sub> en comparación durante un período de 100 años. Las mediciones de SF<sub>6</sub> muestran que la proporción de la mezcla mundial promedio ha aumentado en alrededor de 0.2 ppm por año a más del 7 ppm, el hexafluoruro de azufre es también extremadamente de larga vida, es inerte en la troposfera, la estratosfera y tiene un estimado de permanencia en la atmósfera de 800-3200 años. El promedio mundial concentración de SF<sub>6</sub> aumento en un alrededor de un siete por ciento por año durante los años 1980 y 1990, principalmente como resultado de su uso en la industria de producción de magnesio, y por las empresas eléctricas y los fabricantes de productos electrónicos. Dadas las bajas cantidades del SF<sub>6</sub> liberado en comparación con el dióxido de carbono, su contribución general al calentamiento global se estima en menos de 0.2 por ciento.

Como se mencionó anteriormente, las descargas eléctricas (por ejemplo, procesos de conmutación, fallo eléctrico arcos) conducen a la formación de productos de descomposición gaseosos y compuestos de polvo de metal. Los productos gaseosos de descomposición de SF<sub>6</sub> exhiben señales de advertencia muy característicos, incluso a bajas concentraciones. Estos signos de advertencia son por ejemplo los olores picantes o desagradables (como "huevos podridos") o irritación de la nariz, la boca y los ojos. Esta irritación se produce en cuestión de segundos, con suficiente antelación de cualquier peligro derivado de la intoxicación.

Al manipular SF<sub>6</sub> contaminado se debe tener cuidado de no inhalar los productos de descomposición gaseosos o polvorientos. En este caso se puede lograr a través de medidas técnicas de seguridad, es decir, ventilación, equipo de protección personal que debe ser usado. Equipo de protección personal se compone de elementos de protección para los ojos, el cuerpo y la respiración. Información más detallada sobre el manejo de SF<sub>6</sub> se da en el prospecto de información BGI 753 "planta de SF<sub>6</sub>" (Trade Association for Precision Mechanics and Electrical Engineering) y en la norma DIN IEC 60 480 y VDE 0373, parte 2 / 2005-08.

#### 1.4 Propiedades eléctricas

SF<sub>6</sub> se utiliza en la industria eléctrica como un medio dieléctrico gaseoso para interruptores de circuito de alta tensión, interruptores y otros equipos eléctricos, reemplazando a menudo a interruptores llenos de aceite. El gas SF<sub>6</sub> a presión se usa como aislante en equipos de conmutación debido a que tiene una resistencia dieléctrica mucho mayor que el aire o nitrógeno seco. Esta propiedad hace que sea posible reducir significativamente el tamaño de equipo eléctrico. Esto hace más adecuados para ciertos propósitos, tales como la ubicación en áreas cubiertas, en lugar de aire con aislamiento de equipos eléctricos, que ocupa considerablemente más espacio. Con aislamiento en gas equipo eléctrico también es más resistente a los efectos de la contaminación y el clima, así como ser más fiable en funcionamiento a largo plazo a causa de su entorno operativo controlado. Aunque la mayoría de los productos de descomposición rápidamente tienden a volver a formar SF<sub>6</sub>, cuando se forma un arco o efecto corona puede producir decafluoruro disulfuro (S<sub>2</sub>F<sub>10</sub>), un gas altamente tóxico, con toxicidad similar al fosgeno. S<sub>2</sub>F<sub>10</sub> se considera un agente de guerra química potencial en la Segunda Guerra Mundial, ya que no produce lagrimeo o irritación de la piel, proporcionando así poco aviso de la exposición.

SF<sub>6</sub> también es comúnmente encontrado como un dieléctrico de alta tensión en los suministros de alta tensión de los aceleradores de partículas, como el Van de Graaff y generadores Pelletrons y microscopios de transmisión de alto voltaje de electrones.

##### Afinidad eléctrica

Las excelentes propiedades aislantes de hexafluoruro de azufre son atribuibles a la fuerte afinidad electrónica (electronegatividad) de la molécula de SF<sub>6</sub>. Esto se basa principalmente en dos mecanismos, capturas de resonancia y de fijación disociativa de electrones, de acuerdo con las ecuaciones:



El proceso representado por la ecuación (1) se aplica a las energías de electrones de 0.1 eV con un rango de energía de 0.05 eV, y la representada por la ecuación (2) se aplica a un rango de energía de 0.1 eV (0.1 electrón volts =  $1.60217646 \times 10^{-20}$  joules)

Permisividad

La permisividad tiene un valor de 1.0021 a 20 ° C, 1.0133 bar y 23.340 MHz, un aumento de la presión a 20 bar conduce a un aumento de aproximadamente el 6% de este valor.

A -50 ° C, la permisividad de hexafluoruro de azufre líquido a través del intervalo de 10 a 500 kHz se mantiene sin cambios en  $1.81 \pm 0.02$ .

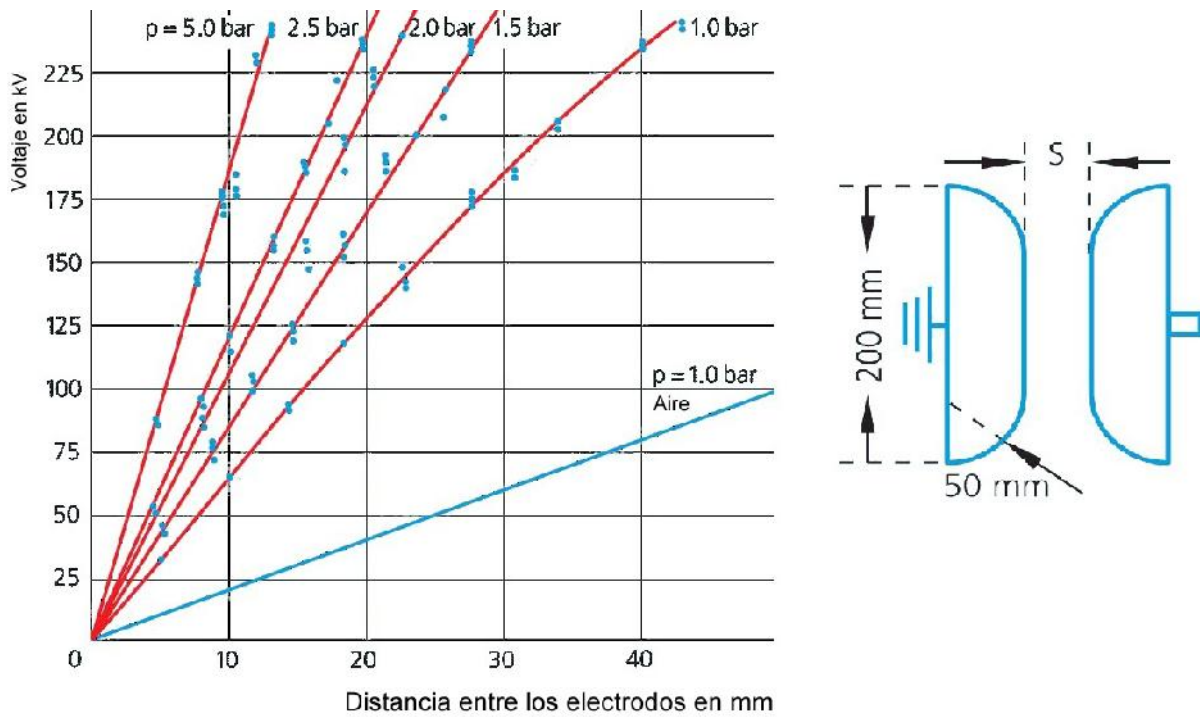


Figura 1.9 Colapso de la tensión del SF<sub>6</sub> en un campo homogéneo

La figura 1.9 muestra el colapso de la tensión del SF<sub>6</sub> en un campo homogéneo como de función de la distancia entre electrodos a diferentes presiones de gas (Suplemento ETZ 3 [1966])

### Rigidez dieléctrica

La fuerte interacción de electrones de alta energía con la molécula de SF<sub>6</sub> provoca su desaceleración rápida de la energía inferior de captura de electrones y fijación disociativa. La descomposición del SF<sub>6</sub> sólo es posible en las intensidades de campo relativamente altas.

Los voltajes de ruptura a 50 Hz y 1 bar en un campo homogéneo es por lo tanto 2.5 a 3 veces mayor que los valores correspondientes para aire o nitrógeno (Figura 1.9).

Figura 1.10 muestra la relación de tensión de ruptura a presión en un campo no homogéneo en comparación con la de una mezcla de N<sub>2</sub> / CO<sub>2</sub>.

La rigidez dieléctrica de aire se incrementa dramáticamente por la adición de pequeñas cantidades de SF<sub>6</sub>. En contraste, el aire tiene una influencia limitada sobre la fuerza de ruptura de hexafluoruro de azufre. La adición de 10% de aire por volumen reduce el voltaje de ruptura de SF<sub>6</sub> por aproximadamente 3%, la adición de 30% de aire por aproximadamente 10%.

El voltaje de ruptura del SF<sub>6</sub> que alcanza un de transformador de aceite a una presión de sólo 3 bar (Figura 1.11).

El comportamiento de hexafluoruro de azufre se ajusta en un amplio intervalo de presiones a la Ley de Paschen: a presiones más altas, sin embargo, las desviaciones se han observado en ciertas condiciones.

La rigidez dieléctrica del SF<sub>6</sub> es independiente de la frecuencia: es allí tanto un gas ideal de aislamiento para equipos UHF (siglas del inglés Ultra High Frequency, 'frecuencia ultra alta').

La tensión Corona de inicio usando SF<sub>6</sub> en campos no homogéneos también es considerablemente más alto que el uso de aire. Las gráficas 12 y 13 muestran la dependencia respectiva presión y el radio de curvatura de los electrodos en el caso de SF<sub>6</sub> y aire en un sistema de electrodos de punto a plano.

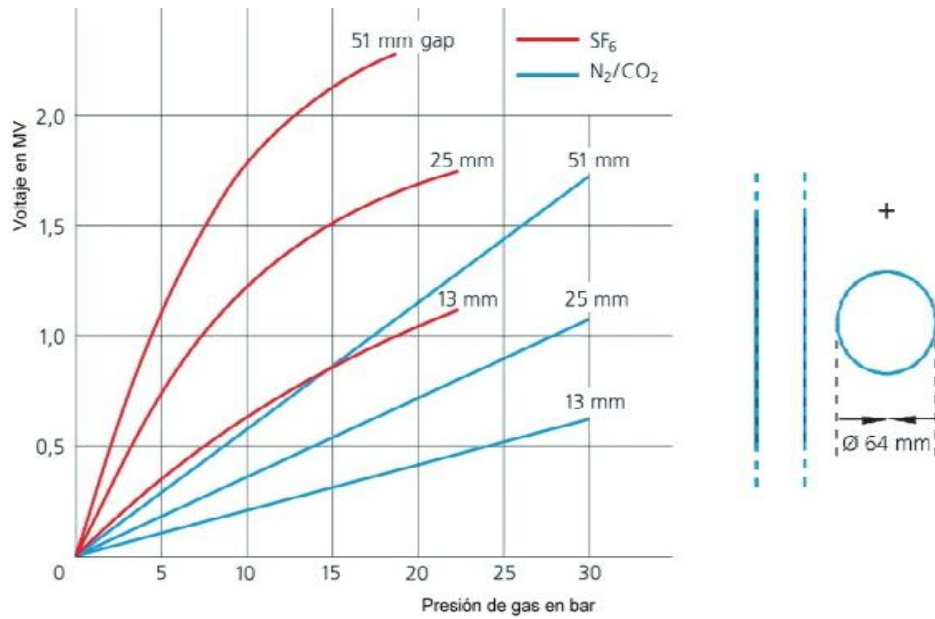


Figura 1.10 Relación de la tensión de ruptura a la presión

Figura 1.10 Relación de la tensión de ruptura a la presión (IEEE Trans. Pow. Gest. Syst. 66 [1963] 357) Comparación SF<sub>6</sub> y N<sub>2</sub> / CO<sub>2</sub> mezclas-

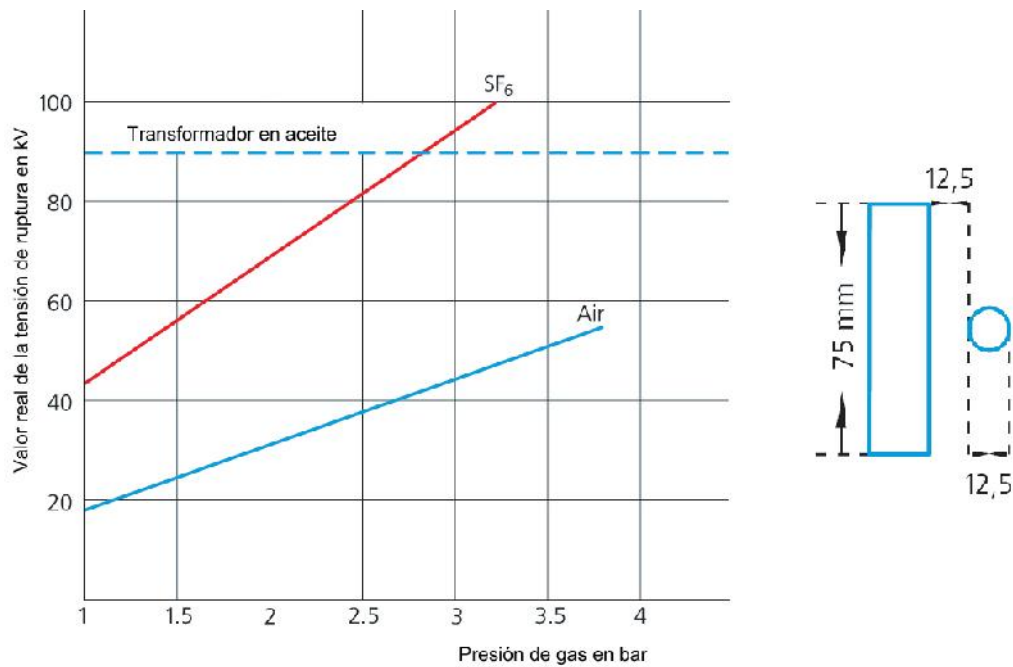


Figura 1.11 Desglose de fuerza de aceite del transformador, en aire y SF<sub>6</sub>

Figura 1.11 Desglose de fuerza de aceite del transformador, en aire y SF<sub>6</sub> en función de la presión de gas (Kali und Steinsalz, 3, número 10 [1963] 319)

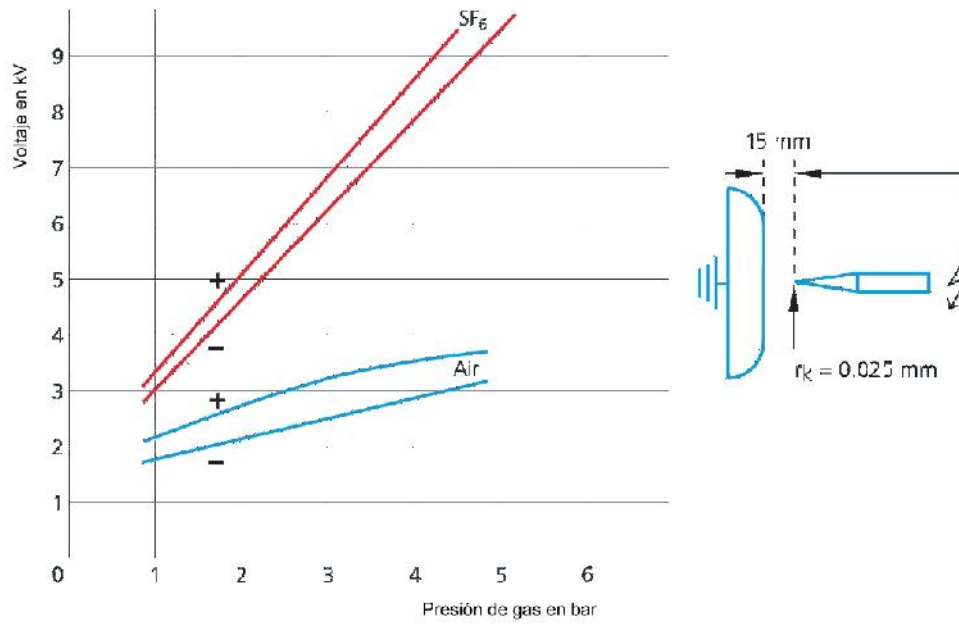


Figura 1.12 Dependencia de presión

Figura 1.12 La dependencia de presión de la tensión de Corona en aparición en SF<sub>6</sub> y aire (ETZ, Suplemento 3 [1966])

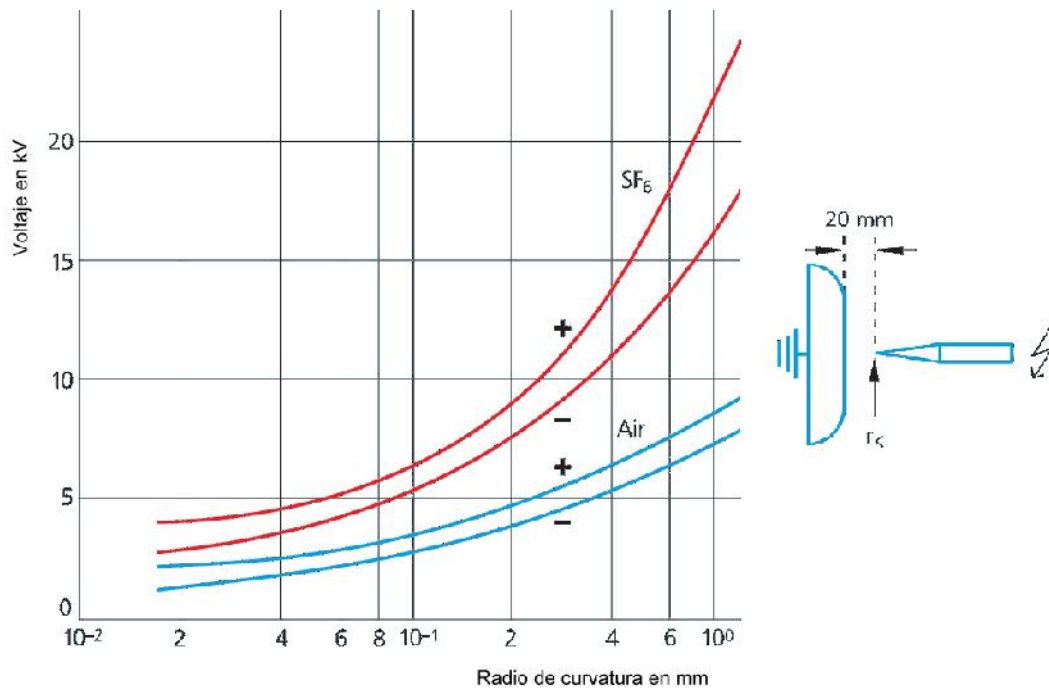


Figura 1.13 Efecto corona

Figura 1.13 Efecto corona de aparición tensión del SF<sub>6</sub> y aire como una función del radio de curvatura  $r_k$  a presión atmosférica (ETZ, Suplemento 3, [1966])



### Capacidad de arco de extinción

A causa de sus propiedades térmicas y la temperatura de ionización baja, el hexafluoruro de azufre exhibe características sobresalientes para la extinción de arcos eléctricos (Figura 1.14).

Todas las demás condiciones son iguales, el tiempo de extinción del arco utilizando SF<sub>6</sub> es de aproximadamente 100 veces menor que la del aire.

El superior de arco temple rendimiento de SF<sub>6</sub> en comparación con otros gases es impresionantemente ilustrado en la gráfica 15.

### Factor de pérdida

El factor de pérdida, tan del hexafluoruro de azufre es extremadamente baja (menos de  $2.0 \times 10^{-7}$ ). Un valor de tan  $< 10^{-3}$  se determinó para el líquido de SF<sub>6</sub> a -50 ° C.

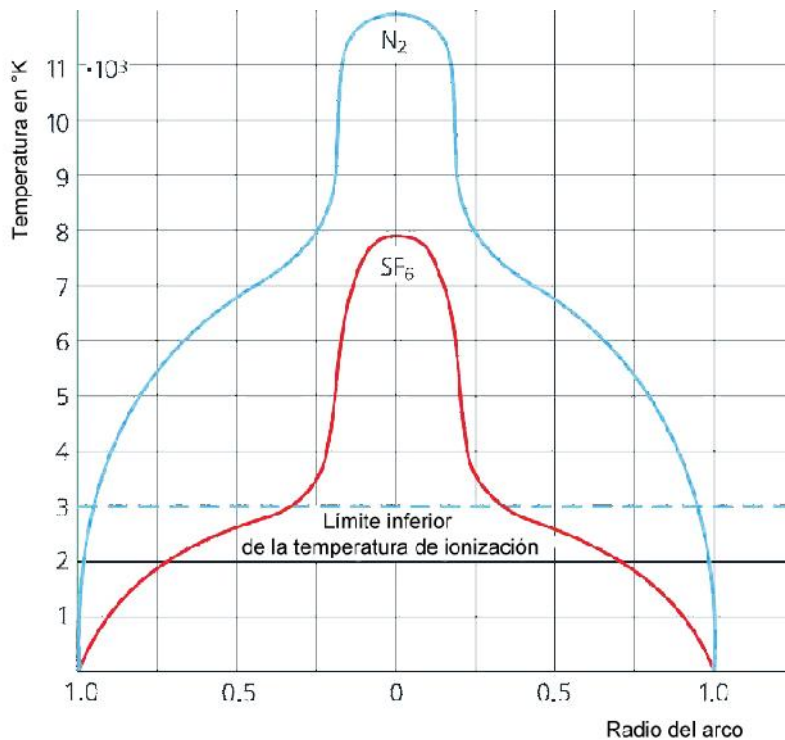


Figura 1.14 Temperatura radial en SF<sub>6</sub> y N<sub>2</sub>

Muestra el perfil de temperatura radial en SF<sub>6</sub> y N<sub>2</sub> eléctrico arcos (representación esquemática: De Z. Physik Angew 12, [1960] 5, pp 231 a 237)

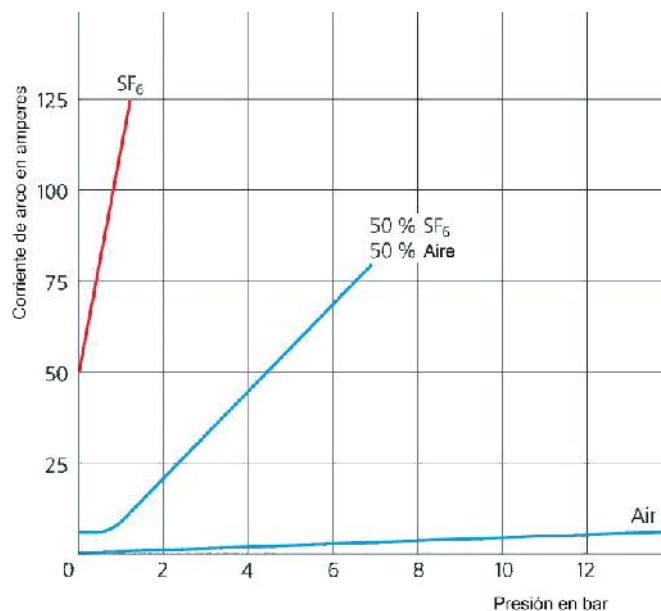


Figura 1.15 Capacidad Quenching de SF<sub>6</sub>

Capacidad Quenching de SF<sub>6</sub>, el aire y una mezcla de ambos gases (Materiales aislantes para la Práctica de Diseño e Ingeniería, NY [1962], p. 116)

### 1.5 Áreas de aplicación

De las 8,000 toneladas de SF<sub>6</sub> producidas por año, la mayor parte (6.000 toneladas) se usa como un medio dieléctrico gaseoso en la industria eléctrica, un gas inerte para la fundición de magnesio y como un relleno inerte para Acristalamiento aislante ventanas.

El SF<sub>6</sub> se utiliza en la industria eléctrica como un medio dieléctrico gaseoso de alta tensión para interruptores de circuito, de conmutación, y otro equipó eléctrico, reemplazando a medios de aceite. El SF<sub>6</sub> a presión se utiliza como un aislante en conmutadores con aislamiento de gas, ya que tiene una mucha mayor resistencia dieléctrica que el aire seco o nitrógeno. Esta propiedad hace que sea posible reducir significativamente el tamaño de engranaje eléctrico. Esto lo hace más adecuado para ciertos propósitos, tales como la colocación de cubierta, en lugar de aire con aislamiento de equipos eléctricos, que ocupa considerablemente más espacio. Aisladas en gas engranaje eléctrico también es más resistente a los efectos de la contaminación y el clima, así como ser más fiable en funcionamiento a largo plazo a causa de su entorno operativo controlado.

El SF<sub>6</sub> también es comúnmente encontrado como un dieléctrico de alta tensión en los suministros de alta tensión de los aceleradores de partículas, como el Van de Graaff generadores y Pelletrons y de transmisión de alta tensión de microscopios electrónicos.

## Ingeniería eléctrica

El uso de hexafluoruro de azufre en lugar de los aislantes sólidos y líquidos ofrece una serie de ventajas importantes:

- Alta rigidez dieléctrica a un costo menor
- Capacidad de regeneración
- Después de una ruptura, el hexafluoruro de azufre se regenera. Su fortaleza original se restaura de forma espontánea.
- Bajo incremento de presión en caso de avería

Debido al coeficiente adiabático muy bajo de hexafluoruro de azufre, el aumento de presión como resultado de la expansión térmica después de averías dieléctricas es menor que con otros gases y muy considerablemente menor que en el caso de dieléctricos líquidos.

## Conmutación de alta tensión y estaciones de conmutación

La excelente arco-extinción y propiedades de aislamiento de hexafluoruro de azufre han permitido la construcción de completamente nuevos tipos de interruptores de alta tensión y estaciones de conmutación con características excepcionales: diseño compacto y ahorro de espacio, bajos niveles de ruido, protección contra el contacto accidental de vida partes, contra la intrusión de cuerpos extraños a través del revestimiento metálico y la eliminación del peligro de incendio.

Subestaciones utilizando hexafluoruro de azufre para fines de aislamiento son particularmente de la demanda donde, a causa del espacio limitado, se requiere un diseño compacto. Estas subestaciones ocupan sólo el 10% al 15% del espacio requerido por las unidades de aire convencionales. En  $SF_6$  es instalado en los puntos de distribución en zonas densamente pobladas, donde los costos sitio prohibirían el uso de métodos tradicionales.

El  $SF_6$  se usa como un agente de extinción tanto en los interruptores de potencia para subestaciones cerrados y en interruptores de circuito abierto para subestaciones al aire libre.

## Media tensión

Las ventajas de la tecnología del  $SF_6$  es su particular y su excelente capacidad de enfriamiento de arco, también se ponen a buen uso en interruptores de circuito para 10 – 40 kV. Sustituyendo métodos más convencionales, de bajo volumen como interruptores de

aceite y también satisface los requisitos de servicio pesado, como los que se producen bajo condiciones de cortocircuito y se repite de desconexión a baja carga.

Al igual que con interruptores de circuito de alta tensión, media tensión requiere poco mantenimiento y son particularmente adecuados para lugares donde los equipos de aceite ya son indeseables.

Cables de alta tensión y las líneas de transmisión tubulares

En los últimos tiempos, el interés creciente se ha demostrado en la aplicación de hexafluoruro de azufre en la fabricación de aislamiento de gas de alta tensión y las líneas tubulares de transmisión utilizadas para la distribución de alta potencia en gran medida concentrados áreas industriales.

Líneas tubulares de transmisión también se utilizan para conectar las centrales eléctricas con transformadores o estaciones de conmutación, como por ejemplo en el caso de centrales eléctricas subterráneas. Adecuadamente dimensionado de líneas de transmisión tubulares rellenos de SF<sub>6</sub> a presión permiten los actuales niveles inusualmente altos. En comparación con los valores obtenidos con los tipos convencionales de cables, las cifras de pérdida de carga de corriente eléctrica y son insignificantes.

En sistemas portadoras de alta frecuencia, la salida se ha aumentado casi diez veces a través de la utilización de SF<sub>6</sub> llenos de líneas de transmisión tubulares. Una ventaja desde el punto de vista constructivo es la capacidad de construir estaciones de transmisión de alto rendimiento con dimensiones muy reducidas.

Transformadores

Su excelente capacidad de transferencia de calor, no inflamabilidad y no toxicidad también han promovido el uso de hexafluoruro de azufre en la construcción de transformadores.

Debido a su alta seguridad de funcionamiento, el gas SF<sub>6</sub> en transformadores está instalado en las minas y los grandes almacenes. Su peso relativamente ligero, diseño compacto y bajo nivel de ruido son ventajas decisivas.

SF<sub>6</sub> para los aceleradores de electrones y partículas

Hoy en día los aceleradores de partículas se destinan más y más para los procesos industriales, además de su aplicación común en la investigación.

Varios procesos completos que incluyen uno o más aceleradores de electrones han sido puestos en el mercado para la mejora de la propiedad de los materiales poliméricos. De baja energía (75 KeV a 300 KeV) aceleradores de electrones se utilizan para curar

(polimerización, polimerizan, y reticulación) recubrimientos, adhesivos y tintas sobre papel, plástico y sustratos de metal. La alta energía (hasta 10 MeV) aceleradores se utilizan para curar materiales compuestos de fibra reforzada o para modificar plásticos y sus superficies mediante polimerización por injerto. Una de las primeras aplicaciones comerciales de radiación de reticulación fue la mejora del aislamiento de los cables eléctricos y las cubiertas de cables de varios conductores (1950).

El fabricante francés de aceleradores basados en la actualidad a puesto en marcha uno de los sistemas más potentes del mundo en este rango. Esta máquina requiere una cantidad de 5 toneladas de SF<sub>6</sub> y podría ser utilizado para las aplicaciones indicadas.

SF<sub>6</sub> como gas de proceso en la industria de los semiconductores

Hexafluoruro de azufre es cada vez más utilizado para la fabricación de dispositivos semiconductores tales como IC (circuitos integrados), las pantallas planas, paneles fotovoltaicos y MEMS (Micro-Electro-Mechanical-Systems). Se utiliza para producir chips (procesadores y memorias) sobre obleas de silicio mono cristalino o células solares en poli-obleas. Sobre un sustrato diferente, por ejemplo vidrio, los circuitos de silicio se fabrican en películas delgadas de materiales de silicio depositadas diferentes y toman la forma más familiar de los paneles solares o televisores de pantalla plana.

Los gases fluoruros, como el hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), juegan dos roles muy importantes en la fabricación de dispositivos de silicio:

En primer lugar, se utilizan para eliminar selectivamente los materiales a través de un proceso que se llama "grabado". Los gases fluoruros se activan en el plasma y los radicales de flúor que se generan reaccionan con el silicio dando especies volátiles. De esta manera el patrón de los diferentes elementos del circuito en la base. El SF<sub>6</sub> es especialmente eficiente en la producción de MEMS (Micro Electro Mechanical Systems), porque la alta energía y reactividad de sus iones permitir una tasa de ataque químico inmejorable. El SF<sub>6</sub> se emplea en la producción de circuitos integrados para el llamado "grabado isotrópico", ya que reacciona en cualquier dirección y puede completar un patrón de cavidades.

En segundo lugar, los gases fluoruros se utilizan para limpiar las herramientas de producción de sistemas no deseados basados en capas y partículas. Este proceso se conoce como "limpieza de la cámara".

La pureza del gas es de importancia clave en este segmento de mercado, ya que cualquier posibilidad de contaminación debe reducirse al mínimo.

## Capítulo 2

# Subestaciones encapsuladas en SF<sub>6</sub>

## 2.1 Subestaciones eléctricas

Evolución Histórica de Subestaciones.

Los sistemas eléctricos de potencia son indispensables en el mundo actual. La electricidad es el principal segmento energético y por tanto su transporte, reparto y distribución son temas clave a tener en cuenta.

La tecnología eléctrica y sus avances han permitido que la naturaleza de las subestaciones haya evolucionado a lo largo de los años. Las causas han sido varias pero se podría decir que todas se remiten al aumento del consumo energético individual en los países, al aumento de la población y a la mayor dependencia de la electricidad como energético.

Las tres han implicado directamente que sea necesario un mayor consumo de energía en las viviendas y en la industria. Para ello, era necesaria una mayor generación de electricidad.

Por estos motivos, al tener grandes puntos de generación localizados y densidades de consumo en las ciudades, se requieren unos flujos de energía elevados. El envío de energía a través de líneas eléctricas, debido a la resistencia de los conductores genera muchas pérdidas y por ello se busca, para reducir las, bajar las intensidades elevando las tensiones.

El incremento de las tensiones ha requerido de investigación para establecer nuevos sistemas de aislamiento, mejora de la protección, de la implantación y del diseño de dispositivos.

Las subestaciones como elementos de operación del sistema de transporte han tenido que acompañar a este proceso de incremento de tensiones y potencias. Por ello, el avance en este campo implicaba directamente mejoras en las subestaciones.

Principalmente este avance ha sido más evidente en los equipos y subestaciones dentro de un núcleo urbano que es donde más problemas de espacio y seguridad se han requerido, además de ser el último punto en el que la potencia llega a su fin.

### 2.1.1 Tipo de subestaciones

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos eléctricos destinados a dirigir la energía eléctrica, en un punto de la red, en el que confluyen generalmente generadores, líneas y transformadores, al combinarse con equipos de control, medición, protección y regulación, dan un acoplamiento cuyas funciones son transformar tensiones y derivar circuitos de potencia. Básicamente las funciones que cumple una subestación son las siguientes:

**SEGURIDAD:** Separar del sistema aquellas partes en las que se haya producido una falta eléctrica.

**EXPLOTACIÓN:** Configurar el sistema eléctrico con el fin de dirigir los flujos de energía en forma óptima, tanto desde el punto de vista de la seguridad en el servicio, como en la minimización de las pérdidas, permitiendo también las funciones de mantenimiento sobre los equipos.

**INTERCONEXIÓN:** Interconectar dos sistemas eléctricos de diferente tensión, conectar generadores al sistema de transmisión o bien interconectar varias líneas de un mismo nivel de tensión.

Si se analizará la labor de una subestación en la red, se podría observar las siguientes funciones:

**GENERACIÓN:** Incorporan a la red las centrales generadoras a través de los correspondientes transformadores elevadores.

**TRANSMISIÓN:** Actúan como nodo de interconexión de un número variable de líneas de transmisión.

**DISTRIBUCIÓN:** Cumplen la misión de interconectar el sistema de transmisión con sistemas de niveles de tensión inferiores (transmisión local, subtransmisión y distribución).

Cabe destacar que un gran número de subestaciones cumplen a la vez varias de estas funciones.

## **2.2 Tecnología**

Existen tres tecnologías completamente diferentes, una aislada en aire de manera tradicional, otra aislada en SF<sub>6</sub> y a partir de ellas surgió el concepto de tecnología híbrida, a continuación se hablan de estas tipos tecnologías



### 2.2.1 Subestaciones AIS (Air-Insulated Switchgear)

Son tradicionalmente las más utilizadas. Los equipos, cables y barras se encuentran aislados en aire. Además, por este motivo cada dispositivo se encuentra de manera individual y separada del resto. Los tamaños de los dispositivos y barras resultan mucho mayores en conjunto, ya que las distancias de seguridad a tener en cuenta son mucho mayores.



Figura 2.1 Subestación AIS

### 2.2.2 Subestaciones GIS (Gas- Insulated Switchgear)

Como solución a los problemas de aislamiento se diseñaron las subestaciones blindadas con el equipo y las barras aisladas en gas. Los tamaños son menores, pero al ir todo encapsulado se tienen que cumplir otros requisitos de presión del gas, sellado de las cámaras, etc; diferentes a los que se pueden encontrar en la tecnología AIS.



Figura 2.2 Subestación GIS

### 2.2.3 Subestaciones híbridas

Este tipo de subestación modular presenta características de ambas tecnologías AIS y GIS. Las barras siguen estando aisladas en aire pero el equipo viene integrado en un único compartimento aislado en gas tipo GIS. Así se puede compactar una fase de una subestación de intemperie aislada en aire en un elemento sencillo y de mucho menor tamaño.



Figura 2.3 Subestación híbrida

### 2.3 Subestaciones eléctricas GIS

En México se tiene la necesidad de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica en áreas densamente pobladas, donde la escasez de terrenos y su alto costo, limitan y encarece la construcción de subestaciones convencionales. Asimismo, las restricciones gubernamentales referentes al impacto ambiental, han impulsado la construcción de subestaciones encapsuladas en SF<sub>6</sub>, considerando que éstas se instalan dentro de edificios con adecuada ambientación ecológica que produce un efecto visual integrado a su entorno, así como reducción en los niveles de contaminación auditiva.

Las subestaciones encapsuladas en SF<sub>6</sub> se ocupan considerando que se cuenta con las siguientes ventajas:

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

Como se mencionó anteriormente la diferencia más importante entre las GIS y las AIS es que el volumen ocupado por una GIS está entre el 3 al 8% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones. Cuando se trata de superficies, el área ocupada por una GIS está entre el 3 al 12% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

La reducción de la superficie que se logra con las GIS se hace más evidente para tensiones mayores y puede alcanzar hasta 30 veces menos que una AIS para el caso de Subestaciones de 800 kV.

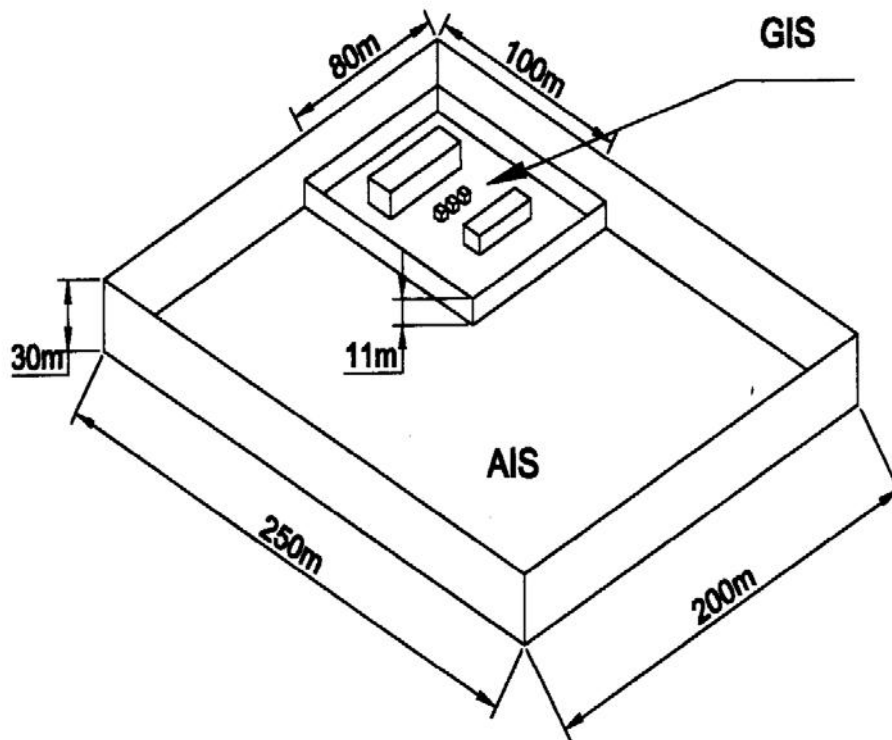


Figura 2.4 GIS VS AIS

Ejemplo: Subestación formada por 9 campos de 420 kV y 18 campos de 123 kV. El volumen ocupado por la GIS es el 58 % del que ocupa la AIS.

En las ciudades e industrias donde el espacio es limitado, el precio muy elevado de los terrenos, la imposibilidad de conseguirlos de las dimensiones necesarias para instalar una AIS es prácticamente desaconsejan el uso de éstas. En cambio las dimensiones reducidas de las GIS, las convierten en la mejor solución para utilizarlas en tales circunstancias.

Lo mismo puede decirse en centrales hidráulicas o terrenos escarpados donde el espacio disponible para la instalación de las Subestaciones es sumamente reducido. También, en lugares de alta polución, la instalación de GIS constituye la mejor solución.

Puede afirmarse que: “Si el problema es el espacio, la solución siempre es GIS”

Pero no sólo en la reducción del espacio presenta ventajas la instalación de una GIS en lugar de una AIS. Deben considerarse siempre dos aspectos importantes donde existen claras diferencias a favor de las GIS:

-Rápido montaje. Las GIS -hasta tensiones nominales de 300 kV- se envían de fábrica totalmente armadas y ensayadas por campos (celdas) completos. Luego, se montan en obra como se lo hace con las celdas de media tensión: se sujetan al piso y se interconectan unas con otras hasta formar un conjunto (Subestación).

-Mantenimiento reducido. Debido a la génesis de su concepción de módulos encapsulados en gas, el mantenimiento de las GIS es de muy baja frecuencia en comparación con las AIS.

### Clasificación

Estas se clasifican en interiores o intemperie y cuentan con envolventes monofásicas o trifásicas.

En el caso de subestaciones con tensiones hasta de 145 kV, para las barras, se puede utilizar el diseño con envolvente trifásica, o el diseño con envolvente monofásica.

En el caso de subestaciones con tensiones mayores de 145 kV y hasta 245 kV, para las barras, se puede utilizar el diseño con envolvente trifásica, o el diseño con envolvente monofásica.

En subestaciones con tensión de 420 kV, solo se acepta el arreglo con envolvente monofásica.

Independientemente de la cantidad o tipo de transformadores de potencia (monofásicos o trifásicos) la conexión entre la subestación y estos equipos deben ser a través línea aérea. A menos que existan condiciones especiales como falta de espacio, alta contaminación ambiental entre otras, la conexión de la subestación al transformador debe ser mediante envolvente metálica en SF<sub>6</sub> con transición gas – aceite, esta envolvente debe contar con un estanco a 5 m de la transición con el objeto de facilitar las actividades de mantenimiento. El requerimiento de la conexión del transformador a la subestación se debe indicar en Características Particulares.

### Costos

En las oficinas de planeamiento y proyecto de sistemas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión, nunca se deja de hacer la misma e "histórica" pregunta: ¿qué cuesta más, instalar una AIS o una GIS?. Quizás, si las GIS continúan evolucionando como lo han hecho hasta ahora, en un futuro próximo esta pregunta no se hará más.

Para la comparación económica entre Subestaciones GIS y AIS, hoy deben considerarse dos casos particulares:

- Si se dispone de terrenos amplios de bajo costo, lo que ocurre generalmente en sitios lejos de las grandes ciudades, las AIS son más económicas que las GIS.
- Si se dispone de terrenos de superficies pequeñas y de alto costo, lo que ocurre generalmente en las grandes ciudades, las GIS son más económicas que las AIS.

En el resto de las situaciones intermedias el costo de comparación GIS versus AIS debe hacerse caso por caso, de la misma forma que se hace para cualquier comparación económica de instalaciones industriales.

Para ambas soluciones -GIS / AIS- deben considerarse, además del costo propio de los equipos principales, los costos del terreno, del montaje, de las obras civiles asociadas, de la Ingeniería, de las inspecciones en fábrica y en obra y del mantenimiento, entre otros de menor cuantía.

El cuidado del medio ambiente reviste a veces una importancia tal que una instalación no está afectada por comparaciones de costos. En estos casos, las GIS son la solución más económica, ya que conceptualmente sus diseños se adaptan a esas circunstancias.

El costo de las GIS se ha ido reduciendo con los años y para finales del siglo XX decreció a un nivel cercano al de las AIS, considerando equipos solamente. Si a esto se le agregan a las GIS las otras ventajas mencionadas, puede asegurarse que su uso se extenderá cada vez más.

### **2.3.1 Arreglos de subestaciones GIS.**

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

Los arreglos más utilizados en estas subestaciones son la doble barra con interruptor de amarre para tensiones de 85 y 230 kV e interruptor y medio en 230 y 400 kV (Fig. 1), empleando módulos de conexión a transformador, línea aérea o cable subterráneo.

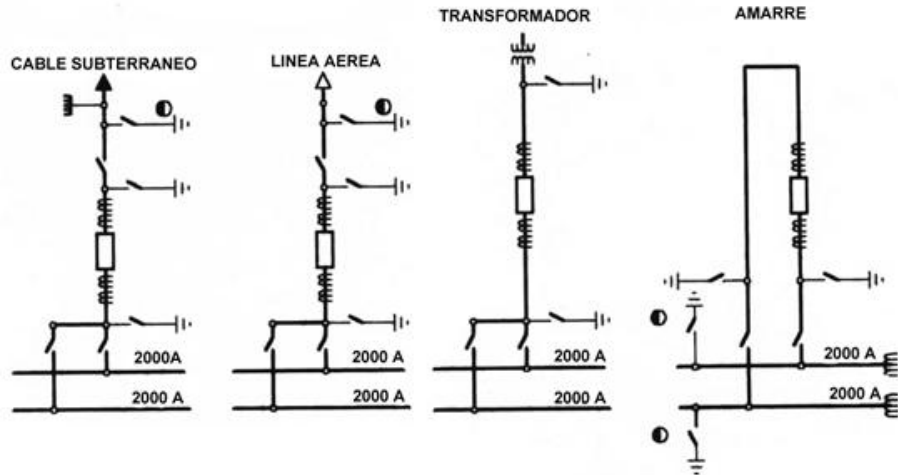


Figura 2.5 Arreglo de doble barra

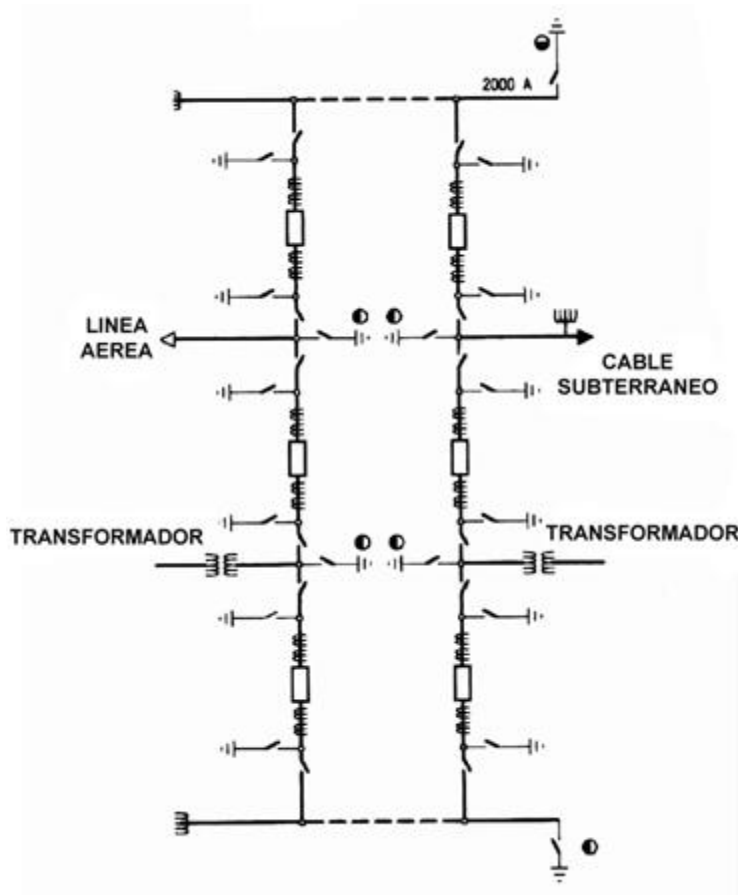





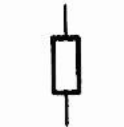







Figura 2.6 Arreglo de interruptor y medio

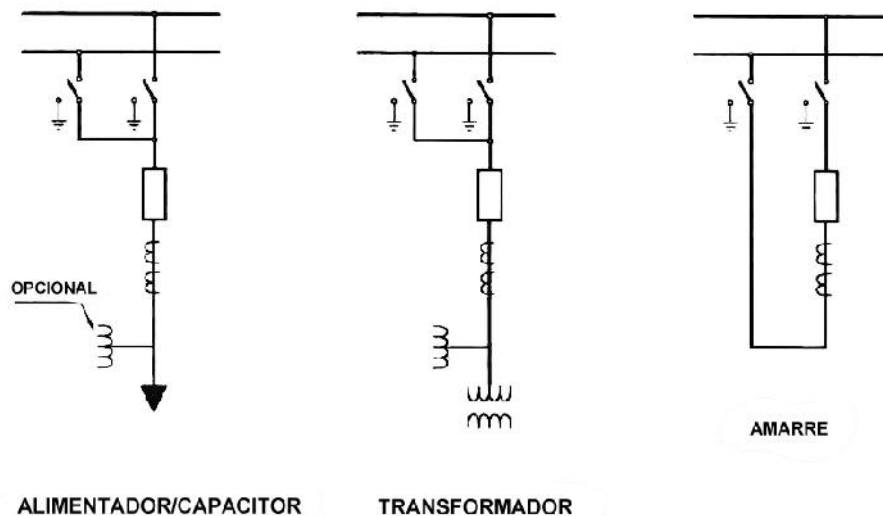


## SIMBOLOS










	LLEGADA Ó SALIDA DE LENEA		CUCH. DE PUESTA A TIERRA RAPIDA
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		CUCH. DESCONECTORA
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		INTERRUPTOR
	JUEGO DE BARRAS		TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	LLEGADA Ó SALIDA DE CABLE		
	CUCH. DE PUESTA A TIERRA LENTA		

En 23 kV se emplean diversos módulos parinterconectar los elementos de la subestación, tales como el de alimentador, capacitor, transformador, servicios propios y de amarre, (Fig. 2).

### ARREGLO DE DOBLE BARRA



## SIMBOLOS

	LLEGADA Ó SALIDA DE CABLE		
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		CUCHILLA DESCONECTADORA / PUESTA A TIERRA (3 POSICIONES)
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
	CUCHILLA DESCONECTADORA		INTERRUPTOR
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA		JUEGO DE BARRAS

### 2.3.2 Conexiones

Las subestaciones en SF<sub>6</sub> se enlazan a los diversos elementos externos tales como líneas aéreas, cables subterráneos, transformadores de potencia, etc., por medio de los siguientes tipos de conexión:

a) Bahía de línea.

La conexión de la subestación a las líneas aéreas, se realiza a través de boquillas terminales SF<sub>6</sub>/aire; estas terminales se componen de porcelana convencional, de la cual una parte queda inmersa en el gas SF<sub>6</sub> y la otra expuesta al aire. La brida de conexión entre la porcelana y el módulo de la subestación, es el elemento de separación de los dos medios.

b) Bahía de cable.

La conexión de la subestación a cables de potencia subterráneos, se realiza a través de boquillas terminales SF<sub>6</sub>/cable estas terminales pueden alojar cables hasta de 2000 mm<sup>2</sup> y consisten esencialmente de un módulo especialmente diseñado para alojar la mufa y las barras de la subestación.

c) Bahía de transformador.

La conexión a los transformadores de potencia se puede realizar de las siguientes formas:

1) Por medio de ducto en SF<sub>6</sub>

Este tipo de conexión es muy confiable ya que no hay ninguna parte conductora expuesta al aire y se recomienda cuando los transformadores se encuentran localizados junto al edificio

de la subestación en SF<sub>6</sub>; es decir el costo de la instalación no se eleva demasiado ya que las longitudes de ducto en SF<sub>6</sub> para acoplamiento a los transformadores, es corta. El acoplamiento al transformador se realiza a través de una terminal SF<sub>6</sub>/aceite, de la cual una sección está inmersa en el aceite del transformador y la otra forma parte de la subestación. La separación entre los medios, SF<sub>6</sub> y aceite, se realiza mediante una junta similar a la del SF<sub>6</sub>/aire, e incluye elementos de expansión, que absorben las dilataciones térmicas, así como los pequeños desalineamientos de montaje.

2) Por medio de conexión aérea

Para tal fin se utiliza una terminal SF<sub>6</sub>/aire descrita en el inciso (a) anterior.

Esta conexión se emplea cuando se requiere una instalación más económica, o cuando las características del terreno no permiten el uso de la conexión con ducto en SF<sub>6</sub> descrita en el punto anterior.

3) Por medio de cable de potencia

En la conexión de la subestación al cable, se utiliza una terminal

SF<sub>6</sub>/cable descrita en el inciso (b) anterior. Para la conexión del cable de potencia subterráneo al transformador, existen dos alternativas: la primera es utilizar una terminal cable/aire y alimentar en forma aérea al transformador, y la segunda es utilizar una terminal cable/SF<sub>6</sub> y otra terminal SF<sub>6</sub>/aceite.

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

d) Especificaciones

Debido a que las subestaciones en SF<sub>6</sub> se prueban en fábrica, las especificaciones deben ser muy detalladas con objeto de cumplir con las diversas características particulares del diseño propio de la subestación elegida. En dichas características se deben desglosar aspectos genéricos como son las especificaciones particulares, las generales, un cuestionario y los correspondientes dibujos. A continuación se detallan dichos aspectos:

d.1) Especificaciones particulares

Considerando que todas las subestaciones en SF<sub>6</sub> tienen características especiales, tales como detalles eléctricos, mecánicos, civiles, topográficos, etc., se requiere proporcionar al fabricante todas las características propias de la subestación tales como:

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

#### d.2) Especificaciones generales

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

Estas especificaciones describen desde el objetivo y campo de aplicación hasta la garantía.

#### e) Cuestionario

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

#### f) Dibujos

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

### 2.3.3 Componentes de subestaciones GIS

Las Subestaciones GIS tienen sus partes bajo tensión aisladas en gas hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), en lugar de aislación en aire como en las Subestaciones AIS.

Cada equipo de alta tensión, incluyendo las barras principales o colectoras, está encapsulado independientemente en un compartimiento metálico provisto de un ambiente de gas SF<sub>6</sub> a presión mayor que la atmosférica. Se forman así módulos individuales por equipo, que luego se interconectan mecánica y eléctricamente entre sí para formar distintas configuraciones.

Los módulos individuales corresponden a:

- Módulo de juego de barras principales o colectoras.
- Módulo de interruptor.
- Módulo de seccionador de barras.
- Módulo de seccionador de línea.
- Módulo de seccionador de puesta a tierra.
- Módulo de seccionador de aislamiento.
- Módulo de transformador de corriente.
- Módulo de transformador de tensión.
- Módulo de transformador de tensión de barras.
- Módulo de descargador de sobretensiones.
- Módulo de prolongación (recto, ángulo).
- Módulo de empalme con cable subterráneo.
- Módulo de empalme con línea aérea.
- Módulo de empalme con máquinas (transformador/autotransformador de potencia, reactor, etc.).

Los distintos módulos de equipos y juegos de barras principales o colectoras se conectan entre sí utilizando bridas selladas y atornilladas.

Entre módulos se utilizan aisladores cónicos de resina que a la vez que soportan las barras conductoras, ofrecen una barrera estanca al gas SF<sub>6</sub>. Se evita así la contaminación del gas en toda la Subestación en los casos de apertura de interruptores sobre fallas, al tiempo que también evitan la propagación de una falla al resto de la Subestación.



Figura 2.7 Aislador cónico de resina.

Las envolventes metálicas pueden ser de aluminio utilizado en la gran mayoría de los casos o acero. El aluminio, además de disminuir el peso de toda la Subestación, ofrece una buena resistencia a la contaminación ambiental y a la descomposición del gas SF<sub>6</sub> por efecto del arco eléctrico. Estas envolventes de aluminio no necesitan, por esta causa, ninguna protección interior, lo que además evita el riesgo de crear partículas indeseables.

Para compensar las dilataciones térmicas y las tolerancias de montaje se disponen entre los distintos módulos, en especial los correspondientes a prolongaciones, de juntas de dilatación del tipo fuelle que permiten dichas expansiones y evitan el escape del gas interno.

Los conductores internos de alta tensión de los distintos módulos se realizan con barras de sección circular de cobre o aluminio. Se conectan entre sí mediante contactos de presión que aseguran la continuidad eléctrica, al tiempo que absorben la expansión térmica y eventuales desalineamientos angulares, evitando así la transmisión de esfuerzos a los aisladores que las soportan.

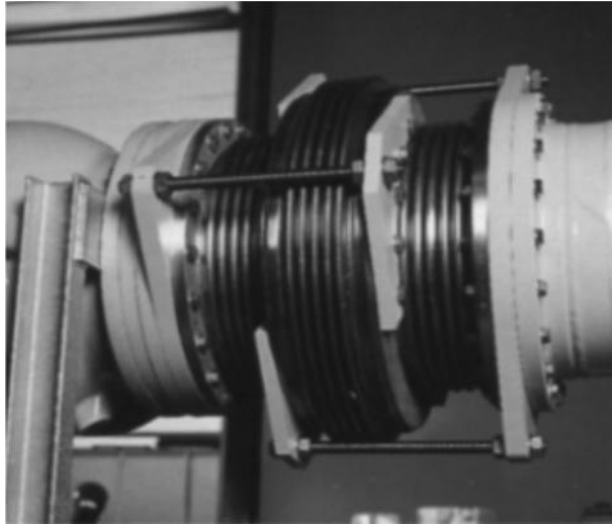


Figura 2.8 Junta de expansión

Todas las envolventes de los distintos módulos se conectan a tierra en ambos extremos, debiendo asegurarse su continuidad a través de toda la Subestación. Al circular corriente por la barra conductora, se induce en la envolvente metálica una tensión de forma similar a lo que ocurre en un transformador de corriente. Al tener la envolvente puesta a tierra, circulará por ella una corriente similar en valor pero de sentido opuesto a la que circula por la barra conductora, considerándose así que las envolventes se encuentran a potencial de tierra.

- Módulos de juego de barras (barras principales o colectoras)

Como se indicó, están formadas por una barra conductora de aluminio o cobre, de sección circular y soportada por aisladores situados a lo largo de la envolvente metálica. El volumen entre la barra conductora y su envolvente permanece con gas SF<sub>6</sub> a presión mayor que la atmosférica (distintos valores según cada fabricante).

Hasta la tensión nominal de 145 kV existen envolventes tripolares (las tres fases dentro de un mismo encapsulado). A partir de esa tensión, son unipolares (fases separadas).

Las GIS unipolares o de fases separadas son más voluminosas que las tripolares o de fases juntas. También las tripolares tienen un mantenimiento más sencillo al facilitar la entrada del personal asignado a esas funciones, tienen menos partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, la posibilidad de fugas de gas es menor. Además, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan, ahorrando así pérdidas de energía.

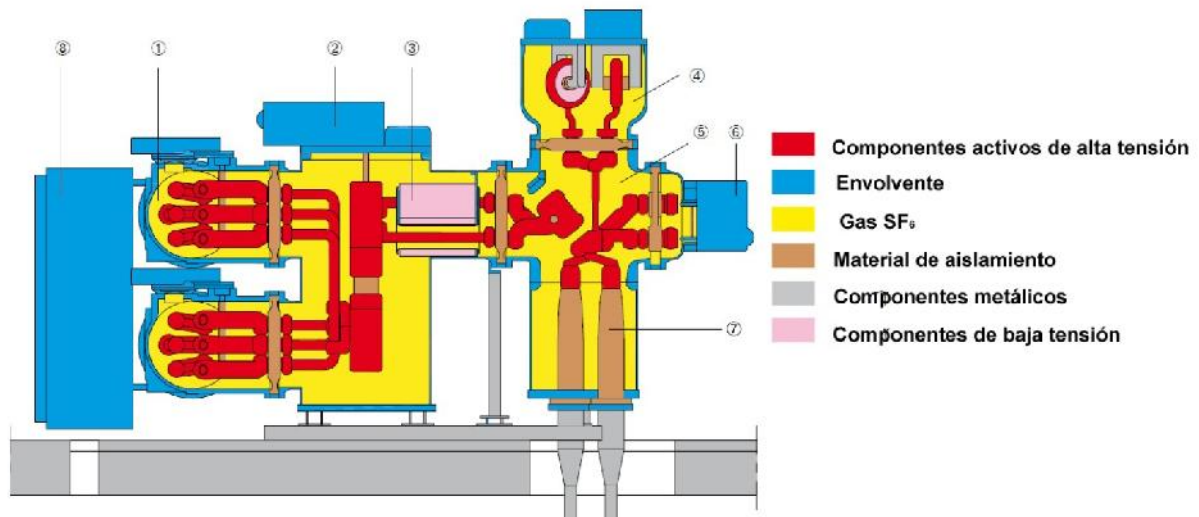


Figura 2.9 GIS Trifásica

1. Barra con seccionador y seccionador de puesta a tierra combinados
2. Interruptor de potencia
3. Transformador de corriente
4. Transformador de tensión
5. Seccionador y seccionador de puesta a tierra combinados
6. Seccionador de puesta a tierra rápido
7. Terminal de cables
8. Armario de control

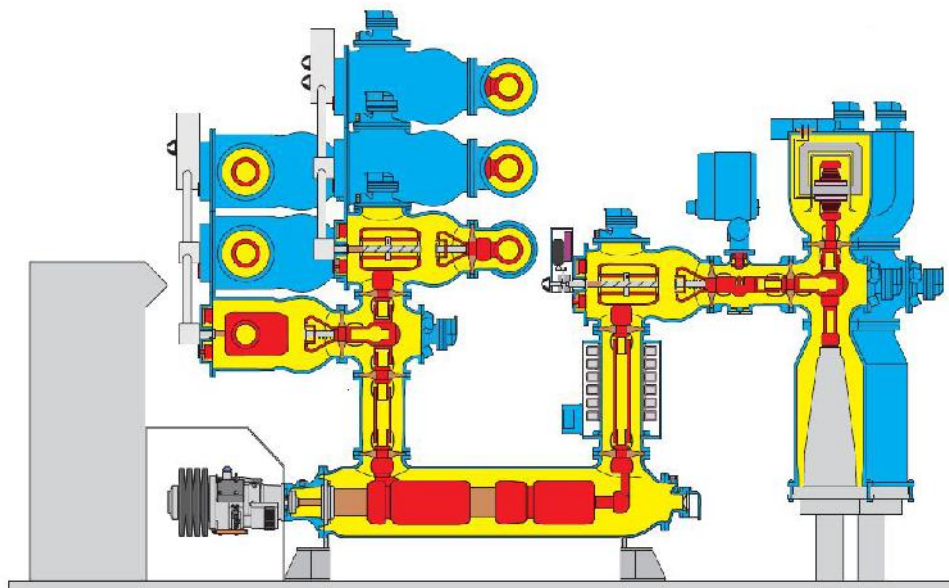


Figura 2.10 GIS Monofásica



- Módulos de interruptores

Los interruptores de potencia son los módulos más importantes de una subestación. Su gran flexibilidad influye de forma considerable en la posibilidad de ahorro de espacio de toda la subestación.

Se dispone de una gran variedad de envolventes para interruptor con bridas pequeñas o grandes para cubrir los requerimientos. La cantidad de bridas es determinada por las necesidades del diseño de la subestación.

Los interruptores utilizados en las GIS modernas utilizan el mismo principio que los interruptores utilizados en las AIS: auto compresión.

Ante un cortocircuito, el gas SF<sub>6</sub> presente como elemento de corte, se recalienta como consecuencia del contacto con la energía desarrollada por el arco eléctrico. Aumenta así la presión en el interior del cilindro de contacto, sumándose a la presión de separación propia de su mecanismo de accionamiento. Esta razón hace que no haga falta que el sistema de accionamiento sea el único encargado de aportar la energía necesaria para generar una presión capaz de extinguir el arco eléctrico. De este modo, los accionamientos modernos son simples y basados en la acumulación de energía en resortes.

Los interruptores modernos de alta tensión utilizan accionamientos de “carga de resortes” hasta 500 kV. En tensiones superiores se utilizan accionamientos electrohidráulicos, constructivamente muy compactos, y con un control simplificado de las válvulas.

Según el fabricante y la configuración adoptada, los interruptores se instalan en posición horizontal o vertical. En la posición horizontal, mediante el uso de un carrito apropiado y suministrado por el fabricante, puede extraerse para mantenimiento el contacto móvil con mayor facilidad.

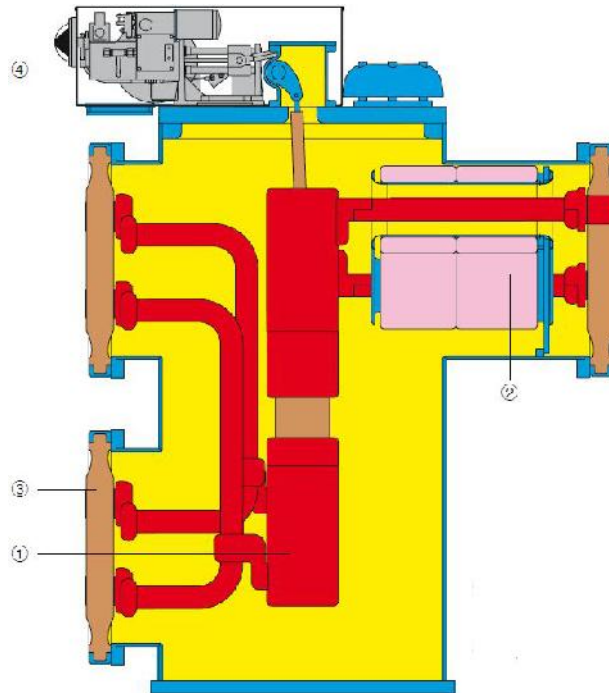


Figura 2.11 Interruptor de potencia

1. Cámara de extinción
2. Transformador de corriente
3. Aislador de compartimentación
4. Accionamiento

o Módulos de seccionadores

Básicamente existen dos tipos de envolventes de seccionadores/ seccionadores de puesta a tierra combinados para todo el sistema modular. Mientras que para el lado de la barra se utiliza una envolvente con tres bridas, para el lado de salida se usa una envolvente de cuatro bridas. Todos los diseños presentan en principio los mismos componentes de alta tensión.

Para una mayor seguridad, tanto el seccionador como el seccionador de puesta a tierra disponen de elementos de control independientes. Así se evitan operaciones erradas mecánicas o eléctricas indebidas.

Los seccionadores adoptan diversas formas constructivas y algunos fabricantes combinan las funciones del seccionador con su cuchilla de tierra en un solo aparato de tres posiciones. Resulta así que el contacto móvil tiene tres posiciones: (a) se une al contacto fijo, (b) permite unir la barra conductora con el contra contacto de la cuchilla de tierra y (c) en una posición neutra donde no se cierran el seccionador y la cuchilla de tierra. Este diseño posibilita un enclavamiento recíproco de ambas funciones.

El contra contactó de la cuchilla de tierra se extrae aislado de la envoltura metálica para fines de medición.

Los polos de un seccionador están acoplados mecánicamente y así son movidos simultáneamente mediante un accionamiento motorizado o en forma manual externa.

Los seccionadores de puesta a tierra soportan las corrientes de cortocircuito máximas de diseño del sistema.

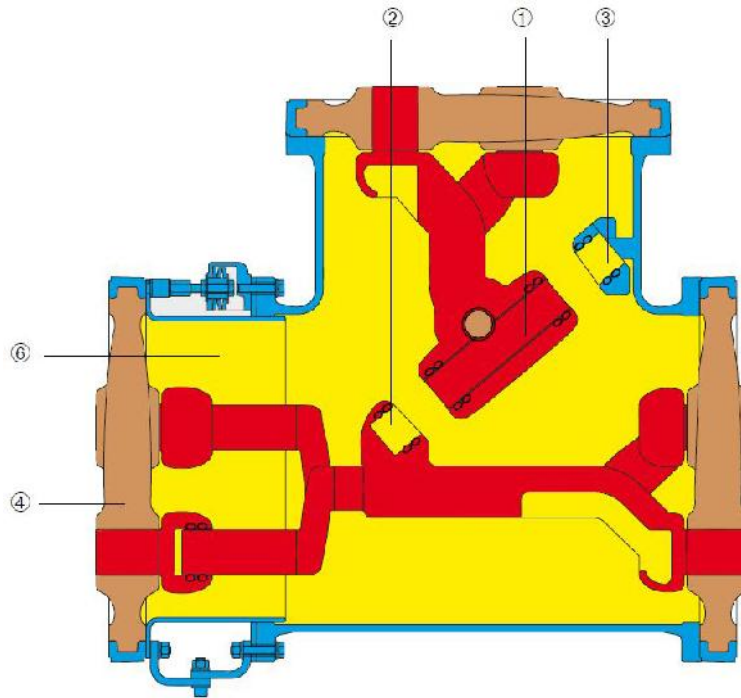


Figura 2.12 Seccionador de puesta a tierra de la barra

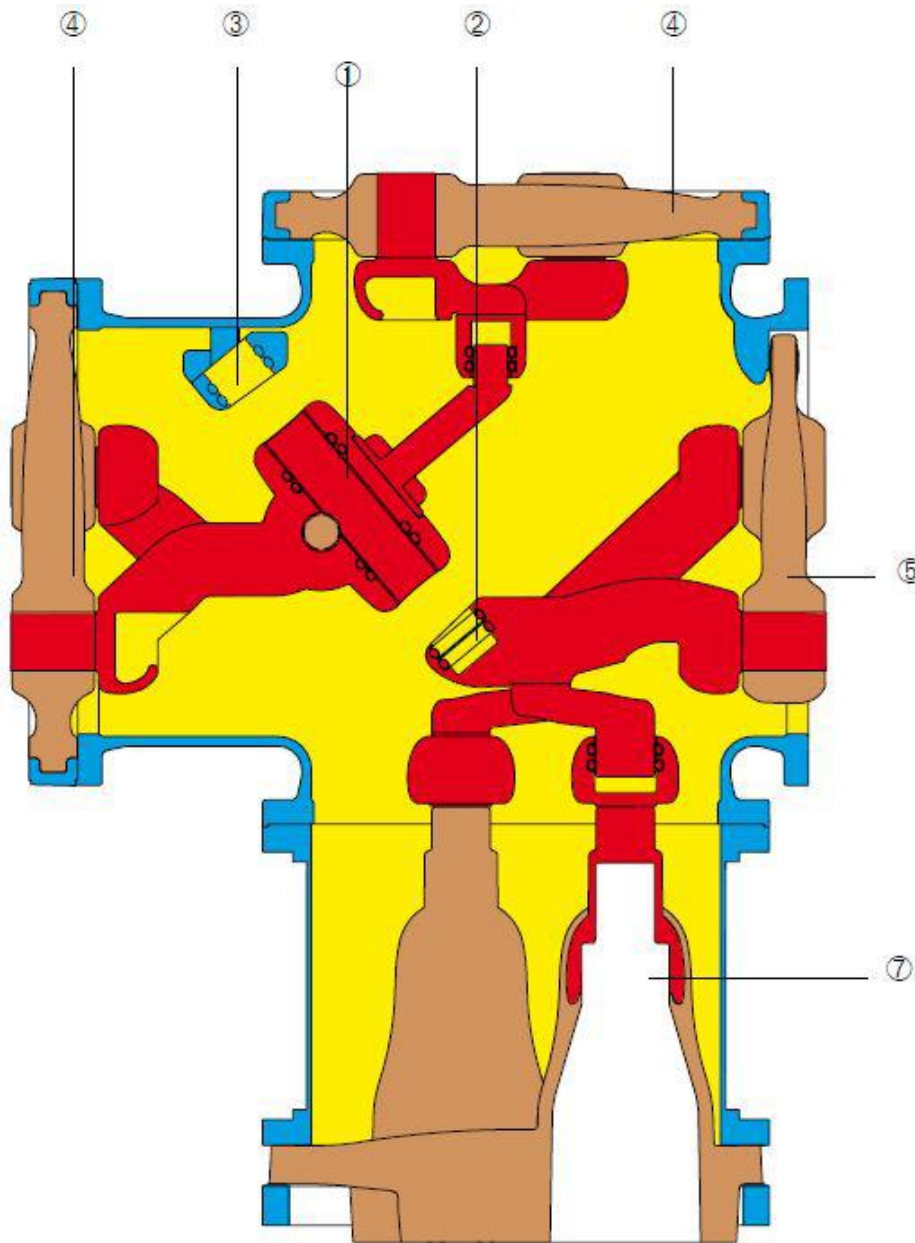


Figura 2.13 Seccionador de puesta a tierra de línea

1. Seccionador de tres posiciones (a, b y c)
2. Contacto del seccionador
3. Contacto del seccionador de puesta a tierra
4. Aislador de compartimentación
5. Aislador soporte
6. Tubo telescópico
7. Terminal de cable enchufable

- Seccionador de puesta a tierra rápido

El seccionador de puesta a tierra rápido puede operar de forma segura toda la corriente de cortocircuito. Este puede ser colocado tanto del lado de la barra como del lado de la línea, reduciendo de esta manera los efectos de una maniobra indebida. El seccionador de puesta a tierra rápido está equipado con un accionamiento a resorte, que consigue una alta velocidad de operación de los tres contactos móviles. El accionamiento es tensado por medio de un motor eléctrico y contiene todos los componentes necesarios para una operación mecánica segura y funciones de enclavamiento fiables.

Al igual que en el seccionador / seccionador de puesta a tierra combinado, los indicadores de posición y los interruptores auxiliares están integrados al accionamiento. Por esta razón siempre se obtiene una información precisa de la posición del equipo. Por medio de una manivela, el seccionador de puesta a tierra rápido también puede ser operado manualmente.

Para la realización de pruebas específicas durante una inspección, es posible quitar los puentes de puesta a tierra de los contactos móviles. De esta forma se tiene acceso eléctrico a los conductores principales y existe la posibilidad de conectar equipos de prueba a los circuitos de alta tensión.

Esto facilita el ajuste y la prueba de los relés de protección, la prueba de cables de alta tensión y la localización de fallas en los cables de alta tensión. En el servicio normal, los puentes de puesta a tierra se encuentran instalados.

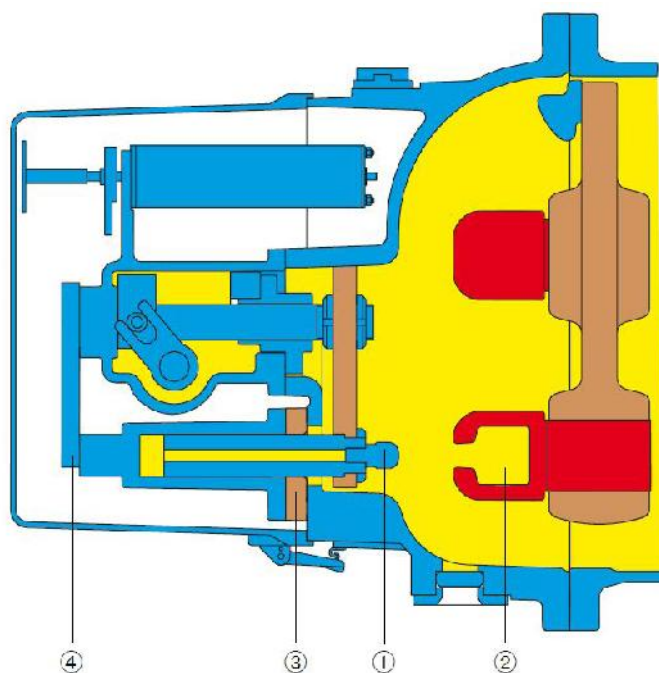


Figura 2.14 Seccionador de puesta a tierra rápido

1. Contacto móvil
  2. Contacto opuesto
  3. Aislamiento
  4. Puentes de puesta a tierra
- Módulos de transformadores de medición

Los transformadores de corriente son de tipo inductivo y se pueden instalar en cualquier punto de la GIS, ya que su primario está constituido por la barra conductora de alta tensión.

Los transformadores de tensión pueden ser de tipo inductivo o capacitivo, siempre inmersos en una atmósfera de gas SF 6.

Los terminales secundarios de los transformadores de medición se extraen de la envoltura metálica a través de una placa de paso perfectamente estanca al gas, quedando eléctricamente accesibles en la caja de bornes, lugar desde donde, además, se pueden cambiar las relaciones de transformación en el caso de los transformadores de corriente.

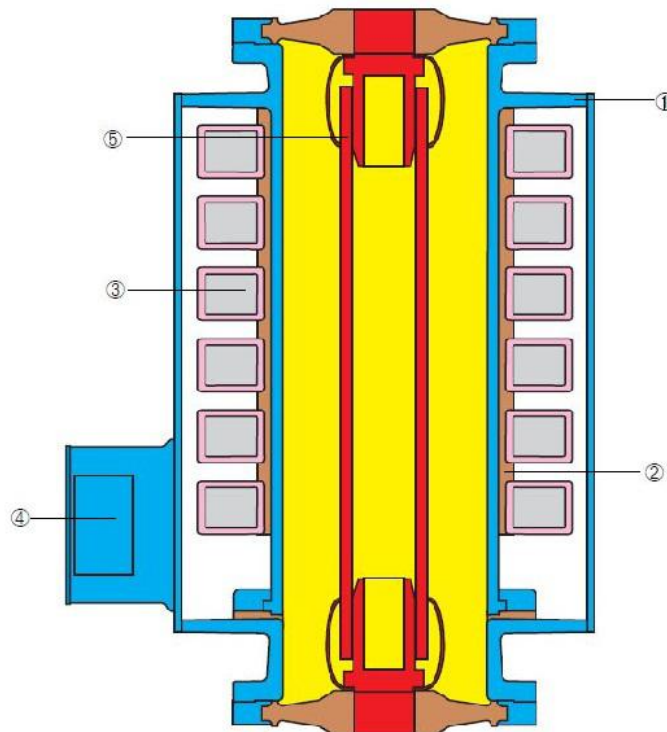


Figura 2.15 Transformador de corriente

Módulo constructivo de transformador de corriente. (1) envoltura, (2) barra de tracción, (3) núcleos, (4) paso de cables de BT, (5) barra conductora de AT.

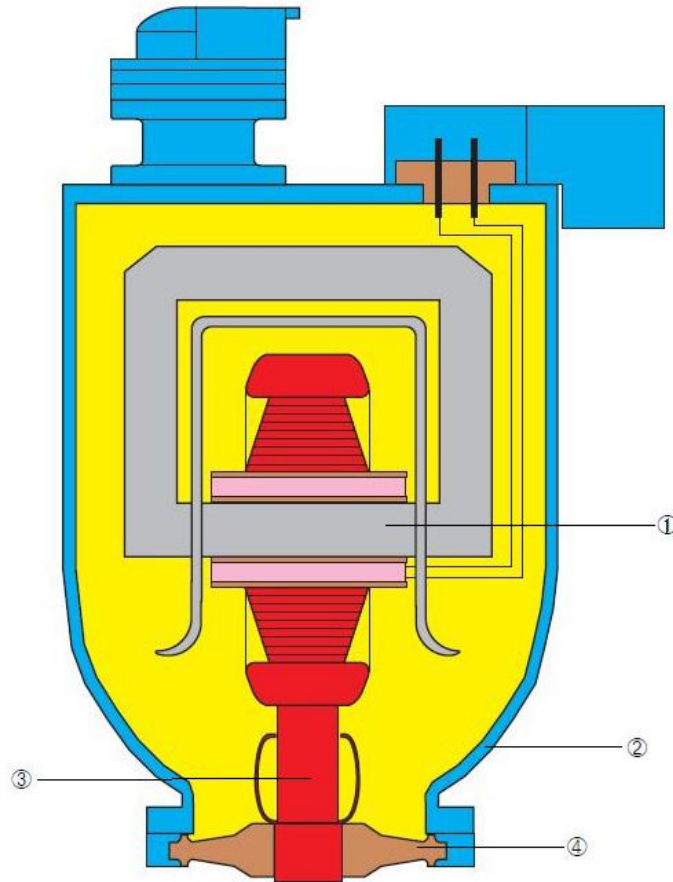


Figura 2.16 Transformador de tensión

Módulo constructivo de transformador de tensión. (1) transformador, (2) envoltura, (3) barra conductora de AT, (4) aislador cónico.

- Módulos de descargadores de sobretensiones

Normalmente se instalan fuera del GIS en los puntos donde las líneas aéreas se conectan a la Subestación. No obstante, también pueden instalarse en módulos aislados en gas SF 6 que forman parte integrante de la Subestación GIS.

Los descargadores de sobretensiones -de óxido de zinc- tienen en su envoltura metálica un registro que permite abrir la barra conductora interna para realizar ensayos de la Subestación. Por la parte inferior, además de la existencia de terminales para el monitoreo del gas, se instalan los dispositivos de control propios.

○ Módulos de empalme

Los módulos de empalme o conexión unen los campos (celdas) de las Subestaciones GIS con otros equipos externos: líneas aéreas, transformadores de potencia o reactores, cables subterráneos, etc.

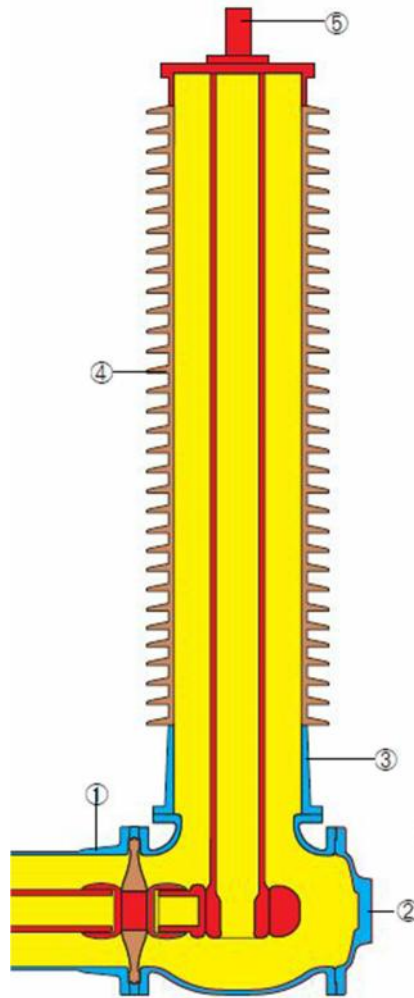


Figura 2.17 Empalme gas-aire

Módulos constructivos para montaje de aisladores pasantes gas / aire. (1) envolvente, (2) módulo a 90° o 45°, (3) adaptador, (4) aislador de porcelana, (5) borne para conexión aérea.

Asimismo, son el pasaje del aislamiento en gas SF 6 de las GIS a otro medio de aislamiento: aire (líneas aéreas), aceite (transformadores de potencia).



Permiten junto con los módulos de unión o prolongación rectos, en ángulo, en “T”, etc., la realización de diversas configuraciones, con una mayor versatilidad y facilidad que las utilizadas en las AIS.

Los módulos de empalme o conexión para líneas aéreas, que contemplan aisladores gas / aire, se diseñan en función de la coordinación de la aislación, las distancias eléctricas mínimas y el grado de polución existente en el lugar de implantación de la GIS.

Los módulos de empalme o conexión para cable permiten la conexión de las GIS con cables subterráneos de alta tensión de cualquier tipo y sección. También se pueden conectar varios cables en paralelo (2, 3, cables por fase) cuando se trata de intensidades nominales que superan las secciones comerciales de los cables y, por lo tanto, debe adoptarse el criterio de utilizar más de un cable por fase.

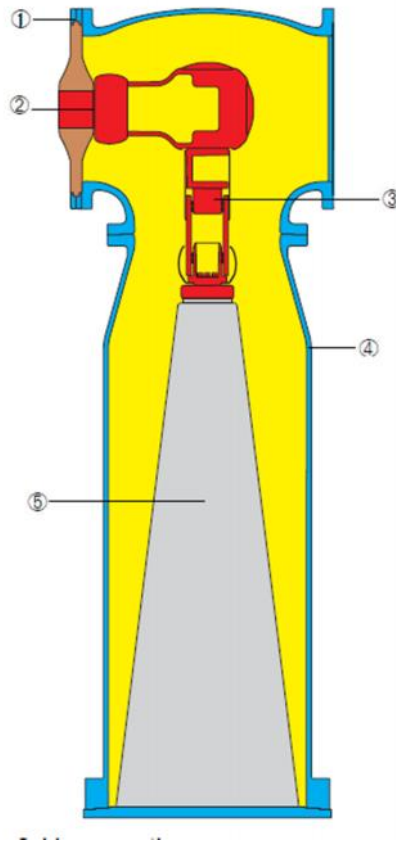


Figura 2.18 Empalme a cable subterráneo.

Módulo constructivo para conexión a cable subterráneo. (1) brida, (2) conductor interno, (3) perno móvil de seccionamiento, (4) envoltura del terminal de cable subterráneo, (5) terminal del cable

Para el ensayo de rigidez dieléctrica de los cables se los aísla del módulo respectivo de empalme de la GIS mediante la separación mecánica del punto de contacto.

Los módulos de empalme o conexión para transformadores (autotransformadores, reactores) de potencia son del tipo gas / aceite. El aislador pasa tapas (bushing) del transformador de potencia tiene que ser estanco al aceite y al gas SF 6 comprimido. Los movimientos provocados por los cambios de temperatura y por los asentamientos diferenciales de las fundaciones del GIS y del transformador de potencia se neutralizan por medio de juntas de compensación.

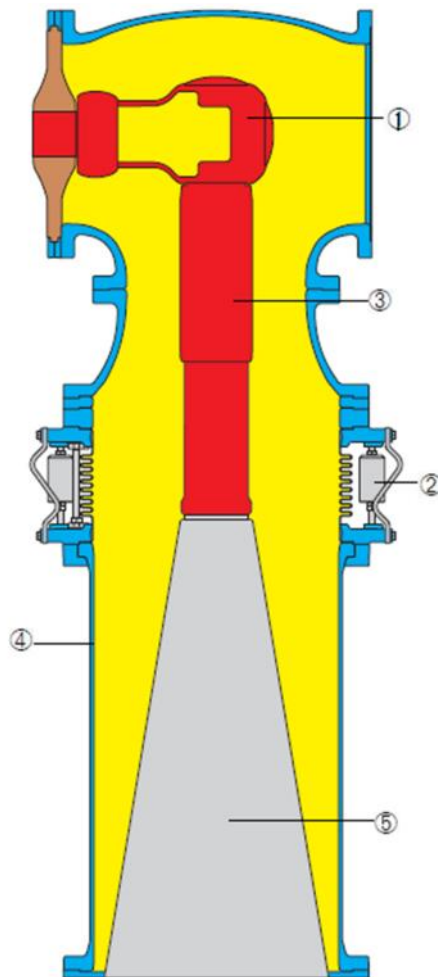


Figura 2.19 Empalme gas-aceite

Módulo constructivo de conexión a transformador / autotransformador / reactor con aislador gas / aceite. (1) módulo de conexión, (2) fuelle compensador, (3) barra conductora de conexión, (4) envoltura, (5) aislador pasante gas / aceite.

Mediante la utilización de diversos tipos de módulos de prolongación rectos y en ángulos, más los módulos de empalme o conexión correspondientes, se logra la adaptación más económica de las conexiones de las GIS con diversos equipos de alta tensión.

Hasta tensiones nominales de 145 kV, los módulos de transición monopolar / tripolar permiten interconectar módulos y componentes de esas características entre sí. Generalmente se utilizan para el módulo de empalme o conexión de salida tripolar con módulos terminales monopolaes de líneas aéreas y transformadores trifásicos de potencia.

- Tableros de control y comando, protecciones y mediciones

Normalmente, los tableros de baja tensión de comando y control, protecciones y mediciones, se disponen en el frente de cada campo (celda) adosado al mismo o, pasillo por medio, enfrentados pero siempre en forma individual por campo (celda). También las protecciones y mediciones, juntas o por separado, pueden disponerse en tableros específicos ubicados en otras salas tal como se lo hace en las Subestaciones AIS. Asimismo, el control y comando de toda la Subestación GIS se los puede centralizar en una sala de control general.

Cualquiera sea el criterio que se utilice para la ubicación de estos tableros de comando y control, protecciones y mediciones, deberá preverse que en los sistemas de alta tensión es de uso corriente que toda la Subestación pueda controlarse en forma remota.

De este modo, generalmente se establecen tres niveles de comando y control:

- Local, desde cada campo (celda), bien sea el tablero respectivo adosado a éste o enfrentado pasillo por medio.
- Remoto desde la sala de control general ubicada en el mismo edificio.
- Remoto desde un centro de despacho de cargas regional y/o nacional.

Los instrumentos medidores de la presión de los diferentes módulos que se describen más adelante, pueden ubicarse localmente en los mismos tableros individuales de comando y control, protecciones y mediciones.

## Capítulo 3

# Normativa para subestaciones encapsuladas

### 3.1 Objetivo

Especificación CFE VY200-40

Se hace uso de esta porque CFE es el principal transmisor y distribuidor de energía eléctrica en México, por lo tanto es necesario conocer las especificaciones que esta dependencia de gobierno requiere para establecer las características técnicas, de calidad y los requerimientos de instalación que deben cumplir las subestaciones blindadas aisladas con gas SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre).

CFE VY200-40 revisa y sustituye a la edición de enero de 2011 y a todos los documentos normalizados de CFE relacionados con subestaciones blindadas en gas SF<sub>6</sub> de 72.5 kV a 420 kV que se hayan publicado.

Esta especificación entra en vigor el 13/06/13

### 3.2 Normas que aplican

NOM-008-SCFI-2002 Sistema General de Unidades de Medida.

NMX-H-004-SCFI-2008 Industria Siderúrgica - Productos de Hierro y Acero Recubiertos con Cinc (Galvanizados por Inmersión en Caliente) - Especificaciones y Métodos de Prueba.

NMX-J-321-ANCE-2005 Apartarrayos de Óxidos Metálicos sin Explosores, para Sistemas de Corriente Alterna – Especificaciones y Métodos de Prueba.

IEC 60044-1-2003 Instrument Transformers - Part 1: Current Transformers.

IEC 60044-2-2003 Instrument Transformers - Part 2: Inductive Voltage Transformers.

IEC 60376-2005 Specification of Technical Grade Sulfur Hexafluoride (SF<sub>6</sub>) for Use in Electrical Equipment.

IEC 60815-1986 Guide for the Selection of Insulators in Respect of Polluted Conditions.

IEC 61166-1993 High-Voltage Alternating Current Circuit-Breakers – Guide for Seismic Qualification of High – Voltage Alternating Current Circuit – Breakers.

IEC 62271-100-2008 High-Voltage Switchgear and Controlgear - Part 100: Alternating Current Circuit-Breakers

IEC 62271-102-2012 High-Voltage Switchgear and Controlgear - Part 102: Alternating Current Disconnectors and Earthing Switches.

IEC 62271-203-2011 High-Voltage Switchgear and Controlgear – Part 203: Gas-Insulated Metal-Enclosed Switchgear for Rated Voltages Above 52 kV.

NRF-001-CFE-2007 Empaque, Embalaje, Embarque, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Muebles Adquiridos por CFE.

NRF-002-CFE-2009 Manuales, Procedimientos e Instructivos Técnicos.

NRF-010-CFE-2009 Transportación Especializada de Carga.

NRF-011-CFE-2004 Sistema de Tierra para Plantas y Subestaciones Eléctricas.

NRF-022-CFE-2010 Interruptores de Potencia de 72.5 a 420 kV.

NRF-026-CFE-2004 Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13.8 kV a 400 kV.

NRF-027-CFE-2010 Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0,6 kV a 400 kV.

NRF-044-CFE-2006 Aisladores de Suspensión Sintéticos para Líneas de Transmisión en Tensiones de 161 kV a 400 kV.

NRF-071-CFE-2010 Sistemas de Protección Anticorrosiva para Equipo Eléctrico Instalado a la Intemperie.

CFE D8500-01-2009 Selección y Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos.

CFE D8500-02-2009 Recubrimientos Anticorrosivos.

CFE D8500-03-2011 Recubrimientos Anticorrosivos y Pinturas para Centrales Termoeléctricas y Eólicas.

CFE E0000-20-2005 Cables de Control.

CFE L0000-06-1991 Coordinación de Aislamiento.

CFE L0000-15-1992 Código de Colores.

CFE 53000-95-2011 Boquillas de Alta Tensión de 15 kV a 420 kV para Transformadores y Reactores de Potencia.

### 3.3 Características y condiciones generales

Las unidades de medida utilizadas en la presente especificación deben estar de acuerdo con lo indicado en la norma NOM-008-SCFI.

#### 3.3.1 Disposición física de la subestación

La disposición física del equipo y demás elementos de la subestación se debe hacer para lograr un arreglo limpio y lógico, que permita el acceso para efectuar trabajos de reparación y mantenimiento en los diferentes compartimientos, que facilite la sustitución de partes de la instalación y las posibilidades de expansión futura para la adición de nuevos equipos o bahías, con la mínima afectación del servicio y del equipo ya instalado.

El arreglo de la subestación debe ser tal que se permita efectuar acciones regulares de operación y mantenimiento como son los siguientes:

- a) Inspección del equipo y mecanismos.
- b) Operación local del equipo de maniobra.
- c) Toma de lecturas de instrumentos.
- d) La observación de posición de cuchillas.
- e) La revisión y cambio de accesorios.
- f) La utilización de equipo de servicio.
- g) Inyección de gas.

#### 3.3.2 Condiciones de servicio

Las condiciones de servicio normal y especial se indican en las Características Particulares y deben ser considerados por el fabricante para el diseño de la subestación y cada una de las partes que la integran.

- **Variación de la temperatura ambiente**

Las variaciones de temperatura ambiente para condiciones de servicio normal y especial se indican en la tabla.

Descripción	Normal		Especial	
	Interior	Exterior	Interior	Exterior
Temperatura ambiente:				
Mínima (°C)	- 5 a - 25	- 25 a - 40	-25	-50
Máxima (°C)	40	40	50	50
Radiación solar (W/m) <sup>2</sup>	N/A	1 000	N/A	>1 000
Altitud (m)	1 000	1 000	>1 000	>1 000
Clase de contaminación	N/A	II	II, III o IV	III o IV
Revestimiento de hielo (mm) (Ice coating)	N/A	1, 10 o 20	N/A	>20
Viento (m/s)	N/A	34	N/A	>34
Humedad (%)	95	100	98	100
Condensación o precipitación	Ocasional	Si	Si	Si
Clase de vibración	N/A	N/A	IEC 61166	IEC 61166
Perturbaciones electromagnéticas inducidas en un sistema secundario (kV)	1.6	1.6	>1.6	>1.6

Tabla 3.1 Condiciones de servicio de la GIS

Clases de contaminación II, III y IV de acuerdo a la tabla de la norma IEC 60815.

El coeficiente sísmico correspondiente al sitio de instalación. Tomando como base la norma de referencia NRF-022-CFE.

- Límite permisible de elevación de temperatura

Los límites de temperatura permisibles para las partes conductoras de las subestaciones blindadas cubiertas por esta especificación, con relación a una temperatura máxima de 40 °C y una temperatura promedio durante 24 horas no mayor de 35 °C deben ser las siguientes:



- a) En barras de cobre o aluminio 65 °C.
- b) En conexiones atornilladas o a base de contactos a presión 65 °C.
- c) En la envolvente metálica 30 °C.

NOTA: El valor indicado para conexiones corresponde al tipo de conexión plateada (silver-covered), siendo éste el tipo requerido por CFE.

- Altitud

Para el diseño de la subestación y en particular para los aislamientos externos (boquillas), se deben considerar las siguientes altitudes.

- a) Menor o igual a 2 500 m.
- b) Mayor a 2 500 m.

En las Características Particulares se indica la altitud que se requiere para cada obra.

- Velocidad del viento

Para el caso de subestaciones a la intemperie, así como en algunos elementos externos de subestaciones tipo interior, se debe considerar en el diseño el empuje causado por el viento, para lo cual en las Características Particulares de cada obra, CFE debe proporcionar la velocidad del viento máxima correspondiente al sitio de la instalación.

- Coeficiente sísmico

Para el diseño de la subestación, sus estructuras o bases, su cimentación así como en los puntos de acoplamiento con otros equipos, se deben considerar los esfuerzos causados por sismos, para lo anterior en las Características Particulares se indica el coeficiente sísmico correspondiente al sitio de instalación. Tomando como base la norma de referencia NRF-022-CFE.

El proveedor debe proporcionar la información correspondiente al método utilizado para la comprobación de los valores que garanticen el cumplimiento dinámico de la subestación, cuchillas y puntos de acoplamiento.

### 3.3.3 Características nominales y valores de pruebas dieléctricas

Las características nominales de la subestación y los diferentes equipos que la integran, se indican en las Características Particulares para cada obra y están basados en los valores indicados en la tabla. En esta misma se indican los valores de las pruebas dieléctricas aplicables.

Características nominales de la subestación	Unidades	Características nominales de la subestación			
		400/420	230/245	115/123	69/72.5
Tensión nominal	kV eficaz	400	230	115	69
Frecuencia nominal	Hz	60			
Corriente nominal en barras	A eficaz	2000-3150	2000-3150	2000-3150	2000-3150
Corriente nominal en bahías de salida	A eficaz	2000-3150	2000-3150	2000-3150	2000-3150
Corriente de corta duración (1 s)	kA eficaz	40	40	31.5	31.5
Corriente dinámica de corto circuito	kA cresta	104	104	82	82
Tensión de aguante al impulso por rayo (1.2 x 50 µs)	kA cresta	1425	1050	550	325
Tensión de aguante al impulso por maniobra	kA cresta	1050	-	-	-
Tensión de aguante a 60 Hz (1 min)	kV eficaz	520	460	230	140
Nivel de descargas parciales	C	5	5	5	5

Tabla 3.2 Valores de pruebas dieléctricas y características nominales

La prueba se debe realizar conforme a la norma IEC 62271-203 y se debe efectuar en conjuntos o ensambles parciales de la subestación que integre una bahía.

Salvo que se especifique otro valor en Características Particulares. El nivel corto seleccionado debe invariablemente verificarse con el estudio de corto circuito más reciente para falla monofásica y trifásica del valor de la red.

Se debe indicar en las Características Particulares la corriente nominal de alta y media tensión.

**3.3.4 Las corrientes nominales de operación y corrientes de interrupción.**

Tensión nominal del interruptor de potencia (kV)	Corriente nominal (A)	Corriente de interrupción de cortocircuito (kA)	Corriente de interrupción en cables cargados (cables en vacío) (A)	Corriente de interrupción con línea cargada (línea en vacío) (A)
72.5	1250	20	125	10
		25		
		31.5		
123	1250	25	140	31.5
	1600	31.5		
	2000	40		
	3150	50		
		63		
145	1250	31.5	160	50
	1600			
	2000			
	1600	40		
	2000	50		
	3150	63		
170	1250	31.5	160	63
	1600			
	200			
	1600	40		
	2000	50		
245	2000	40	250	125
	2500	50		
	3150	63		
420	1600	31.5	400	400
	2000			
	2000	40		
	2500			
	2000	50		
	2500			
	3150			

Tabla 3.3 Corrientes nominales de operación y corrientes de interrupción

### 3.3.5 Transición de salida

Para la conexión de cada una de las bahías de la subestación al equipo o elemento externo, sea éste una línea de transmisión, equipo de transformación u otro, se deben utilizar los siguientes tipos de transición.

1.- Así mismo, en las Características Particulares se indica la distancia de fuga, la cual debe estar de acuerdo con la especificación CFE L0000-06.

2.- Las boquillas deben cumplir con lo indicado en la especificación CFE 53000-95.

- Barra en SF<sub>6</sub> a boquilla SF<sub>6</sub> – Aire
  - a) El tramo de la envolvente desde la bahía hasta la localización de las boquillas SF<sub>6</sub>-aire, incluyendo el equipo para la supervisión, alarma y disparo por baja presión del gas.
  - b) Las boquillas SF<sub>6</sub> - aire, incluyendo su respectivo equipo para supervisión de gas, deben tener por lo menos los mismos niveles de aislamiento que los del equipo de la bahía.
  - c) Un tapón capacitivo en la boquilla, que por diseño, el fabricante lo considere necesario para su correcta operación.
  - d) Todos los accesorios incluyendo, diafragmas o módulos de expansión que requiera el trayecto de la envolvente SF<sub>6</sub>.
  - e) Los medios de soporte que requieren tanto las trayectorias de las envolventes en SF<sub>6</sub> como las boquillas en SF<sub>6</sub> - aire.
  - f) Los conectores para recibir los conductores de la CFE en la cantidad y necesidades indicadas en las Características Particulares.
  - g) El montaje de las boquillas, debe ser con una inclinación máxima de 30° con respecto al eje vertical. Para montaje horizontal con tensiones nominales de 69 kV y 115 kV, se debe indicar en las Características Particulares.
  - h) El material para el aislamiento externo de las boquillas debe ser de porcelana, o hule silicón y cumplir con la especificación CFE 53000-95 y con la norma de referencia NRF-044-CFE, según aplique y se debe indicar en las Características Particulares.

- Barra en SF<sub>6</sub> a terminal cable.
  - a) El número de envolventes en SF<sub>6</sub> requeridas desde la bahía hasta la terminal de cable, incluyendo el equipo para la supervisión, alarma y disparo por baja presión del gas.
  - b) Todos los accesorios incluyendo, diafragmas o módulos de expansión que requiera el trayecto de a envolvente SF<sub>6</sub>.
  - c) Los medios de soporte para las envolventes en SF<sub>6</sub> y para la terminal del cable.
  - d) La terminal del cable incluyendo tanto la envolvente exterior como las partes internas de la terminal, de acuerdo al diseño del fabricante.
  - e) Los torques de diseño de la terminal, debiendo entregar un reporte de esta actividad al usuario final durante la etapa de puesta en servicio.
- Barra en SF<sub>6</sub> a boquilla SF<sub>6</sub> - Aceite de transformador
  - a) Los tramos de las envolventes en SF<sub>6</sub> hasta la boquilla SF<sub>6</sub>-aceite del transformador, incluyendo el equipo para supervisión de acuerdo al inciso a) del punto 5.10.1, alarma y disparo por baja presión del gas.
  - b) Los medios de soporte y sujeción para las envolventes en SF<sub>6</sub>.
  - c) Todos los accesorios indicados en el punto 5.21 incluyendo, diafragmas o módulos de expansión que requiera el trayecto de la envolvente SF<sub>6</sub>. Así como los accesorios o medios de absorción de vibraciones y esfuerzos provenientes del transformador.
  - d) La envolvente de la boquilla del transformador incluyendo los equipos para supervisión de gas. (No incluye la boquilla, la cual debe ser parte del suministro del transformador de potencia).
  - e) La boquilla en SF<sub>6</sub>- aceite debe tener un tap capacitivo para medición de la tensión, para lo cual el fabricante del transformador de potencia se debe poner de acuerdo con la CFE.
  - f) Los medios de conexión (conectores) para la parte conductora y para la envolvente de la boquilla con la parte correspondiente del transformador.

Para este tipo de terminal, el fabricante de la subestación debe proporcionar al proveedor del cable o del transformador de potencia, la información (dibujos, especificaciones, entre otros) necesaria para asegurar un correcto acoplamiento entre los equipos de ambos fabricantes, indicando las tolerancias máximas en dimensiones y en acotamientos de los ejes de localización de las terminales de cable, boquillas de transformadores y puentes removibles.

El proveedor debe proponer los medios para separar eléctricamente el transformador de potencia del resto de la subestación, así como para tener acceso a las conexiones para efectuar pruebas de mantenimiento al transformador de potencia.

El fabricante debe asegurar que la longitud máxima en los compartimientos de gas SF<sub>6</sub> en tramos rectos, no exceda de 5 m, debiendo ser con aislador barrera (estanco) y poder evitar la extracción de todo el volumen de gas de la sección encapsulada al transformador. En estos casos, se requiere que cada compartimiento de gas esté provisto de su correspondiente sistema de alarma y monitoreo. Lo anterior para mejorar el mantenimiento del transformador de potencia.

### 3.3.6 Tensiones de alimentación de auxiliares

Las tensiones de alimentación de auxiliares para el equipo de la subestación, para las funciones de control, alimentación de motores, calefacción, protección, alarmas, se indican en las Características Particulares y se toman de los valores que se indican en las tablas siguientes. Los intervalos de variación de estas tensiones, dentro de los cuales deben operar satisfactoriamente los equipos e instrumentos de la subestación, deben ser considerados por el fabricante para el diseño de los mismos.

Tensión nominal (V c.d.)	Intervalo de variación (%)
480 V c.a.; 3 Φ ; 60 Hz	85-110
440 V c.a.; 3 Φ ; 60 Hz	85-110
254 V c.a.; 3 Φ ; 60 Hz	85-110
220 V c.a.; 3 Φ ; 60 Hz	85-110
127V c.a.; 3 Φ ; 60 Hz	85-110
125 V c.d.	85-110
250 V c.d.	85-110

Tabla 3.4 Tensiones para alimentación de motores

Tensión nominal (V c.d.)	Intervalo de variación (V c.d.)		
	Disparo	Cierre	Otras
125	70-140	90-130	90-130
250	140-280	180-250	180-250

Tabla 3.5 Tensiones para las funciones de control

Tensión nominal (V c.d.)	Intervalo de variación (%)
480 V c.a.; 3 $\Phi$ ; 60 Hz	$\pm 10$
440 V c.a.; 3 $\Phi$ ; 60 Hz	$\pm 10$
254 V c.a.; 3 $\Phi$ ; 60 Hz	$\pm 10$
220 V c.a.; 3 $\Phi$ ; 60 Hz	$\pm 10$
127V c.a.; 3 $\Phi$ ; 60 Hz	$\pm 10$

Tabla 3.6 Tensiones para resistencias calefactoras

### 3.3.7 Partes conductoras

Todas las partes conductoras de la subestación aislada en gas, incluyendo las barras, equipos y los elementos de conexión entre ellos, deben tener la sección transversal necesaria para conducir en forma continua la corriente nominal requerida, sin exceder los límites de elevación de temperatura máximos especificados, y además deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos producidos, resultantes de las corrientes de corto circuito y minimizar la flexión por su propia masa.

Las superficies de los conductores incluyendo sus puntos de conexión deben estar perfectamente terminados, libres de aristas y protuberancias a fin de evitar que se produzcan en cualquier punto concentraciones de campo eléctrico que den por resultado descargas parciales excesivas o bien la ruptura del dieléctrico.

La unión entre los diferentes segmentos que integran la parte conductora de la subestación aislada en gas, se debe efectuar mediante conexiones a base de segmentos de contacto a presión plateados, que garanticen además de un buen punto de contacto, la libre expansión y contracción de las partes conductoras producidas por la dilatación de las mismas o de la envolvente, a fin de evitar que se produzcan esfuerzos mecánicos sobre los aisladores soporte internos.

### 3.3.8 Envolvertes metálicas

Todas las partes conductoras sujetas a potencial de línea deben estar alojadas en el interior de las envolventes metálicas conectadas a potencial de tierra que sirven también para contener el gas SF<sub>6</sub> a la presión de operación.

En el caso de subestaciones con tensiones hasta de 145 kV, para las barras, se puede utilizar el diseño con envolvente trifásica, o el diseño con envolvente monofásica. El área usuaria de CFE debe indicar el tipo de envolvente en las Características Particulares.

En el caso de subestaciones con tensiones mayores de 145 kV y hasta 245 kV, para las barras, se puede utilizar el diseño con envolvente trifásica, o el diseño con envolvente monofásica. El área usuaria de CFE debe indicar el tipo de envolvente en las Características Particulares.

En subestaciones con tensión de 420 kV, solo se acepta el arreglo con envolvente monofásica.

Las envolventes metálicas se deben fabricar con aluminio libre de poros o también con acero inoxidable de las características necesarias para reducir al mínimo las pérdidas magnéticas.

El espesor de las paredes de los elementos que forman las envolventes, debe soportar las sobre presiones causadas por el arco eléctrico en caso de fallas internas y evitar la perforación por quemaduras de la envolvente por arco eléctrico, en el caso de fallas con tiempo de libramiento hasta de (400 – 500) ms (2do. paso de protección). Las envolventes se deben diseñar para soportar la aplicación de vacío absoluto para fines de evacuación y secado de las partes internas.

Todas las juntas entre las diferentes secciones que integran las envolventes deben ser maquinadas, la unión debe ser mediante bridas acopladas con tornillos y arandelas de presión.

En cada una de las uniones se deben utilizar empaques o juntas elásticas de material resistente a la intemperie y al ataque de los productos de descomposición del gas SF<sub>6</sub>. La calidad de estas juntas, así como la de los materiales que forman las envolventes, deben ser tal que garanticen una hermeticidad entre compartimentos y hacia el exterior que permita reducir la pérdida de gas anual a un valor de 0.5 % o menor en cada compartimento, con relación a su propio volumen de gas o del 0.5 % del total de la instalación con respecto al volumen total de gas.

A fin de poder absorber las dilataciones y contracciones que se presenten en las diferentes condiciones de temperatura y en particular en el caso de tramos largos de la instalación,



como es en envolventes de barras, envolventes de salida, entre otros. Dentro del ensamble de éstas, se deben prever los medios de expansión necesarios de acuerdo con la longitud, a fin de reducir los esfuerzos aplicados a las estructuras y soportes de la instalación y a otros elementos de la misma, estos medios de expansión deben ser del tipo de diafragma metálico con los accesorios necesarios de tensión, en el caso de envolventes acopladas a equipos de transformación sujetos a vibración, se deben prever medios para reducir la transmisión de esas vibraciones a la subestación.

- Compartimentos

La cantidad de compartimentos de gas debe ser propuesta por el proveedor para la aprobación por parte de CFE y cumplir con lo siguiente:

- a) Debe contar con equipo de supervisión de gas con medición independiente que tenga indicación en la escala numérica y con colores que incluya contactos de alarma, bloqueo y sobre-presión.
- b) Debe contar con equipo de alivio de presiones excesivas, el cual debe estar adecuadamente localizado y contar con deflectores y cubiertas de modo que en caso de operar no representen ningún riesgo para el personal a cargo de la instalación.
- c) Debe ser compatible con el equipo de manejo de gas propuesto por el fabricante, incluyendo conexiones y mangueras de tal manera que sea capaz de manejar por lo menos 1.5 veces el volumen del estanco más grande.
- d) Debe proporcionar facilidad de mantenimiento, en tal forma que se pueda aislar el mínimo número de compartimentos.
- e) En el caso de subestaciones en SF<sub>6</sub>, independientemente del número de barras, no se acepta que toda la barra esté contenida en un solo compartimento, se requiere al menos un estanco por cada bahía, así como sus juntas de expansión correspondientes.
- f) El flujo de gas entre los diferentes compartimentos que deban estar comunicados, se debe efectuar por la parte interna de las envolventes. No se aceptan tuberías o conductos de gas externos.
- g) La continuidad eléctrica entre los diferentes compartimentos de gas, para asegurar en todas ellas el mismo nivel de potencial (potencial de tierra), se debe efectuar mediante barras metálicas de interconexión externas, no deben utilizarse para este propósito las propias bridas ni sus tornillos.

Para el caso de compartimentos que se encuentren a la intemperie, el equipo de supervisión de gas debe estar contenido en un gabinete a prueba de intemperie, que satisfaga las condiciones ambientales descritas en las Características Particulares. En el caso de instrumentos de control, este gabinete debe tener, una ventanilla para observación.

### **3.3.9 Conexiones a tierra**

Las envolventes metálicas de cada compartimento, las estructuras o medios de soporte metálicos, las cajas o gabinetes metálicos, y en general todas aquellas partes metálicas de la subestación con la que puede estar en contacto el personal, estando en servicio la subestación, deben estar conectadas efectivamente a la red de tierras de la instalación, mediante barras sólidas de cobre de sección rectangular de la capacidad adecuada; el número de puntos de conexión debe ser de acuerdo al tamaño y cantidad de elementos que forman la subestación y debe asegurar la ausencia de puntos con diferencia de potencial entre sí y a tierra. El diseño de las conexiones debe asegurar la ausencia de puntos de alta resistencia aún en el caso de uniones de materiales diferentes y además cumplir con lo indicado en el Apéndice A de la norma de referencia NRF-011-CFE.

### **3.4 Mantenimiento**

Se requiere que la subestación aislada en gas y los equipos que la integran no necesiten de trabajos de mantenimiento mayores por lo menos durante un período de 10 años. Los trabajos de mantenimiento menor deben estar dirigidos exclusivamente a las partes accesibles de los mecanismos y equipos, accesorios de la instalación, y deben consistir en trabajos rutinarios de inspección, lubricación y limpieza de estos elementos, sin que esto requiera tener que desarmar o desmontar las partes conductoras o envolventes de la subestación y evacuar el gas.

Para la ejecución de trabajos de mantenimiento mayor preventivo, cuando llegue el momento de efectuarlos, o bien para el caso de trabajos de reparación, el diseño de la subestación debe prever las facilidades para separar las partes conductoras, envolventes y módulos para:

- a) Poder trabajar en el interior de los compartimentos de gas sin tener que evacuar todos los compartimentos de la bahía, incluyendo los adyacentes.
- b) Poder trabajar en cualquier compartimento de una bahía sin tener que sacar de servicio el resto de la subestación, o bien hacerlo por un período mínimo de tiempo.

Se requiere que todos los elementos de la instalación puedan ser desmontados fácilmente para su reemplazo en caso necesario, sin necesidad de tener que desarmar elementos de bahías adyacentes a la del elemento a ser reemplazado.

La distancia entre gabinetes del mecanismo de accionamiento del interruptor de cada fase, sea tal que permita que las puertas se abran libremente y sea posible que un trabajador accese libremente y tenga la posibilidad de efectuar trabajos de mantenimiento.

El proveedor de la subestación debe entregar a CFE manuales de mantenimiento de la subestación de acuerdo con la norma de referencia NRF-002-CFE para cada uno de los equipos que la integran.

### **3.5 Condiciones de operación**

- Gabinetes de Control Local

Para cada una de las bahías de la subestación, se debe suministrar un gabinete de control local, el cual debe estar dispuesto físicamente enfrente de la bahía correspondiente y tener una medida a lo ancho no mayor que la propia bahía.

El gabinete se debe construir con base de lámina y perfiles estructurales de fierro, debe ser para montaje directo sobre el piso y estar preparado para recibir todo el cableado externo por la parte inferior. El gabinete debe ser autosoportado.

Estos gabinetes se deben agrupar formando una unidad uniforme y compacta y deben contar con los equipos y aparatos necesarios para desempeñar las siguientes funciones básicas.

- a) Control local de los equipos de maniobra de la bahía, cuchillas e interruptores.
- b) Señalización de alarmas locales y remotas - señalización de la posición de los equipos de maniobra de la bahía, y un cuadro de alarmas con indicación del funcionamiento inadecuado de algún elemento de la bahía.
- c) Centralización del cableado de la bahía, incluyendo circuitos de control libre de interferencia de los diferentes elementos de la bahía, circuito de señalización y de alarmas, circuitos de cierre, disparo y bloqueo, circuitos secundarios de transformadores de instrumentos, cableado de contactos auxiliares del equipo, circuitos de fuerza y calefacción.
- d) Representación mímica de la bahía, representación mímica del diagrama unifilar de la bahía de la parte frontal del gabinete, de acuerdo a la clave de colores siguiente:

- morado magenta para tensiones de 123 kV y 138 kV,
- verde para tensiones de 139 kV a 161 kV,
- amarillo para tensiones de 230 kV,
- azul para tensiones superiores a 230 kV.

En el caso de contar con pantalla de contacto se debe seguir el código de colores indicado anteriormente y se deben indicar los compartimientos que integran la bahía.

- e) Control y protección de circuitos de alimentación de auxiliares de la bahía, mediante elementos tales como relevadores, arrancadores, interruptores termomagnéticos, fusibles, entre otros, requeridos para cada uno de estos circuitos.
- f) Enlace con el tablero de control, medición y protección de la subestación, mediante la instalación de tablillas y cableado para esta función.

Para instalación interior el gabinete debe ser a prueba de polvo, con grado IP 61.

Para instalaciones exteriores debe ser a prueba de polvo y de agua, con grado IP 64.

Cada gabinete debe contar con alumbrado interior y resistencias calefactoras para evitar la condensación de humedad.

Las puertas de acceso al gabinete se deben ubicar en la parte frontal del mismo y deben contar con bisagras, cerradura con llave y empaque.

El acabado de los gabinetes debe ser de acuerdo a lo indicado en el párrafo de pinturas y acabados de esta especificación.

- Cableado

Todo el cableado entre la subestación aislada y el gabinete de control, así como el cableado interno de éste, debe ser proporcionado por el fabricante y formar parte del suministro normal, antiplama y libre de halógenos de acuerdo a la especificación CFE E0000-20.

La cubierta exterior de los cables de control y/o fuerza debe ser del tipo libre de halógeno (antiplama y retardante al fuego).

Todo el cableado se debe conectar a tablillas terminales en el gabinete y estar adecuadamente identificado tanto el cable como las tablillas.

El arreglo del cableado no debe obstaculizar el acceso a los aparatos e instrumentos del gabinete ni su reemplazo.

El fabricante debe prever las rutas de cableado entre los equipos de la subestación y el gabinete de control y suministrar los ductos o canalizaciones requeridos por el mismo, los cuales deben de estar sellados con barreras contrafuego, estas rutas deben ordenarse a fin de no obstaculizar el acceso a los diferentes elementos de la instalación ni la circulación en la misma.

El cableado se debe agrupar en paquetes y asegurarse con medios de sujeción no metálicos.

No se deben efectuar empalmes en el trayecto de cables entre la subestación y los gabinetes.

El tipo de terminal para todo el cableado que se conecte a tablillas debe ser del tipo anillo o punta (espada) y sujetarse a las tablillas por medio de tornillos.

No se permiten más de dos terminales de cableado por tornillo en tablillas.

Las terminales de circuitos de fuerza, control y medición o señalización se deben agrupar en secciones de tablillas diferentes.

Para el cable de control que interconecta el equipo de la subestación con el gabinete de control, se acepta el empleo de cable de conductores múltiples con terminales tipo clavija y enchufe en ambos extremos los cuales deben venir ya pre-dimensionados y probados de fábrica. Todo el cable de control debe ser blindado con pantalla metálica para evitar problemas de interferencia.

El fabricante debe suministrar a la CFE dibujos de arreglo y dimensiones de los gabinetes de control así como los diagramas esquemáticos y de alambrado de los mismos.

- Interruptores de Potencia

Los interruptores de potencia que forman parte de la subestación aislada, deben cumplir con lo indicado en la norma de referencia NRF-022-CFE y con la norma IEC 62271-100.

#### Tipo

Los interruptores deben ser del tipo tripolar en gas SF<sub>6</sub> a una sola presión como medio de extinción del arco, del tipo autosoplante (puffer) formado por tres polos o fases contenidos en envolventes metálicas a potencial a tierra, una por fase o para las tres fases (variante que

se acepta solo en tensiones nominales de 145 kV o menores) y utilizando el mismo gas SF<sub>6</sub> como aislamiento principal entre las partes conductoras y tierra y entre contactos en posición abierta.

#### Características nominales

Las características nominales requeridas para los interruptores se indican en las Características Particulares, mismas que se basan en los valores indicados en la tabla 2 de esta especificación.

#### Secuencia de operación

La secuencia nominal de operación para los interruptores de la subestación aislada debe ser la correspondiente a equipo para recierre rápido indicado en la norma IEC 62271-100 como sigue:

O – 0.3 segundo - CO - 3 minutos - CO

En donde:

O representa una operación de apertura

CO representa una operación de cierre seguida inmediatamente por una de apertura.

#### Mecanismo de operación

Los interruptores deben tener mecanismos de operación, los cuales deben contar con alguna forma de energía almacenada para su accionamiento.

Cada interruptor debe ser totalmente auto-contenido y contar con todos los elementos necesarios para operar en forma independiente (no se aceptan fuentes de energía almacenada centralizadas para varios interruptores), adicionalmente se requiere que en tensiones superiores a 145 kV cada polo cuente con su propio mecanismo y medios de control para operación monopolar; mientras que en tensiones de 145 kV o inferiores, se puede suministrar un mecanismo común a los tres polos o tripolar, dependiendo del diseño de cada fabricante.

Los mecanismos deben ser del tipo de resorte cargado, debiendo contar con energía almacenada suficiente para poder efectuar, sin contar con alimentación auxiliar, una operación de apertura, seguida de una operación de cierre e inmediatamente otra operación de apertura, conservando las capacidades de interrupción y cierre nominales del interruptor.

El mecanismo debe poder ser operado mediante mando eléctrico local (desde el gabinete de control local de cada bahía), mando eléctrico remoto (desde el tablero de control protección

y medición de la subestación) y contar con preparativos para el telecomando de interruptores y cuchillas, tele señalización y tele indicación de alarmas desde las pantallas del cuarto de control de la subestación, planta y del CENACE.

El mando de disparo eléctrico debe estar provisto de 2 bobinas de disparo independientes y con circuitos separados.

El mecanismo y su circuito de control se deben diseñar para cumplir con los requisitos de discordancia de polos y antibombeo.

Las tensiones auxiliares para control y fuerza del interruptor se indican en las Características Particulares para cada obra, a partir de los valores de las tablas de Tensiones para las funciones de control, Tensiones para alimentación de motores y Tensiones para resistencias calefactoras.

#### Tiempos de operación

Los interruptores deben cumplir con los siguientes tiempos máximos de operación.

- a) Tiempo total de interrupción.
  - 50 ms para equipo de 72.5 kV hasta 420 kV.
- b) Tiempo máximo de cierre.
  - 160 ms para equipo de todas las tensiones.

#### Accesorios

Los interruptores y sus mecanismos deben contar con los siguientes accesorios básicos:

- a) Contador de operaciones mecánico.
- b) Indicador de posición.
- c) Selector para operación local-remota.
- d) Conmutador de contactos auxiliares, adicionales a los utilizados por el propio fabricante, con un mínimo de 6 contactos “a” (normalmente abiertos) y 6 contactos “b” (normalmente cerrados), o bien 12 contactos convertibles, libres y disponibles para uso de la CFE.

- e) Densímetros para supervisión del gas SF<sub>6</sub> en el compartimiento del interruptor.
- f) Manómetro indicador de la presión del gas SF<sub>6</sub> en el compartimiento del interruptor.
- g) Dispositivos de control local (eléctrico y manual).
- h) Indicador de resorte cargado.
- i) Manivela para cargar manualmente el resorte en caso de interruptores con mecanismo a resorte.
- j) Gabinete metálico para el mecanismo, galvanizado y a prueba de agua e intemperie en el caso de subestaciones para instalación exterior.
- k) Placa de características.
- l) Resistencia de pre inserción o relé de sincronismo para cierre cuando se solicite en

#### Características Particulares.

Adicionalmente a las alarmas y bloqueos indicados en los incisos relativos a la supervisión del gas y bloqueos (interlocks) entre diferentes equipos, el interruptor y su sistema de control deben prever las siguientes alarmas y bloqueos:

- alarma por pérdidas de presión en el mecanismo de operación y bloqueo del mando del interruptor en caso de que esta presión alcance un valor insuficiente para el accionamiento seguro del interruptor.
- alarma y bloqueo del mando del interruptor en caso de que la presión del gas SF<sub>6</sub> en las cámaras sea insuficiente para garantizar la capacidad interruptiva.
- Cuchillas desconectoras

Además de lo indicado en la norma IEC 62271-102 las cuchillas desconectoras de la subestación aislada deben cumplir con lo siguiente.



### Tipo

Las cuchillas deben ser del tipo tripolar, en gas SF<sub>6</sub> como medio de aislamiento principal a tierra y entre contactos, e integrada por tres polos o fases contenidos en envolventes metálicas a potencial de tierra, una por fase o bien una para las tres fases (variante que sólo se acepta en tensiones nominales de 145 kV y menores), accionada por mecanismo operado a motor.

### Características nominales

Las características nominales que deben cumplir las cuchillas desconectadoras, se indican en las Características Particulares en la tabla de Valores de pruebas dieléctricas y características nominales de esta especificación.

### Mecanismo de operación

Cada cuchilla desconectadora debe estar provista de un mecanismo de operación monopolar o tripolar, accionado por un motor eléctrico, cuyas características se indican en las Características Particulares en base a los valores indicados en la tabla de tensiones para alimentación de motores de esta especificación. En el caso de que se requiera motor de corriente alterna, éste puede ser monofásico o trifásico.

El mecanismo debe contar con los medios de acoplamiento mecánicos para accionar los tres polos de la cuchilla en forma simultánea. Como alternativa se pueden proponer mecanismos a motor individuales por polo.

Los mecanismos de las cuchillas deben contar con mando eléctrico local y remoto.

Adicionalmente se requiere contar con un mando local que permita operar las cuchillas en forma manual, en caso de emergencia.

### Accesorios

Las cuchillas desconectadoras y sus mecanismos deben contar con los siguientes accesorios:

- a) Un indicador de posición que indique efectivamente las posiciones, de la cuchilla, abierta en color verde “A” y cerrada en color rojo “C”. Esto implica un acoplamiento mecánico directo entre el indicador de posición y el mecanismo que acciona directamente los contactos de las cuchillas.

- b) Un conmutador de contactos auxiliares con un mínimo de 6 contactos “a” y 6 contactos “b” o bien 12 contactos convertibles libres y disponibles para uso de CFE (adicionales a los utilizados por el propio fabricante).
- c) Dos mirillas de inspección por envoltente para poder verificar la posición física de los contactos (macho-hembra) de la cuchilla, montada sobre la envoltente del compartimento.

Se requiere que el cambio de posición del indicador de posición así como la conmutación de los contactos auxiliares, no se efectúe antes de que la cuchilla haya terminado la carrera de los contactos principales completa y haya alcanzado la posición final de cierre o apertura.

Las cuchillas deben contar con los requerimientos de bloqueo (interlocks) con otros equipos que se indican en esta especificación.

- Cuchillas de puesta a tierra

Para dar seguridad durante trabajos de mantenimiento tanto al personal como al propio equipo, se requiere que todas las partes conductoras puedan ser conectadas a tierra, mediante cuchillas de puesta a tierra. La localización de las cuchillas de puesta a tierra se debe indicar en el diagrama unifilar, debiendo cumplir la condición de que cualquiera de los equipos de la subestación que requiere de mantenimiento o revisión, debe contar con puntos de conexión a tierra en ambos lados.

Las cuchillas de puesta a tierra deben de estar dentro de la envoltente metálica y deben ser accionadas por mecanismo a motor; se deben conectar eléctricamente a los contactos de las cuchillas principales para que su potencial sea cero; el aislamiento principal entre contactos y la envoltente metálica debe ser SF<sub>6</sub>. La cuchilla debe estar formada por tres polos, de operación independiente en el caso de subestaciones con envoltentes monofásicos, y de operación tripolar en el caso de envoltentes trifásicos (para tensiones de 145 kV o menores).

### Tipos

Se requieren dos tipos de cuchillas de puesta a tierra, unas con velocidad de cierre lento y otras de cierre rápido, con dispositivos de prueba y/o medición con aislamiento para 10 kV, estas últimas deben contar adicionalmente con una capacidad de cierre en corto circuito igual al valor pico de la corriente dinámica especificada para la subestación, para lo cual deben contar con alguna forma de energía almacenada en su mecanismo que les permita lograr la velocidad y energía requerida.

Las cuchillas de puesta a tierra de cierre rápido, se requieren exclusivamente en las barras y en las entradas a la subestación, o sea los puntos de llegada de líneas o cables; o bien a la llegada de las conexiones de equipo de transformación. Todas las cuchillas restantes deben ser de cierre lento.

#### Características nominales

Las características nominales requeridas para las cuchillas de puesta a tierra, se indican en las Características Particulares y deben estar de acuerdo a los Valores de pruebas dieléctricas y características nominales de esta especificación.

#### Mecanismo de operación

Cada cuchilla de puesta a tierra tripolar debe contar con un mecanismo tripolar o tres mecanismos monopolares (según se trate de subestaciones con envolvente trifásica o monofásica, respectivamente), operados a motor eléctrico cuyas características se indican en las Características Particulares, en base a los valores dados en la tabla 5 de esta especificación, en el caso de motores de corriente alterna estos podrán ser monofásicos o trifásicos.

Las cuchillas de puesta a tierra deben contar con mando eléctrico local únicamente, y contar con medios para bloquearse mecánicamente en su posición cerrada.

- a) Dos mirillas de inspección por envolvente para poder verificar la posición física de los contactos (macho-hembra).
- b) Un indicador de posición que indique efectivamente las posiciones de la cuchilla, cerrada en color rojo “C” y abierta en color verde “A”.
- c) Un conmutador de contactos auxiliares con un mínimo de 4 contactos “a” y 4 contactos “b” o bien 8 contactos convertibles, libres y disponibles para uso de CFE (adicionales a los utilizados por el propio fabricante).
- d) El control de mando de estas cuchillas debe de contar con una cubierta abatible para poder realizar la acción deseada. Esto aplica en caso de que el proveedor suministre botoneras para la operación.

La conexión de los contactos de señalización eléctrica de las cuchillas de puesta a tierra, cuando sean monofásicas, debe ser en serie. Lo mismo aplica para los bloqueos (interlocks).

Las cuchillas deben contar con los requerimientos de bloqueo (interlocks) con otros equipos que se indican en esta especificación.

Las cuchillas de puesta a tierra de barras (buses), de salidas a transformador, así como las adyacentes al interruptor, en el caso de acoplamiento directo entre el ducto SF<sub>6</sub> a la envolvente en SF<sub>6</sub> con el transformador de potencia, se requiere que la junta entre la brida de la envolvente metálica de la cuchilla y de la envolvente de las barras, sea aislada (con un nivel de aislamiento para 10 kV), a fin de poder utilizar estas cuchillas para efectuar pruebas de aislamiento necesarias o bien inyectar corriente a través de las barras para fines de mantenimiento. Las cuchillas adyacentes a los interruptores deben cumplir con estas características.

Para lo anterior es necesario que la continuidad entre las envolventes se efectúe mediante un puente conductor accesible y fácilmente desmontable.

Para facilitar las labores de mantenimiento y pruebas dieléctricas en cuchillas e interruptores el puente de interconexión entre la cuchilla de puesta a tierra y la tierra efectiva sea mediante la utilización de un punto externo a la GIS, desatornillable.

- Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente utilizados en la subestación aislada, deben ser del tipo de barra pasante en SF<sub>6</sub> como aislamiento principal entre el primario y el devanado secundario. Los primarios de estos transformadores deben ser las propias barras conductoras de las bahías respectivas, mientras que los secundarios deben estar devanados sobre los núcleos anulares que forman el circuito magnético, siendo estos del tipo interno o externo.

Los núcleos y devanados secundarios se deben alojar en una envolvente metálica conectada a potencial de tierra que garantice una distribución de campo homogénea con relación a las partes conductoras a potencial de línea.

Las terminales secundarias deben ser rematadas en tablillas cortocircuitables.

Las terminales de conexión (zapatas) de la caja de conexiones del devanado del secundario se deben suministrar del tipo cerradas y en el calibre apropiado (no se aceptan zapatas abiertas).

#### Características nominales

En las Características Particulares se indican los valores que deben cumplir los transformadores de corriente.

#### Número de devanados secundarios

El número de devanados secundarios deben ser 4, para medición y protección, al menos que se indique otro número de devanados en las Características Particulares.

Los devanados secundarios se requieren invariablemente, para una corriente nominal de 5 A.

**Clase de exactitud y cargas**

Los transformadores de corriente se deben diseñar para cumplir con las exactitudes y cargas (burden) requeridas por el diseño del fabricante y de acuerdo a la norma IEC 60044-1 y las siguientes tablas.

En el caso de que se soliciten transformadores con relación de transformación múltiple, éstas deben cumplir con los valores de exactitud y carga solicitados en cualquiera de las relaciones dadas.

Tensión nominal del sistema (kV)	Tensión máxima de diseño del equipo (kV)	Clase de exactitud	Carga nominal (VA)
69	72.5	0.2	30
85	100		
115	123		
138	145		
161	170		
230	245		
400	420		

Tabla 3.7 Clase de exactitud y carga nominal para medición

Tensión nominal del sistema (kV)	Tensión máxima de diseño del equipo (kV)	Clase de exactitud para protección	Carga nominal (VA)
69	72.5	10 P 20	50
85	100		
115	123		
138	145		
161	170		
230	245		100
400	420		

Tabla 3.8 Clase de exactitud y carga nominal para protección

#### Factor de capacidad térmica

Los transformadores de corriente deben tener un factor de capacidad térmica continua de 1.2 veces la corriente nominal, como mínimo.

#### Relación de transformación

En las Características Particulares se indica la relación o relaciones de los transformadores de corriente requerida, misma que se deben ajustar a lo indicado en la norma IEC 60044-1.

#### Designación de terminales

Para la identificación correspondiente de las terminales de los devanados del transformador de corriente se deben utilizar las siguientes letras:

- a) P1-P2. Para terminales del devanado primario.
- b) S1, S2, S3, S4.....S8. Para las terminales de los devanados secundarios, respectivamente.

#### Polaridad

Cada uno de los devanados de los transformadores de corriente debe estar claramente identificado con las marcas de polaridad correspondiente.

- Transformadores de Potencial

Los transformadores de potencial incluidos en la subestación blindada, deben ser del tipo inductivo, formados por un devanado primario, un núcleo magnético y devanados secundarios, de tal manera que no se presenten efectos de ferresonancia.

El proveedor debe entregar el estudio de ferresonancia correspondiente, el diseño de la subestación blindada aislada en gas SF<sub>6</sub> debe adecuarse modificando, en su caso, los elementos de ésta para que no se presente el efecto de ferresonancia. No se acepta el uso de dispositivos supresores de ferresonancia en los transformadores de potencial a ser instalados en las barras.

Todo el conjunto debe estar alojado en un compartimiento metálico a potencial a tierra, lleno de gas SF<sub>6</sub> como aislamiento principal a tierra y entre devanados.

El devanado primario de los transformadores de potencial se debe conectar al potencial de fase a tierra, a menos que se indique otra forma de conexión en las Características Particulares.

#### Características nominales

Las características nominales que deben cumplir los transformadores de potencial se indican en las Características Particulares.

#### Devanados

El devanado primario debe ser para un valor de tensión única, o sea de simple relación, los devanados secundarios deben ser dos en todos los casos, y su tensión, respectivamente, debe ser de 115 V y 69 V nominales.

Las terminales de los devanados secundarios, deben llevarse a una caja de conexiones exterior donde deben rematarse en tablillas de terminales con porta fusibles tipo botella, de la capacidad adecuada a cada uno de los secundarios.

#### Clase de exactitud y carga

Los transformadores de potencial deben diseñarse para cumplir con las exactitudes y cargas (burden) requeridas por el diseño del fabricante de acuerdo con la norma IEC 60044-2 y la siguiente tabla.

Los transformadores de potencial deben diseñarse para que los dos devanados secundarios puedan llevar simultáneamente la carga, conservando la exactitud especificada y sin exceder la capacidad térmica total del transformador.

Tensión nominal del sistema (kV)	Tensión máxima de diseño (kV)	Clase de exactitud	Carga nominal (VA)
69	72.5	0.2	100
85	100		
115	123		
138	145		
161	170		
230	245		
400	420		

Tabla 3.9 Clase de exactitud y carga nominal

#### Capacidad térmica

La capacidad térmica total de cada transformador de potencial debe ser de un valor mínimo de 1 000 VA.

#### Relación de transformación

En las Características Particulares se indican las relaciones de transformación requeridas para cada caso.

#### Designación de terminales

Para la identificación de las terminales de los devanados del transformador de potencial se les debe designar con las siguientes letras:

- a) Para terminales del devanado primario P1-P2.
- b) Para terminales de los devanados secundarios S1-S2 Y S3-S4, respectivamente.

#### Polaridad

Se debe marcar claramente la polaridad en cada uno de los devanados, mediante marcas claras y permanentes.

- Apartarrayos

Es opcional el uso de apartarrayos integrados a la subestación aislada y en caso de que la CFE lo requiera deben ser de óxidos metálicos de acuerdo norma NMX-J-321-ANCE y se debe indicar en las Características Particulares.

Los apartarrayos se deben conectar entre las partes conductoras a la tensión del sistema y tierra.

#### Características nominales

Las características nominales que se deben tomar en cuenta para el diseño de los apartarrayos se indican en las Características Particulares.

En las Características Particulares se debe indicar la cantidad y ubicación de los apartarrayos requeridos.

#### Accesorios

Los apartarrayos deben contar con un contador de descarga.



### **3.6 Control de calidad**

La CFE representada por la gerencia de LAPEM (Laboratorio de Pruebas Equipos y Materiales) o la persona física o moral que esta designe, debe verificar que las subestaciones blindadas en SF<sub>6</sub>, cumplan con las pruebas de prototipo y de aceptación indicadas en este capítulo.

Los proveedores deben tener implantado un sistema de gestión de calidad reconocido por CFE.

#### **3.6.1 Pruebas**

A cada subestación blindada en SF<sub>6</sub>, totalmente terminada se le deben efectuar las siguientes pruebas conforme a la norma IEC 62271-203.

#### **3.6.2 Pruebas de prototipo**

El fabricante, debe efectuar las pruebas prototipo de la subestación de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 62271-203.

El propósito de las pruebas de prototipo es el de verificar las características de diseño del equipo de la subestación y se deben efectuar en conjuntos o ensambles parciales de la subestación que integren una bahía típica o parte de la misma.

#### **3.6.3 Pruebas de aceptación en fábrica**

Se deben efectuar en presencia del representante que CFE designe, ya sea una persona física o moral, o personal del LAPEM que éste designe. Es requisito indispensable que antes de iniciar las pruebas de aceptación en las instalaciones del fabricante, que todos los planos de la subestación deben ser aprobados previamente por el área usuaria que designe CFE correspondiente o contratista responsable del proyecto, así como los cambios de orden si es que estos existen.

El personal designado por CFE debe verificar que se hayan efectuado pruebas de aceptación a suministros adquiridos a terceros por la compañía a la que se le fincó el contrato de la subestación, además debe integrar al reporte estas pruebas, en el reporte de las pruebas que atestigüe.

- Pruebas a componentes

Los componentes deben contar con la evidencia de que se hayan realizado las pruebas de prototipo y de rutina.

El proveedor debe entregar los reportes de pruebas de prototipo y de rutina de los elementos que se enlistan a continuación:

- a) Interruptor.
- b) Cuchillas.
  - desconectadoras,
  - de puesta a tierra de cierre lento,
  - de puesta a tierra de cierre rápido.
- c) Boquillas.
- d) Gas SF<sub>6</sub>.
- e) Motores.
- f) Buses.
- g) Accesorios.
- h) Bahía completa.

La CFE representada por la Gerencia de LAPEM, acepta reportes de pruebas, si éstas han sido realizadas en laboratorios reconocidos por la CFE.

### **3.6.4 Pruebas de montaje y puesta en servicio en sitio**

Antes, durante y después del montaje y de la puesta en servicio, la subestación debe ser verificada para su correcta operación, para lo cual se deben realizar las pruebas de verificación de montaje, con todos sus componentes, según lo indicado en la norma IEC 62271-203. El programa y protocolo de pruebas debe ser aprobado por CFE.

Antes del montaje, al arribar al sitio se deben verificar los módulos y elementos de las GIS, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Presión de transporte de SF<sub>6</sub> en interruptores y transformadores de instrumento.
- b) Revisión de impacto grafos de transporte.
- c) Daños físicos evidentes.

- d) Presión de transporte en boquillas de transición.
- e) Verificación de presión positiva de transporte en envoltorio llena con nitrógeno y aire seco.

Durante el montaje:

- verificación de pares de apriete de elementos a conectar, fuelles de expansión,
- verificación de pares de apriete en terminales de GIS- cable potencia,
- verificación de pares de apriete en boquillas y conectores de terminales,
- vacío y llenado de gas SF<sub>6</sub> a la presión nominal corregido por temperatura.

Al final del montaje:

- verificación de la hermeticidad a la presión nominal,
- verificación de alarmas y bloqueos por SF<sub>6</sub> y por el mecanismo.

Pruebas de recepción y puestas de servicio:

- de acuerdo a la norma de referencia NRF-022-CFE,
- de acuerdo a la norma de referencia NRF-027-CFE,
- de acuerdo a la norma de referencia NRF-026-CFE,
- pruebas de operación y control desde el sistema de información y control local de estación (SICLE),
- pruebas de la calidad del gas SF<sub>6</sub>,
- de acuerdo a la especificación CFE 53000-95,
- pruebas de operación de cuchillas, cuchillas de puesta a tierra rápidas y lentas e “inter locks” de la lógica de operación de la subestación.

Considerando adicionalmente que las pruebas de descargas parciales en sitio, se deben realizar en todos los niveles de tensión, particularizando que para subestaciones menores a

170 kV esta medición se debe realizar de acuerdo al procedimiento indicado en la norma IEC 62271-203.

Si posteriormente a las pruebas de alta tensión en sitio, por alguna razón es necesario abrir o desmontar algún componente de la subestación, se deben realizar dichas pruebas después de que sea ensamblada nuevamente en su totalidad.

Los manuales técnicos de la subestación deben cumplir con lo establecido en la especificación NRF-002-CFE, debiendo ser incluido uno de estos manuales con los reportes de las pruebas de prototipo para su revisión.

### **3.7 Empaque, embalaje, embarque, transportación, descarga, recepción, almacenaje y manejo**

El empaque y embarque del equipo se debe efectuar de acuerdo a lo indicado en las normas NRF-001-CFE y NRF-010-CFE y conforme a lo siguiente:

- a) Todo el empaque del equipo debe ser el adecuado, de tal manera que garantice la integridad dependiendo del tipo de transportación que se utilice.
- b) Para fines de embarque la subestación blindada aislada en gas SF<sub>6</sub> debe ser dividida en subconjuntos o grupos, pre-ensamblados y probados en fábrica y empacadas en cajas, cerradas de material resistente y adecuadas para su correcto manejo, el tamaño de estos subconjuntos estará definido por las limitaciones en peso y dimensiones que exijan las facilidades para transporte.
  - a) Cada uno de estos subconjuntos se debe embarcar sellado herméticamente con una presión positiva de gas (referido a una temperatura y altitud) SF<sub>6</sub>, aire seco o bien nitrógeno. Se debe indicar el gas empleado. El fabricante se debe asegurar que no existan fugas que afecten la hermeticidad durante el transporte y hasta el inicio del montaje.
  - b) Todos los elementos complementarios que se embarquen por separado de los conjuntos mayores, se deben empacar en cajas cerradas de material resistente y adecuadas para su correcto manejo, protegidos contra golpes y envueltos con cubiertas plásticas herméticas.
  - c) En el caso de que se utilicen refuerzos, soportes u otros elementos de sujeción que se requieran exclusivamente para transporte, se debe indicar claramente en estas piezas así como en los dibujos o instructivos correspondientes, la leyenda “Retírese durante el montaje”.

- d) Los transformadores de potencial, durante su transporte, deben contar con un registrador de impactos tridireccional.
- e) En el caso de boquillas o terminales de porcelana largas, se deben empacar en cajas cerradas de material resistente y adecuado para su correcto manejo con varios puntos de apoyo a lo largo de las mismas. En caso de ser boquilla llena de aceite, su posición dentro de la caja debe guardar un ángulo no menor de 15 ° con respecto a la horizontal manteniendo la terminal externa hacia arriba.
- f) Cada caja o bulto de embarque debe venir perfectamente identificado en español e inglés, con información que contenga como mínimo los siguientes datos:
  - nombre del fabricante,
  - número de serie
  - la leyenda “COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD”,
  - número de contrato,
  - nombre y lugar de la instalación,
  - número consecutivo de identificación de caja o bulto del lote,
  - masa y dimensiones,
  - puntos de izaje,
  - posición en que se deben almacenar.
- g) Listado detallado del contenido de cada caja o bulto.

# Capítulo 4

## Pruebas de mantenimiento al SF<sub>6</sub>

## 4.1 Subestaciones eléctricas encapsuladas

En los sistemas eléctricos de potencia las subestaciones de distribución son las que suministran energía eléctrica a través de sus circuitos a los centros de consumo y estas pueden ser del tipo convencional, encapsuladas en SF<sub>6</sub> o híbridas.

Este capítulo particularmente trata las verificaciones y pruebas a realizar en las subestaciones blindadas aisladas con gas SF<sub>6</sub> descritas para conocer sus condiciones operativas y así poder reducir cualquier posibilidad de falla, mejorando la continuidad del servicio.

Estas subestaciones difieren de las convencionales en sus dimensiones y necesidades de mantenimiento por lo siguiente:

1. Estas subestaciones son modulares, lo que permite realizar todos los arreglos necesarios en la construcción de subestaciones, estos módulos normalmente se fabrican de aluminio fundido o bien como construcción soldada de aluminio, cada módulo es sometido a una prueba de hermeticidad aplicando una presión con gas o agua.

Todos los equipos (cuchillas, T.P's, T.C's e interruptores) y barras se encuentran dentro de una envolvente metálica y presurizada con gas SF<sub>6</sub> como medio aislante.

2. Los módulos son de diseño compacto monopolar o tripolar, en los límites de los módulos los conductores están unidos a través de contactos de acoplamiento o contactos deslizantes.

3. El contar con un envolvente y un sello a través del SF<sub>6</sub> que aísla los equipos y las barras del medio ambiente formando una barrera contra cualquier tipo de contaminación, ya sea marina o industrial; de la fauna y vegetación reduciendo sus requerimientos de mantenimiento al mínimo.

4. Las distancias entre fases y fase a tierra sean muy reducidas por lo cual se optimiza el uso del terreno.

5. Evita la contaminación visual del entorno ya que por sus dimensiones puede pasar desapercibida o incluso puede estar dentro de un edificio que se adapte a la arquitectura del sitio, el edificio formará una barrera adicional que disminuye aún más los requerimientos de mantenimiento.

6. El mantenimiento a estas instalaciones es mínimo, sin embargo, cuando se requieren un mantenimiento mayor o correctivo, deben librarse grandes secciones de la misma, por lo que debe preverse la posibilidad de transferir para estos casos la carga de la misma.

7. Por ser estas instalaciones de mayor costo inicial, la protección y control de las mismas es en general más completa, por lo que sus secuencias lógicas de operación están supervisadas por los equipos de control y protección para evitar errores en maniobras.

8. Conforme a la especificación estas instalaciones estarán diseñadas para operar entre -5 y 45 grados centígrados para subestaciones tipo interior.

#### **4.1.1 Requerimientos para el montaje y mantenimiento**

Para la correcta operación de este tipo de subestaciones es de suma importancia que durante la instalación de estas subestaciones se considere la limpieza, higiene y control de humedad antes, durante y después del montaje esto dará mayor confiabilidad y redundará en la vida útil del equipo.

Cuando las subestaciones se encuentran dentro de edificios la instalación de un sistema de presión positiva, antes del montaje, para evitar la penetración de partículas que puedan contaminar los compartimentos. Este sistema se debe conservar durante la vida útil de la instalación, ya que la arena y el polvo que afectan el desgaste de los mecanismo y partes móviles, también debe tomarse en cuenta que en áreas de alta contaminación salina y humedad éstas pudiera corroer las carcasas.

Un aspecto relevante de estas instalaciones es la vigilancia de las presiones de gas SF<sub>6</sub> en los diferentes compartimentos que forman una sección, esto se puede hacer a través de manómetros, con carátulas de agujas (para indicación local) y contactos auxiliares (para alarmas, bloqueos e indicación remota).

Las pérdidas de gas SF<sub>6</sub> de estas instalaciones por norma deben ser menores al 1% anual el control estadístico de las presiones y temperaturas de los compartimentos nos permitirá garantizar la estanqueidad de los mismos y la ausencia de fugas mayores.

Los sensores garantizan indicaciones locales y remotas inmediatas para pérdidas que pudieran afectar las presiones permitidas en la operación del equipo.

#### **4.1.2 Actividades de operación y mantenimiento**

Las actividades periódicas a realizar dentro de una subestación blindada aislada en gas SF<sub>6</sub> son las siguientes:

Se recomienda realizar en forma mensual las siguientes verificaciones.

1. Inspección y estado de equipos y mecanismos
  - a. Limpieza general
  - b. Nomenclatura del equipo



- c. Estado general de la pintura y recubrimientos.
  - d. Sistema de presión positiva
  - e. Verificación de mecanismos de interruptores y cuchillas
    - i. Limpieza general.
    - ii. Engrasado
    - iii. Reapriete
    - iv. Presiones de gas SF<sub>6</sub>
    - v. Presión Sistema Hidráulico o Neumático
    - vi. Fusibles y termomagnéticos
    - vii. Tensión de alimentación.
    - viii. Alarmas.
  
  - f. Verificación equipos de control y lógicas operativas
    - i. Estado de pantallas
    - ii. Reposición de banderas y leds
    - iii. Alimentación
    - iv. Alarmas.
  
  - g. Verificación de la puesta a tierra de gabinetes y equipos.
    - i. Existencia de conexiones
    - ii. Reapriete de conectores.
    - iii. Estado de los cables y mallas de puesta a tierra.
  
  - h. Verificaciones de Seguridad
    - i. del estado del equipo contra incendio
    - ii. equipo de respiración autónomo.
    - iii. Alumbrado
    - iv. Letreros restrictivos e informativos
  
  - i. Verificación de la ausencia de ruidos extraños
2. Toma de lecturas de instrumentos
- a. presiones de gas
  - b. presiones de sistema hidráulico
  - c. tensiones de baterías y servicios propios.
3. Verificación de posición y señalización de:
- a. Cuchillas seccionadoras
  - b. Cuchillas de puesta a tierra
  - c. Cuchillas rápidas de puesta a tierra
  - d. Interruptores.

4. Comprobación de los sistemas de calefacción

Se debe verificar la correcta operación de las calefacciones, las cuales pueden estar instaladas en los siguientes compartimentos:

- a. Compartimento del accionamiento hidráulico del interruptor.
- b. Accionamiento del motor.
- c. Unidad de mando.
- d. Tableros de mando local

Cada vez la condición operativa lo permita:

- 5. Operación periódica de los equipo de maniobra.
  - a. Pruebas de operación (local) positivas y negativas de disparos, cierres, bloqueos, secuencias, de:
    - i. Interruptores.
    - ii. Cuchillas seccionadoras.
    - iii. Cuchillas de puesta a tierra.
  - b. Pruebas de operación remota (desde tablero) positivas y negativas de disparos, cierres, bloqueos, secuencias, de:
    - i. Interruptores.
    - ii. Cuchillas seccionadoras.
    - iii. Cuchillas de puesta a tierra.
  - c. Pruebas de operación remota (desde supervisión) positivas y negativas de disparos, cierres, bloqueos, secuencias, de:
    - i. Interruptores.

Cuando las recomendaciones de fabricante lo indiquen o cuando las condiciones del equipo así lo requieran:

- 6. Restablecimiento de presiones en cada uno de los compartimentos
- 7. Revisión cambio de accesorios
- 8. Mantenimiento mayor a partes eléctricas.

### 4.1.3 Pruebas

Los criterios para las pruebas de puesta en servicio, operación y mantenimiento de subestaciones encapsuladas en gas SF<sub>6</sub> se dividen en tres tipos:

- De fábrica
- Pruebas de campo
- De mantenimiento

Pruebas de fábrica.

Las pruebas de fábrica se clasifican en 3 grupos:

Pruebas de prototipo.

Las Pruebas de Prototipo son las que se realizan a diseños nuevos y tienen por finalidad, cumplir con los valores establecidos en las normas que se aplican y/o especificaciones bajo las cuales fueron fabricados los equipos. En estas pruebas entran en función tanto los materiales utilizados para su fabricación como los criterios de diseño considerados.

Las Pruebas de Prototipo incluyen las pruebas de rutina.

Pruebas de rutina.

Son pruebas que deben efectuarse a cada uno de los equipos, conforme a métodos establecidos en las normas correspondientes, para verificar la calidad del producto y que están dentro de los valores permitidos. Estas pruebas son las que determinan la aceptación o rechazo de los equipos.

Pruebas opcionales.

Estas pruebas son las que se realizan a los equipos, conjuntamente entre el fabricante y usuario a fin de determinar algunas características particulares del equipo.

Pruebas de campo.

Se efectúan a los equipos que se encuentran en operación o en proceso de puesta en servicio y se consideran de la siguiente manera:

Recepción y/o verificación.

Se realizan a todo el equipo nuevo o reparado, considerando las condiciones de traslado; efectuando primeramente una inspección detallada de cada una de sus partes; para el caso

de los transformadores de potencia se debe considerar una revisión interna de sus devanados.

Puesta en servicio.

Se realizan a cada uno de los equipos en campo después de haber sido: instalados, ajustados, secados, etc., con la finalidad de verificar sus condiciones para decidir su entrada en operación.

Pruebas de mantenimiento.

Se efectúan periódicamente conforme a programas y a criterios de mantenimiento elegidos y condiciones operativas del equipo.

Pruebas preventivas

Estas pruebas se realizan a partes y/o secciones específicas del equipo conforme al programa de mantenimiento del equipo.

Pruebas correctivas

Estas son las pruebas que se realizan al equipo cuando este presenta una falla y/o un accidente; estas pruebas no están programadas.

Pruebas mayores

Se realizan cuando la vida operativa del equipo es muy grande, estas pruebas incluyen todas las secciones del equipo.

## 4.2 Cromatografía

La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes. Diferencias sutiles en el coeficiente de partición de los compuestos da como resultado una retención diferencial sobre la fase estacionaria y por tanto una separación efectiva en función de los tiempos de retención de cada componente de la mezcla.

La cromatografía puede cumplir dos funciones básicas que no se excluyen mutuamente:

- Separar los componentes de la mezcla, para obtenerlos más puros y que puedan ser usados posteriormente (etapa final de muchas síntesis).
- Medir la proporción de los componentes de la mezcla (finalidad analítica). En este caso, las cantidades de material empleadas son pequeñas.

La cromatografía de gases es una técnica cromatografía en la que la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatografía. La elución se produce por el flujo de una fase móvil de gas inerte. A diferencia de los otros tipos de cromatografía, la fase móvil no interactúa con las moléculas del analito; su única función es la de transportar el analito a través de la columna.

Existen dos tipos de cromatografía de gases (GC): la cromatografía gas-sólido (GSC) y la cromatografía gas-líquido (GLC), siendo esta última la que se utiliza más ampliamente, y que se puede llamar simplemente cromatografía de gases (GC). En la GSC la fase estacionaria es sólida y la retención de los analitos en ella se produce mediante el proceso de adsorción. Precisamente este proceso de adsorción, que no es lineal, es el que ha provocado que este tipo de cromatografía tenga aplicación limitada, ya que la retención del analito sobre la superficie es semipermanente y se obtienen picos de elución con colas. Su única aplicación es la separación de especies gaseosas de bajo peso molecular. La GLC utiliza como fase estacionaria moléculas de líquido inmovilizadas sobre la superficie de un sólido inerte.

La GC se lleva a cabo en un cromatógrafo de líquidos. Éste consta de diversos componentes como el gas portador, el sistema de inyección de muestra, la columna (generalmente dentro de un horno), y el detector.

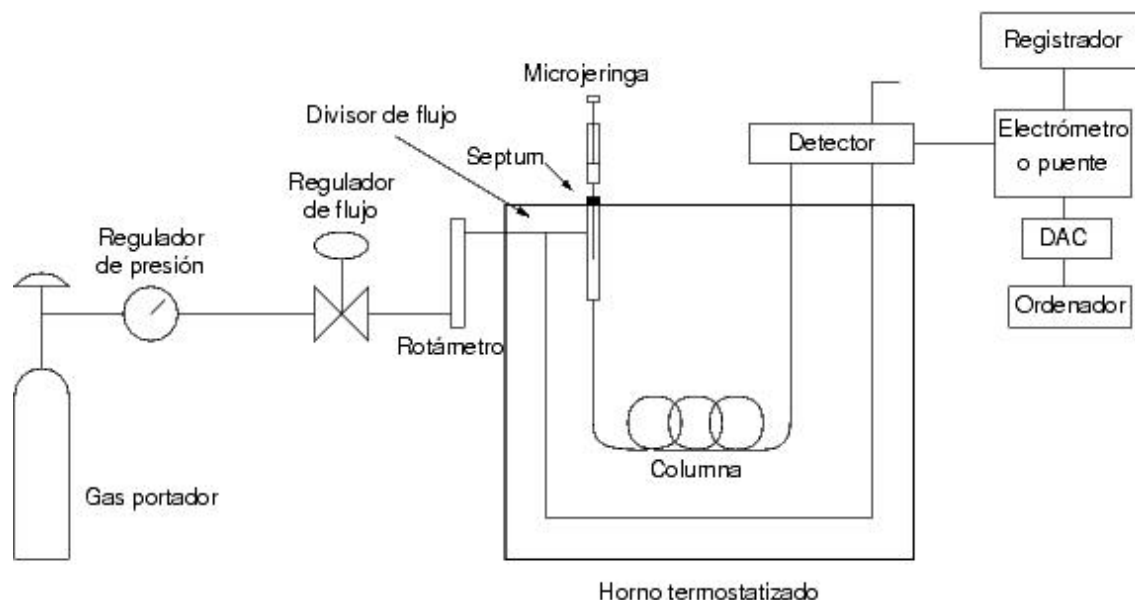


Figura 4.1 Diagrama de un cromatógrafo de gases

### 4.3 Pruebas al gas SF<sub>6</sub>

#### 4.3.1 Principio del método

Como se mencionó en la tabla 4.3 el procedimiento para realizar las pruebas de descomposición del gas se debe hacer una cromatografía.

Las muestras de gas SF<sub>6</sub> son analizadas por cromatografía gas-sólido usando un detector Katharometro y una adecuada columna de separación. La concentración del aire (o sus componentes: oxígeno y nitrógeno) además de tetrafluoruro de carbono son determinados por las áreas de sus picos y factores de corrección tomando en cuenta las diferentes respuestas del detector a los componentes bajo investigación.

Las especificaciones para la aceptación de las pruebas del gas se mencionan en las tablas 4.1, 4.7, 4.8 y 4.9. Estas normas y especificaciones serán la guía para realizar las pruebas y comparar los resultados de las pruebas de mantenimiento.

Como se dio a conocer desde un principio el gas puede ser peligroso si no se tiene precauciones para el uso y manejo de este; se debe estar capacitado para realizar mantenimiento y seguir las recomendaciones que se hacen mencionar en el apartado 4.3 de este documento y las tablas 4.2 y 4.6

Según sea el mantenimiento a realizar se debe tener una preparación a la subestación para dar mantenimiento, estas preparaciones se mencionan en los apartados 4.4, 4.4.2, 4.4.3, 4.4.4, 4.4.5 y 4.5.1.

Estas son las pruebas al gas que se realizan para dar mantenimiento según el plan de mantenimiento y gestión de gas, menciona en el apartado 4.1 y 4.2 de este documento.

#### Punto de Rocío

Es la temperatura en la cual el vapor de agua puede permanecer en estado gaseoso. Por ejemplo de esta prueba es posible conocer el contenido de humedad del gas SF<sub>6</sub> tomando en cuenta la posición de prueba. Aunque no existe un valor límite de contenido de humedad en un equipo eléctrico en servicio, se recomienda mantener el contenido de humedad debajo de 550 ppm de agua por volumen, a una presión de una atmósfera (14.7 lb/ pulg.), lo que equivale a punto de rocío aproximado de -26°C medido a la misma presión para que pueda continuar el servicio. Generalmente en el campo se realiza la prueba de punto de rocío a la presión nominal que posee el equipo eléctrico en sus diferentes compartimientos, la cual difiere a la presión atmosférica.

#### Contenido de Oxígeno

El contenido de oxígeno debe mantenerse bajo para evitar el deterioro de los productos ácidos y de esta forma la corrosión de las partes metálicas. El gas oxígeno puede administrarse accidentalmente como resultado de existencia de las fugas en las bombas durante la transferencia de gas SF<sub>6</sub> al equipo eléctrico o por procedimientos inadecuados de mantenimiento. De aquí la importancia de esta prueba. En la actualidad no existe un valor normalizado sobre el límite máximo aceptable para que el equipo continúe en servicio.

#### Acidez

Es la concentración de ácidos presentes en el gas hexafluoruro de azufre en partes por millón (ppm) por peso y calculado como ácido fluorhídrico (HF). Durante la degradación SF<sub>6</sub> en presencia de un arco eléctrico, humedad y otros materiales, se forman ácidos; los cuales afectan a los materiales que constituyen al equipo eléctrico. No obstante, que no existe un valor normalizado es necesario realizar esta prueba.

#### Fluoruros Hidrolizables o pureza del gas

La cantidad de fluoruros hidrolizables en el gas hexafluoruro de azufre expresada en partes por millón (ppm) por masa de ácido fluorhídrico. Estos fluoruros se forman durante el proceso de degradación del gas SF<sub>6</sub>. No existe un valor normalizado, la experiencia nos

dará valores estadísticos para que en 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.

#### Presión y temperatura (CNPT)

Las condiciones normales de presión y temperatura (abreviado CNPT según el fabricante), relacionados entre la presión y la temperatura de un gas cuando el volumen es constante. Fue enunciada por Joseph Louis Gay-Lussac a principios de 1800, establece la relación entre la temperatura y la presión de un gas cuando el volumen es constante, esto obtiene según las condiciones de operación de cada subestación encapsulada que proporciona el fabricante ya que varían de fabricante a fabricante

### 4.3.2 Equipo

#### Analizador de SF<sub>6</sub> 973

El 973 se desarrolló para llevar a cabo mediciones de humedad y mediciones de pureza de SF<sub>6</sub> en sistemas de conexión aislados mediante gases. Los datos de humedad se muestran en ppm.v, ppmw y punto de rocío y de escarcha, ya sea a la presión del circuito conectado o a una presión estándar. Las mediciones de pureza se muestran directamente en % de volumen de SF<sub>6</sub>. Tanto para las mediciones de humedad como las mediciones de pureza se utiliza una técnica de condensación precisa y fiable.



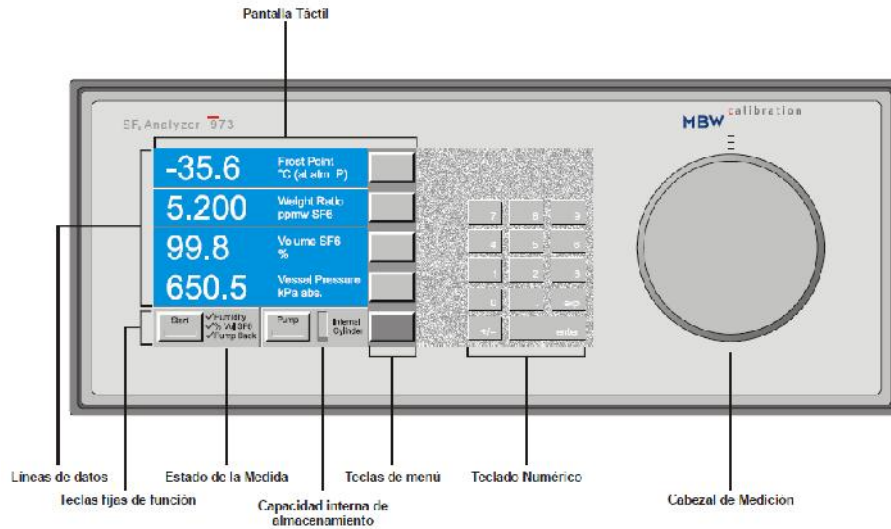


Figura 4.2 973 Parte frontal

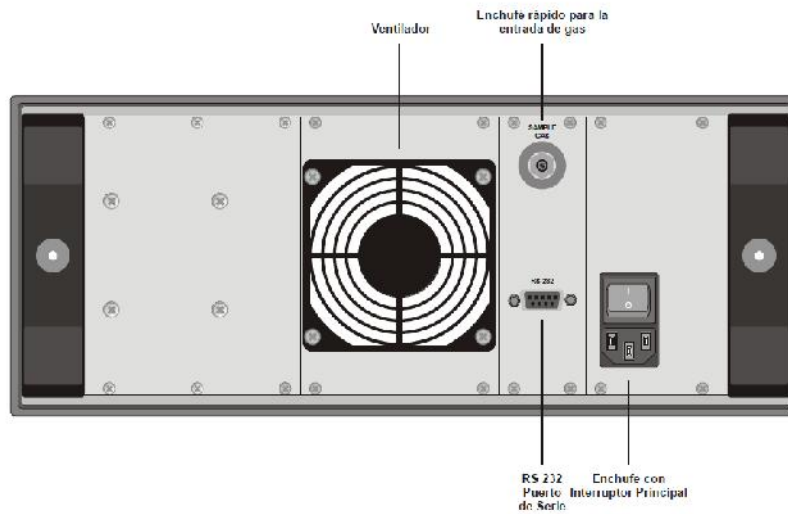


Figura 4.3 973 Parte trasera

### Líneas de datos

Las primeras cuatro líneas de la pantalla se utilizan para la indicación numérica o gráfica de los datos de medición. Estas líneas se denominan líneas de datos. Las líneas de datos numéricas contienen el valor numérico en el lado izquierdo y la descripción del parámetro y la unidad de medida en el lado derecho. Se pueden cambiar los parámetros y unidades

mostrados, pero después de apagar y reiniciar el instrumento, los cambios se restauran a la configuración por defecto.

Línea de datos 1

Esta línea de datos muestra el valor del punto de rocío o de escarcha medido. La unidad en que se muestra es °C y se refiere a la presión atmosférica.

Línea de datos 2

Esta línea muestra el contenido de humedad en ppmw (partes por millón de masa). Este valor es independiente de la presión.

Línea de datos 3

Esta línea muestra la pureza del SF<sub>6</sub> en % de volumen.

Línea de datos 4

Esta línea muestra la presión actual del compartimento de gas conectado. La unidad de medida de presión es kPa en modo absoluto.

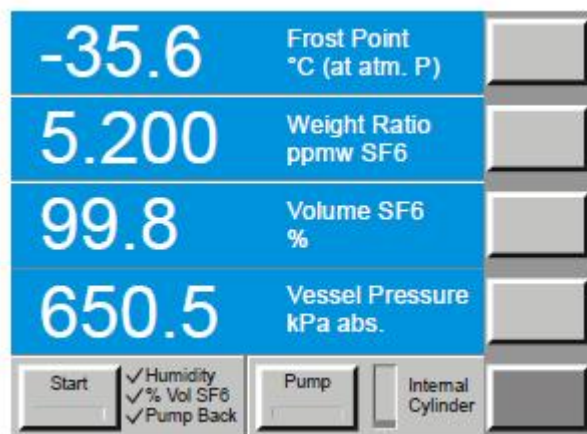


Figura 4.4 Líneas de datos

Conexión de gas SF<sub>6</sub> al 973

El enchufe rápido para el lado del instrumento de la manguera mallada de medición se conecta a la entrada SAMPLE GAS (gas de muestra).

Indicación:

Para evitar contaminación, deben colocarse los tapones a la entrada de gas y a las mangueras de gas de medición cuando no se esté usando el aparato.

El 973 se entrega de forma estándar con un acoplamiento DILO DN8 y DILO DN20.

La manguera de conexión del gas de medición tiene que almacenarse siempre con el conector DILO montado para que no entre aire en el conducto. El propio conector debe ser protegido contra la entrada de polvo mediante el tapón amarillo roscado.

Después de cambiar los acoplamientos la manguera tiene que ser evacuada.

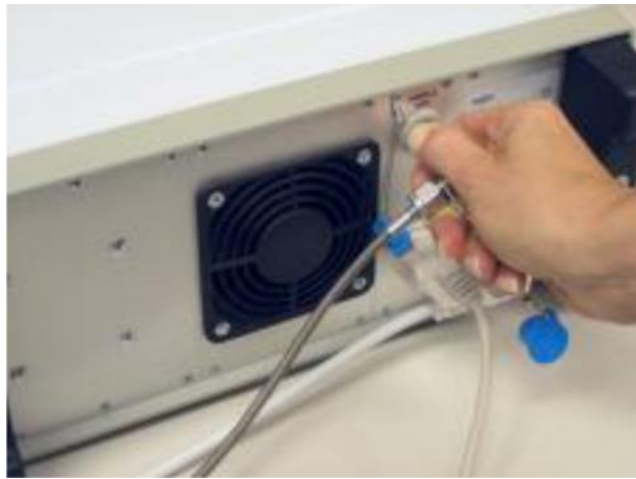


Figura 4.5 Conexión al 973



Figura 4.6 Acoplamientos DILO

#### Evacuación del conducto de gas de medición

Antes de iniciar la primera medición tiene que evacuar la manguera de gas de medición. Una vez hecha esta evacuación, no es necesario volver a evacuar la manguera ni siquiera cuando cambia la conexión al siguiente compartimiento de gas.

#### Conexión de gas SF<sub>6</sub> al compartimiento de gas

Si la manguera de gas de medición se evacuó correctamente antes de la primera medición, ahora puede ser conectado al compartimiento de gas. Si se continúa con las mediciones en otros compartimientos de gas, no es necesario volver a evacuar la manguera.



Figura 4.7 Conexión a la subestación

### 4.3.3 Procedimiento

#### Prueba de las características aislantes del gas SF<sub>6</sub>

Se recomienda, al menos una vez cada año, en forma selectiva probar el gas de algunos de los compartimientos, de tal forma que cada tres años se verifiquen todos.

Inicio de la medición

Antes de empezar una medición debe asegurarse que los datos ajustados en el instrumento estén igualados con los datos del protocolo de selección.

Tan pronto como el instrumento esté conectado al compartimiento de gas, se mostrará la presión actual del compartimiento de gas. La unidad de medición estándar usada por SF<sub>6</sub> para la presión es kPa absoluto. El rango de medida de presión de entrada es de 0.1 – 1Mpa abs.

Al conectar el aparato se activa automáticamente el modo de medición estándar de SF<sub>6</sub> midiendo la humedad, el % del volumen de SF<sub>6</sub> y la devolución del gas después de la medida mediante bombeo.

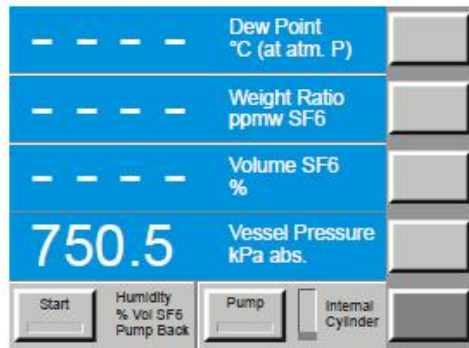


Figura 4.8 Presión del gas

Pulse la tecla Start. La tecla Start y la tecla Pump se iluminan en verde. Se inicia el bombeo y el pequeño reloj para la medición de humedad, situado justo al lado de la tecla Start, empieza a girar. Durante la medición el SF<sub>6</sub> fluye del compartimiento de gas a través de la manguera, pasando por el cabezal de medición y hasta el depósito contenedor interno.

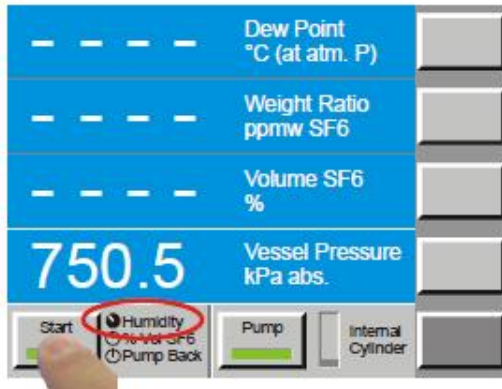


Figura 4.9 Inicio

Después de finalizar la medición de humedad, el reloj para de girar y en la pantalla aparecen tanto el valor de medida del punto de rocío/ escarcha como el contenido de humedad calculado en ppmw.

Ahora se inicia la medición en % del volumen de SF<sub>6</sub> y el correspondiente reloj empieza a girar.

El indicador de nivel del cilindro interno muestra la presión del depósito interno que va en aumento.

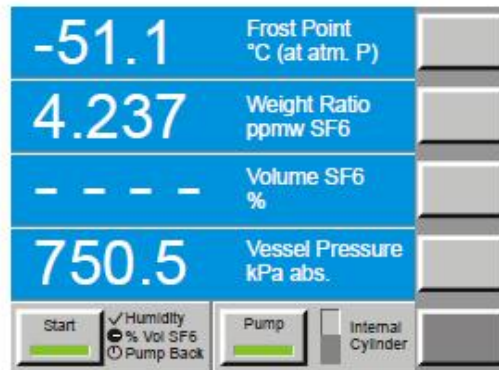


Figura 4.10 Humedad y volumen

Al finalizar la medición en % del volumen de SF<sub>6</sub>, el reloj para de girar y aparece el resultado de la medición en la pantalla.

Ahora se inicia el bombeo para la devolución del gas y el correspondiente reloj comienza a girar. El indicador del nivel muestra la presión bajando en el depósito interior. A su vez se calienta el espejo. Esto se indica mediante el color rojo de la tecla Start. Durante la fase de calentamiento la tecla Start está bloqueada.

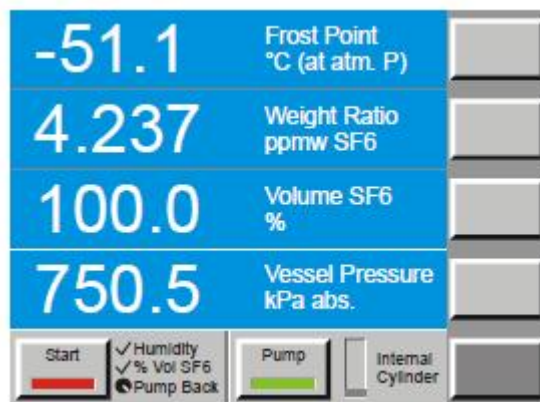


Figura 4.11 Devolución del gas

Al finalizar el bombeo para la devolución del gas al compartimiento de gas la presión del cabezal de medición se reduce a 100 kPa modo absoluto. Después de estabilizarse la indicación de presión del compartimiento de gas (aprox. 5 segundos) los resultados de medición se encuentran disponibles en las líneas de datos en la pantalla.

Los resultados de medición de la humedad y % de volumen de SF<sub>6</sub> quedan guardados y visibles en el indicador hasta que se inicie la próxima medición con la tecla Start. La medición de la presión en el compartimiento de gas muestra siempre la presión actual en la entrada del 973. Después de finalizar la medición se sigue mostrando la presión en el compartimiento siempre que la manguera esté conectada al compartimiento de gas.

Después de conectar la manguera de medición al siguiente compartimiento de gas, puede iniciarse la próxima medición pulsando la tecla Start.

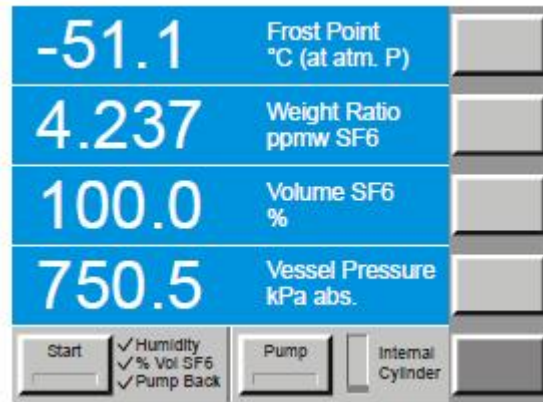


Figura 4.12 Fin de medición

#### Finalizar la medición

Después de finalizar la medición debe desconectar el conector DILO primero del compartimiento de gas y cerrarlo con la tapa amarilla roscada. Ahora desconecte el enchufe rápido del 973 y cierre este conector y la entrada de gas del 973 con los tapones azules. Una muestra del último gas SF<sub>6</sub> que se ha medido queda dentro de la manguera de gas de medición. Si se cierra correctamente la manguera, su interior se queda aislado del polvo y el aire ambiente.

Si se finalizó la medición con el proceso de devolución de gas mediante bombeo, queda una presión de 200 kPa modo absoluto (100 kPa modo relativo) dentro del depósito de almacenamiento interno. De este modo puede transportarse el instrumento de manera correcta.

### 4.3.4 Resultados

PRUEBA	RESULTADOS
PUREZA	99.99%
PUNTO DE ROCIO	-51.1 °C en atm.
PROPORCIÓN EN PESO	4.237 ppmw SF6
PRESIÓN DEL DEPÓSITO	750.5 kPa abs.

Tabla 4.1 Resultados

Como se observa cada una de los datos obtenidos por la prueba con el equipo 973-SF6 cumplen con la normativa (tablas 4.1, 4.7, 4.8 y 4.9.) y son aptos para el uso del gas según las especificaciones dadas por el fabricante con respecto a la subestación encapsulada.

### 4.3.5 Fin de la prueba

Ya terminadas las pruebas correspondientes y haber tomado los resultados de estas se procede a finalizar las maniobras correspondientes para la puesta en servicio o fuera de servicio según lo establecido en el apartado 4.2.2 (Proceso de gestión del gas), 4.5 (Manejo de gas usado), 4.5.2 (Recuperación del gas SF<sub>6</sub>), 4.6 (Equipo fuera de servicio) 4.6.1 (Gestión de residuos), 4.6.2 (Tratamiento y eliminación de residuos contaminados) y 4.6.3 (Tratamiento de la ropa de protección reutilizables y herramientas).

Si existen residuos del gas se procede a realizar los apartados 4.5 (Manejo de gas usado) 4.5.2 (Recuperación del gas SF<sub>6</sub>)



## 4.4 Administración del sistema de gas

La siguiente tabla muestra las normas en las que está basado el uso y pruebas de SF<sub>6</sub>

NORMA	NÚMERO	TÍTULO
IEC	60376	Especificación y aceptación de hexafluoruro de azufre nuevo
	60480	Guía para verificación de SF <sub>6</sub> sacado de equipo dieléctrico
ASTM	D 2029-68	Contenido de vapor de agua en gases aislantes eléctricos por medición del punto de rocío
	D-2284-68	Acidez del hexafluoruro de azufre
	D-2472-71	Hexafluoruro de azufre
	D 2685-71	Nitrógeno y tetrafluoruro de carbono en el hexafluoruro de azufre por cromatografía de gases.
	D-2477-74	Voltaje de ruptura dieléctrica y resistencia dieléctrica de gases aislantes a frecuencias de energía comercial.
JIS	C2131	Métodos de prueba de SF <sub>6</sub> para usos eléctricos

Tabla 4.2 Normas

La siguiente tabla resume los límites de tolerancia en la atmosfera para una exposición de ocho horas de los productos de la descomposición del gas SF<sub>6</sub>.

COMPUESTO	VALOR LÍMITE DE TOLERANCIA
Fluoruro de tionilo (SOF <sub>2</sub> )	0.6 ppm
Tetrafluoruro de Carbono (CF <sub>4</sub> )	10 ppm
Fluoruro de sulfurito (SO <sub>2</sub> F <sub>2</sub> )	5 ppm
Pentafluoruro de Azufre (S <sub>2</sub> F <sub>10</sub> )	0.025 ppm

Tabla 4.3 Límites de tolerancia para exposición

NOTA: El Pentafluoruro de azufre es un gas inodoro, sin embargo es altamente toxico, su presencia después de la descomposición es muy pequeña.

Los productos de descomposición del hexafluoruro de azufre se pueden detectar por distintos métodos analíticos:

COMPUESTO	MÉTODO
Tetrafluoruro de azufre SF4	Cromatografía de gases y resonancia magnética de flúor
Fluoruro de tionilo	Cromatografía de gases
Dióxido de azufre	Cromatografía de gases
Fluoruro de hidrógeno	Fluoruro hidrolizable
Tetrafluoruro de carbono	Cromatografía de gases
Bióxido de carbono	Cromatografía de gases.
Nitrógeno y oxígeno	Cromatografía de gases

Tabla 4.4 Métodos de detección

El hexafluoruro de azufre puro es considerado un gas no tóxico, los trabajos que impliquen exposición a este gas cuando no ha sido sometido a descargas eléctricas, pueden ser realizado sin cuidados especiales, solo con una buena ventilación cuando este se hace en interiores; de no ser así, recordar que el peso específico del SF<sub>6</sub> es mayor por lo cual desplaza al aire y puede provocar asfixia si se inhala a ese nivel.

#### 4.4.1 Planificación

En la planificación de las estrategias de mantenimiento para los equipos que contienen gas SF<sub>6</sub>, las siguientes condiciones deben tenerse en cuenta, el tipo de equipo, la edad de estos, y los incidentes anteriores.

El gas debe ser monitoreado a través de inspecciones rutinarias. La presión del gas para cada equipo que contiene SF<sub>6</sub> debe registrarse en una hoja de inspección.

Todos los nuevos equipos que contienen gas SF<sub>6</sub> deben estar equipados con alarmas de baja presión, y en caso necesario circuitos de bloqueo. Como parte de los procedimientos de mantenimiento de los equipos, los sistemas de alarma deben ser evaluados para verificar que están en buen estado. Medidores de presión de gas también deben ser revisados para la funcionalidad cuando se realiza el mantenimiento de estos.

A continuación se presentan tablas de actividades de mantenimiento a las subestaciones encapsuladas en base a estas se deben programar los trabajos a dichas instalaciones, así mismo se deben considerar las recomendaciones del fabricante correspondiente de acuerdo a la marca de la subestación.

Ámbito	Fenómenos	Causa Estimada	Contador de Mediciones
Interruptor	Bloqueo de la operación remota	Baja corriente eléctrica	Confirmar la fuente de poder
		Fallo en el sistema de mando eléctrico Fallo en las unidades de tendencia o en las partes del sistema del gas	Inspección de los controles auxiliares y terminales  Reajuste y reparación
Desconectador	Bloqueo de la operación manual	Mala condición de rollo de enclavamiento	Reparar la condición de enclavamiento
		Alambre roto en rollo de enclavamiento Fallo en las unidades de tendencia o en las partes del sistema del gas	Reemplazo del rollo  Reajuste y reparación
Cuchillas de	Bloqueo de la operación remota	Mala condición de enclavamiento	Reparar la condición de enclavamiento
Tierra		Baja corriente eléctrica Fallo en el sistema de mando eléctrico Fallo en las unidades de tendencia o en las partes del sistema del gas	Confirmar la fuente de poder Inspección en los contactos auxiliares y terminales  Reajuste y reparación
El sistema del gas SF <sub>6</sub>	Alarma para fuga de gas	Error de densidad de gas del interruptor	Si está dañado, reemplace y ajuste  Completar gas y detección de fugas.
		Fuga de gas Deterioro, ruptura e inserción imperfecta de las ranuras de las juntas	Verificar el torque  Cambie los empaques

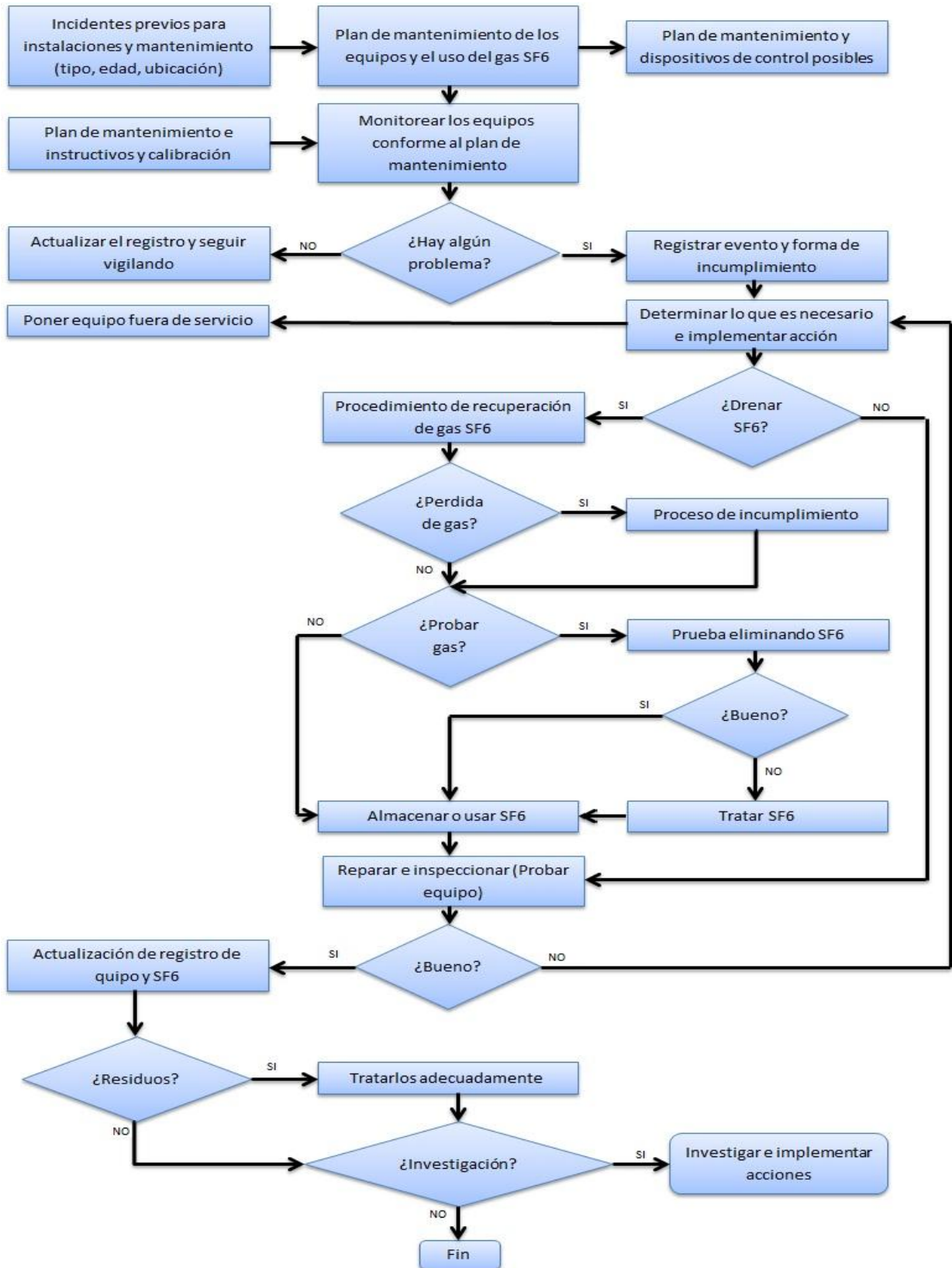
Tabla 4.5 Acciones en una subestación GIS

**Capítulo 4. Pruebas de mantenimiento al SF6**

Servicios de mantenimiento necesario			En relación con	Observaciones
Pasados / según		desgaste		
	años			
Control visual	5		Módulos de la instalación de Maniobra, interruptores de potencia, seccionador bajo carga Medidores de presión del gas	La instalación de maniobra sigue en servicio; las distintas celdas deben irse desconectando y aislando sucesivamente Los compartimentos de gas no se abren.
Control visual Extenso	10	6,000 maniobras mecánicas	Seccionadores, interruptores de puesta a tierra, interruptores de potencia Prueba de gas	La instalación de maniobra sigue en servicio; las distintas celdas deben irse desconectando y aislando sucesivamente Los compartimentos de gas no se abren.
	10	6,000 maniobras mecánicas	Interruptores rápidos de puesta a tierra	
	10	6,000 maniobras mecánicas	Seccionador bajo carga	
Control visual	15		módulos de la instalación de maniobra, interruptores de potencia, seccionador bajo carga Medidores de presión del gas	La instalación de maniobra sigue en servicio; las distintas celdas deben irse desconectando y aislando sucesivamente Los compartimentos de gas no se abren.
Control visual Extenso	20		módulos de la instalación de maniobra, interruptores de potencia, seccionador bajo carga Prueba de gas	La instalación de maniobra sigue en servicio; las distintas celdas deben irse desconectando y aislando sucesivamente Los compartimentos de gas no se abren.
Revisión	25	10,000 maniobras mecánicas	Seccionadores, interruptores de puesta a tierra, interruptores de potencia. Prueba de gas	Dependiendo de su extinción y de su ejecución, es preciso poner fuera de servicio total o parcialmente la instalación de maniobra "ES PRECISO ABRIR LOS COMPARTIMENTOS DE GAS".
	25	10,000 maniobras mecánicas	Interruptores rápidos de puesta a tierra	
	25	10,000 maniobras mecánicas	Seccionador bajo carga	
Control del sistema de Contactos (interruptor de potencia)		Número máximo de maniobras bajo cortocircuito (interruptores de potencia)[=>2450]		Debe desconectarse y aislarse el interruptor de potencia. Es preciso abrir el compartimento Es preciso abrir el compartimento de gas del seccionador bajo carga.
Control del sistema de contactos(seccionador bajo carga)		Número máximo de maniobras bajo cortocircuito (Seccionador bajo carga)		Las distintas celdas deben irse desconectando .Es preciso abrir el compartimento de gas del seccionador bajo carga.
Control Visual	30	El programa de mantenimiento vuelve a empezar de nuevo		

Tabla 4.6 Programa de mantenimiento en una subestación GIS

### 4.4.2 Proceso de administración



### 4.4.3 Instalaciones y servicios en el área de trabajo

Al manipular gas SF<sub>6</sub> se recomienda que se proporcionen los siguientes servicios:

- a. Un espacio libre, para el período de trabajo en el equipo de relleno de gas SF<sub>6</sub>, designado al efecto de cambiar y guardar la ropa de protección, con materiales y contenedores de agua fría para el almacenamiento de ropa protectora sucia. El objetivo de este espacio es para facilitar la higiene adecuada, reduciendo al mínimo la propagación de la descomposición, y también para ayudar a obtener el alto nivel de limpieza requerido durante el mantenimiento de los equipos de SF<sub>6</sub>. Es importante que este espacio no se utilice para comer, beber o fumar o para el almacenamiento de prendas de vestir al aire libre o de otros materiales no relacionados con el mantenimiento de los equipos de SF<sub>6</sub> contaminado. El tamaño del espacio y sus instalaciones será dependiente del tamaño de la instalación y la masa de los gases involucrados.
- b. Un suministro de agua fría para la preparación de soluciones neutralizantes.
- c. Una segunda zona, con suministro de agua fría y de drenaje, para la limpieza de prendas de vestir, cualquier material de filtro y materiales de limpieza desechables. Esta zona puede estar en un lugar diferente al espacio designado en el punto a.

### 4.4.4 Procedimiento de problemas identificados en equipos de SF<sub>6</sub>

Registro de eventos, acciones y ejecución que sean necesarias basado en las actividades de monitoreo e informes será hechas por el gerente de los equipos; él debe determinar qué medidas son necesarias y registra cualquier evento.

El gerente de los equipos es responsable de la emisión de una solicitud de obras especificando qué acción debe tomarse. El prestador de servicios deberá poner en práctica acciones para proporcionar el resultado especificado.

Necesidad de vaciado

Si existe la necesidad de drenar el gas SF<sub>6</sub> de un equipo, esto se hará de conformidad con el procedimiento indicado en “RECUPERACIÓN DEL GAS SF<sub>6</sub>”. Si no hay necesidad de drenar el gas SF<sub>6</sub> procedente de un equipo se tomara lo siguiente:

Reparación e inspección y pruebas de equipos

El gerente de los equipos emitirá una instrucción de la exploración a la empresa de servicios especificando la reparación, inspección y pruebas de los equipos que contienen gas SF<sub>6</sub>.

El proveedor del servicio deberá subsanar los problemas encontrados, y notificar al gerente de los equipos de los resultados obtenidos. Se establecerá contacto con el gerente para el asesoramiento que sea necesario.

#### Pruebas de gas hexafluoruro de azufre recuperado

Basado con el plan de mantenimiento y la urgencia de la situación actual, el gerente puede decidir organizar las pruebas del gas SF<sub>6</sub> recuperado antes de la reinstalación. La prueba es principalmente para productos de humedad y de formación de arco eléctrico.

Personal calificado debe darse a la tarea de probar el gas SF<sub>6</sub> según las normas que lo ameriten.

#### 4.4.5 Equipo de sondeo

El equipo de sondeo se va a utilizar en el estudio de la posible liberación de gas SF<sub>6</sub>. Los equipos de sondeo deben ser mantenidos por el gerente y se mantienen en un contenedor marcado. Los equipos de sondeo deben incluir, como mínimo:

- a. Guantes de plástico desechables o guantes de goma de tipo industrial reutilizables (preferentemente de nitrilo o neopreno con 2 pares).
- b. Respirador de máscara de cara completa equipado con dos filtros de polvo de ácido y cartuchos de carbón activado.
- c. El suministro de bolsas de plástico herméticas para mantener consumos como la ropa contaminada, materiales de limpieza y los componentes dañados en espera de tratamiento, eliminación o ambos.
- d. Bicarbonato de sodio (250 g de paquetes).
- e. Las señales de advertencia (SF<sub>6</sub> área contaminada).
- f. Contenedor (10 litros mínimos) de mezcla de solución neutralizante.

Todos los equipos de sondeo deben ser inspeccionados durante las inspecciones regulares de la subestación y en particular los artículos de consumo.

## 4.5 Requisitos de seguridad

En esta sección se detallan los requisitos generales de seguridad y precauciones que deben tomarse para el uso seguro y el manejo de gas SF<sub>6</sub>. La siguiente tabla resume los requisitos de seguridad.

Requerimientos	El trabajo en proximidades del SF <sub>6</sub>	Llenado y recuperación del gas SF <sub>6</sub>	Apertura de compartimientos de gas SF <sub>6</sub>
Procedimiento y manuales de operación	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio
Capacitación	Según se requiera	Obligatorio	Obligatorio
Equipo de manejo de gas	N / A	Obligatorio	Obligatorio
Equipos de Limpieza / neutralización	N / A	Según sea necesario	Obligatorio
Equipo de protección personal	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio
<b>Tareas</b>			
Llamas / Soldadura / Fumar	No se recomienda	No se permite	No se permite
Comer / Beber	Permitido	No se recomienda	No se permite

Tabla 4.7 Requisitos de seguridad

### Equipo para aislamiento

Todas las actividades de llenado y extracción de gas se deben realizar con el equipo aislado y se desactiva de acuerdo con las reglas de seguridad del sistema de energía.

Inspecciones de equipos generales con la lectura del manómetro y el uso de equipos de detección de fugas, se puede realizar mientras el activo está en servicio.

### Precauciones de seguridad

Si el personal está cerca de una instalación de GIS y puede escuchar una explosión, el sonido de escape de gas o de cualquier otro modo obtener una indicación de un escape repentino del gas, se deben proteger de forma inmediata a sí mismos contra la inhalación de polvo y gas que se cubra la cara con la ropa por ejemplo: camisa y abandonar los alrededores de la instalación. Una vez en el aire claro se reporta al gerente y este deberá dar instrucciones para verificar la falla y si es necesario sacar la subestación de servicio.

En el caso de instalaciones en interior, la sala de interruptor deberá ser abandonada tan pronto como sea posible para permitir el inicio de nuevas medidas para que la zona de seguridad.



Las siguientes precauciones de seguridad deberán ser atendidas antes de cualquier trabajo que implique gas SF<sub>6</sub>. El trabajo no se iniciará hasta que:

- a) El personal que está usando ropa protectora como se especifica en EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL
- b) Todo el equipo de seguridad necesario para manejar SF<sub>6</sub> y sus productos de descomposición.
- c) Equipo adecuado de primeros auxilios en sus instalaciones.

Protección respiratoria debe ser usada cuando se superan las concentraciones máximas permisibles de nuevos y usados SF<sub>6</sub> en el aire. La elección del equipo respiratorio dependerá de la situación.

Valores límite de concentración máximos permisibles de gas SF<sub>6</sub> se indican a continuación para las diferentes situaciones.

- a) La concentración máxima admisible del nuevo SF<sub>6</sub> en el aire es de 1000 ppm en volumen.
- b) La concentración máxima admisible de utilizado SF<sub>6</sub> durante el mantenimiento y ampliación de los equipos de alta tensión o pérdida anormal es 200 ppm en volumen.
- c) La concentración máxima admisible de utilizado SF<sub>6</sub> después de un fallo interno o abriendo fuego provocando externa del recinto de gas es de 20 ppm en volumen.

Cuando se sospecha que se han producido fugas, como se indica por los indicadores de presión, la concentración de SF<sub>6</sub> se debe medir con un detector de SF<sub>6</sub> apropiada para garantizar el cumplimiento.

Ninguna persona debe introducirse sin la ropa de protección completa y aparato de respiración hasta que se haya limpiado, ventilado y confirmado los límites del gas SF<sub>6</sub>.

Cuando se trabaja en gabinetes de gas de conmutación después de un fallo de arco interno o repetido de conexión, se debe tener cuidado en la eliminación o la apertura de secciones de conductos de tubos huecos u otros componentes que contienen espacios huecos. Productos de descomposición sólidos o gaseosos, pueden ser atrapados en el interior de dichos espacios.

Mientras que el trabajo se está realizando dentro de recintos con productos del SF<sub>6</sub>, un observador de seguridad debe estar presente usando ropa protectora adecuada. También se observarán los requisitos de seguridad para el trabajo en espacios confinados. En caso de irritación de la piel, irritación de los ojos, o irritación de la nariz durante el trabajo en equipos previamente descontaminados, el trabajo debe ser anulado y el área ventilada a la fuerza.

La fuente de la irritación o la contaminación debe ser identificada y eliminada. Cuando el suministro de agua es limitado, una solución neutralizante debe estar preparada antes del comienzo de los trabajos para el lavado de la piel.

Las personas que trabajan con SF<sub>6</sub>, sobre todo con los productos de descomposición deben observar un alto nivel de higiene personal. En concreto la limpieza de los ojos, la boca y nariz se debe efectuar con pañuelos desechables.

Ropa de protección se debe retirar antes de salir del área de trabajo.

Procesos tales como la soldadura, que crean altas temperaturas, no deben llevarse a cabo cuando se sospecha la presencia de SF<sub>6</sub> y sus productos de descomposición.

No se permite fumar en las proximidades de cualquier equipo de SF<sub>6</sub>.

Algunos materiales de filtración dan a cabo una cantidad considerable de calor cuando se mezclan con agua. Puede lograr una temperatura muy alta (>100 ° C) al mezclar cierto material absorbente con una cantidad igual o menor de agua, especialmente si el absorbente es nuevo o seco.

Como medida de seguridad durante los procedimientos de eliminación, todos los absorbentes se deben mezclar con una cantidad mínima de agua cinco veces su volumen para evitar un posible riesgo de quemaduras.

#### **4.5.1 Materiales de limpieza**

Material de limpieza desechables, agentes y / o disolventes, según lo recomendado por el fabricante y aprobado por el propietario de los equipos.

Como una guía general, los siguientes elementos deben ser utilizados:

Suministro de agua El suministro de agua para la preparación de soluciones neutralizantes. Agente neutralizante bicarbonato de sodio o carbonato de sodio.

Disolvente: Para superficies aislantes: alcohol etílico al 95%.

Paño o papel libre: Material de limpieza.

Bolsas de plástico con sello de 75 micras son para ser utilizado para los artículos como ropa contaminada, piezas de ensamblaje desechables, herramientas de un solo uso, los materiales de limpieza y los componentes dañados en espera de tratamiento y eliminación o ambos.

### 4.5.2 Equipo de protección personal

El personal que manipule SF<sub>6</sub>, sus productos y contaminantes descompuestos, deben usar el equipo de protección adecuado.

Las instrucciones del fabricante y los códigos de seguridad en la práctica suele estar especificado que tipo de equipo se requieren para cada tipo de actividad operativa.

Sin restricciones el siguiente equipo de protección debe ser proporcionado por el proveedor de servicios y puesta a disposición en cantidad suficiente para el mantenimiento y las necesidades operacionales especiales:

- a. Overoles desechables con grado industrial sin bolsillos, encapuchado, con revestimiento de poliéster o papel, que tengan elástico en tobillos y muñecas.
- b. mangas desechables recubiertas de poliéster o papel, con puños en las muñecas.
- c. Calzado de protección.
- d. Los guantes desechables de plástico o guantes de goma de tipo industrial reutilizables preferentemente de nitrilo o neopreno.
- e. Protección respiratoria. La elección de los equipos dependerá de la situación.
  - Respirador de máscara de cara completa, con respiración autónoma o suministro de aire en su caso, para su uso con ventilación limitada.
  - Respirador de máscara de cara completa equipado con dos filtros de polvo de ácido y cartuchos de carbón activado.

Para el trabajo en un área cerrada donde SF<sub>6</sub> ha sido dado de alta, o en el trabajo dentro de un recinto de gas SF<sub>6</sub> se recomienda un respirador de máscara de cara completa con suministro de aire.

Para la inspección de trabajo a corto plazo y la ventilación se puede proporcionar, pero donde la concentración de SF<sub>6</sub> utilizado puede exceder el nivel máximo apropiado, se recomienda una máscara completa con filtros.

Los respiradores no son necesarios cuando se no se han superado las concentraciones permisibles máximos de gas SF<sub>6</sub>.

### 4.5.3 Primeros auxilios

Para cualquier trabajo se debe tener el equipo de primeros auxilios, que incluirá el equipo lavaojos que contiene una solución salina y este debe estar presente en el lugar de trabajo. Los medios para ponerse en contacto con los servicios de emergencia y orientación de los médicos también deben estar disponibles. Los tratamientos de primeros auxilios se describen a continuación.

#### Irritación ocular

Retire a la persona del área de trabajo. Lavar el ojo con una cantidad abundante de agua limpia o solución salina. Esto puede hacerse mejor utilizando una cuenca lavaojos o un dispositivo de irrigación del ojo, o manteniendo el ojo abierto y la inmersión de la cabeza en un recipiente con agua. Busque atención médica después de este tratamiento.

#### Irritación de la piel

Retire a la persona del área de trabajo. La ropa contaminada debe quitarse y la zona afectada de la piel se lava con agua y jabón para neutralizar y eliminar la contaminación. Consultar a un médico si la irritación persiste.

#### Dificultades para respirar

Si la respiración se ve afectada por la falta de oxígeno debido a la excesiva concentración de SF<sub>6</sub> o sus productos de descomposición se procederá a:

- a. Mueva a la persona al aire fresco inmediatamente y quite la ropa contaminada.
- b. Atender la conmoción y mantener bajo observación.
- c. Si la respiración se ha detenido, comience RCP
- d. Llamar a una ambulancia y busque atención médica de urgencia.

#### Crear una solución neutralizadora

El bicarbonato de sodio se recomienda para el lavado de la piel. La solución neutralizante se debe mezclar a una cantidad de 1 kilogramo de bicarbonato de sodio a 100 litros de agua. También se puede utilizar como una solución de neutralización para humedecer abajo del equipo al aire libre cuando se mezcla a una cantidad de 1 kilogramo de bicarbonato de sodio a 10 litros de agua.

El carbonato de sodio se recomienda para su uso como una solución de neutralización para humedecer abajo de equipo al aire libre o para el tratamiento de prendas de vestir, herramientas y equipos que han sido contaminados con productos de descomposición. La cantidad de mezcla es 3 kilogramo de carbonato de sodio a 100 litros de agua.

#### 4.6 Llenado de gas SF<sub>6</sub> nuevo

Cabe señalar que la gestión de los equipos con SF<sub>6</sub> es distinta, ya que esto se detalla en las instrucciones del fabricante emitido por determinada marca.

Antes de las actividades de llenado y extracción de gas, el equipo debe ser aislado y se desactiva de acuerdo con las reglas de seguridad del sistema de energía.

Al rellenar con SF<sub>6</sub>, se deben tomar precauciones para evitar lesiones a los trabajadores. Las precauciones incluyen:

- a. La concentración de SF<sub>6</sub> en un ambiente interior está por debajo de la concentración máxima admisible de 1,000 ppm en volumen. Si la concentración supera este nivel, el área debe estar ventilada para restablecer la concentración por debajo de 1,000 ppm en volumen. La concentración de SF<sub>6</sub> se debe medir periódicamente con un detector de SF<sub>6</sub> apropiado.
- b. La fuerza de trabajo se retira inmediata en caso de fragmentación de una barrera durante el llenado. Esto puede ocurrir debido a un transporte o daños causados durante las actividades de montaje o mantenimiento.

El llenado de gas SF<sub>6</sub> se lleva al cabo después de haber verificado que la subestación ya no tenga ningún problema de ensamblado y que todas sus partes estén operando correctamente.

Los siguientes elementos serán requeridos durante la operación de llenado:

- a. Los cilindros de gas SF<sub>6</sub> a la calidad adecuada
- b. Equipo de manipulación manual de cilindro de gas
- c. Regulador de SF<sub>6</sub>
- d. 20 metros (mínima) de manguera flexible con accesorios especiales
- e. Dispositivo de detección de SF<sub>6</sub>
- f. Instrucciones del fabricante relevante para marca y tipo de equipo (según el caso)

### 4.6.1 Certificación del gas hexafluoruro de azufre nuevo

El gas suministrado como nuevo a un equipo, debe ser entregado con un certificado de prueba, para confirmar que la pureza cumple con las especificaciones IEC 60376 y aceptación de nuevo SF<sub>6</sub>. Si no hay ningún certificado de prueba disponible, el gas debe ser probado antes de ser aceptados en la tienda.

Los niveles máximos aceptables de pureza de gas nuevo se dan por la norma IEC - 60376.

Impureza	Especificación
Aire	0.05 % w
CF <sub>4</sub>	0.05 % w
Humedad	15 ppm
*Aceite	ver 1
Acidez total expresada en HF	0.3 ppmw

Tabla 4.8 Niveles de impurezas aceptables máximo para el gas nuevo

\*1 SF<sub>6</sub> debe estar prácticamente exento de aceite. La concentración máxima permitida de aceite y el método de medición están aún en estudio.

Fluoruros hidrolizables expresaron como HF 1.0 ppm en peso

Cuando los cilindros se encuentran por períodos prolongados en la tienda, no debería haber ningún deterioro del gas y se puede utilizar sin ningún tipo de pruebas adicionales son necesarias.

### 4.6.2 Llenar sistemas de presión cerrado con hexafluoruro de azufre

Llenar SF<sub>6</sub> en los sistemas de presión cerrados debe llevarse a cabo siguiendo las instrucciones del fabricante.

El gas obtenido para realizar la reposición en los equipos de SF<sub>6</sub> debe ser de un proveedor con certificados de prueba de pureza del gas. Las instrucciones del fabricante deben dar límites permitidos de concentración para el uso del gas para ser utilizado de nuevo después del almacenamiento.

Límites de concentración que deberán obtenerse de:

- a. El contenido de humedad
- b. El contenido de oxígeno

- c. La acidez
- d. El contenido de fluoruro hidrolizable

Si se conoce el gas a utilizar, se aplican las precauciones de manipulación y el equipo de protección personal adecuado.

Rellenar equipos SF<sub>6</sub> según los procedimientos mencionados a continuación.

#### **4.6.3 Procedimiento para llenar un compartimiento que contiene aire**

Si el compartimiento ha estado abierto a la atmósfera durante más de ocho horas, será necesario primero que se seque el compartimiento utilizando nitrógeno seco del modo siguiente:

- a. Aplicar una presión reducida de aproximadamente 260 Pa (2.6 milibares) durante dos horas para el compartimiento utilizando la bomba de vacío en la planta de manejo de gas o una bomba de vacío separada.
- b. Rellenar con nitrógeno seco de contenido de humedad de menos de 120 ppm vol. (15 ppm en peso) a una presión de 120-150 kPa. Dejar reposar durante cinco a seis horas.
- c. Medir el nivel de humedad del nitrógeno después de cinco a seis horas. Si el nivel de humedad es inferior a 300 ppm vol. detener el nitrógeno. Si el nivel de humedad es mayor que 300 ppm vol. Repetir (a) y (b).
- d. Aplicar una presión reducida de 65 Pa al compartimiento durante 15 minutos.
- e. Llenar con SF<sub>6</sub> nuevo.

#### **4.6.4 Procedimiento para llenar un compartimiento parcialmente lleno de SF<sub>6</sub>**

El punto de rocío se debe revisar para confirmar la aceptabilidad del gas antes de cualquier relleno.

Como mínimo la temperatura ambiente, la presión que se encuentra y la presión deben ser registradas.

- a. Retire la tapa del conector o de protección de la válvula de la bombona de gas y retire el material extraño de la válvula utilizando aire a alta presión. Asegúrese de que la válvula no está apuntando hacia nadie durante este procedimiento.

- b. Aplicar una presión reducida de aproximadamente 260 Pa (2.6 milibares) durante dos horas para el compartimiento utilizando la bomba de vacío en la planta de manejo de gas o una bomba de vacío separada.
- c. Conectar regulador de SF<sub>6</sub> a la válvula de cilindro de gas y una manguera flexible de gas de purgado al regulador.
- d. Con el regulador cerrado, abra la válvula del cilindro y compruebe la presión en el cilindro.
- e. Abrir el regulador y presurizar la manguera a aproximadamente a la misma presión que demuestra.
- f. Conecte la manguera a la boca de llenado de la celda y abrir la válvula de la manguera para permitir que el gas SF<sub>6</sub> fluya dentro de la celda. Abrir lentamente la válvula y completar el equipo.
- g. Si la presión del gas en el cilindro desciende a la misma presión que en el compartimiento, pero no ha llenado a la presión requerida, será necesario comprobar si todavía hay líquido en el cilindro.
- h. Si no hay líquido que queda en el cilindro, será necesario extraer el gas restante desde el cilindro utilizando una planta de manejo de gas. Obtener un nuevo cilindro de gas SF<sub>6</sub> y continuar el llenado, repitiendo el procedimiento hasta que se llene a la presión requerida.

#### **4.6.5 Terminación de llenado**

Cuando se ha alcanzado la presión necesaria que se lee en el medidor en la celda, cerrar el regulador. La presión requerida para la temperatura ambiente debe ser leída a partir de la presión apropiada o gráfico de temperatura para el compartimiento. (Consulte las instrucciones del fabricante.)

Compruebe si hay fugas de gas usando uno de los siguientes métodos apropiados para el compartimiento de gas particular.

- a. Verificar la presión y la temperatura récord en intervalos de tiempo adecuados (según instrucciones de los fabricantes o cuando se lo indique el gerente) y hacer las correcciones necesarias a temperatura y presión.



- b. El uso de un detector de fugas, verificación bridas, acoplamientos, conectores, etc. para cualquier fuga de gas.
- c. Aplicar solución detector de fugas (jabón) para bridas, juntas, codos, tapones, etc. para comprobar si hay las fugas de gas.

Para finalizar cierre la válvula de la manguera y desconecte la manguera de la boca de llenado de la celda. Cerrar las válvulas en el regulador y en el cilindro.

#### **4.7 Manejo de gas usado**

Esta sección trata de manejo de gas SF<sub>6</sub> que ha estado dentro de un equipo en operación. El gas SF<sub>6</sub> puede haberse descompuesto a través de formación de arco durante el funcionamiento o por la contaminación. La necesidad de manejar SF<sub>6</sub> usado se plantea cuando:

- a. El gas tiene que rellenar en sistemas de presión cerrado
- b. El gas tiene que ser vaciado para permitir el mantenimiento, reparación o extensiones que se lleven a cabo
- c. El gas ha sido total o parcialmente expulsado debido a una liberación anormal
- d. Tiene que ser eliminado al final de la vida útil de un equipo del gas

Se debe tener cuidado para reducir al mínimo la cantidad de gas SF<sub>6</sub> usado liberado a la atmósfera. El personal que trabaja en o alrededor de una instalación en la que se está manejando SF<sub>6</sub> usado no deben de ser expuestos al gas por su liberación.

##### **4.7.1 Equipos de recuperación**

Recuperación de SF<sub>6</sub> contaminado debe llevarse a cabo por una planta de manipulación de gas en combinación con un conjunto de filtro que comprende una sección de secado (tamiz molecular), absorbiendo sección de filtro y una trampa de polvo como se ilustra a continuación.

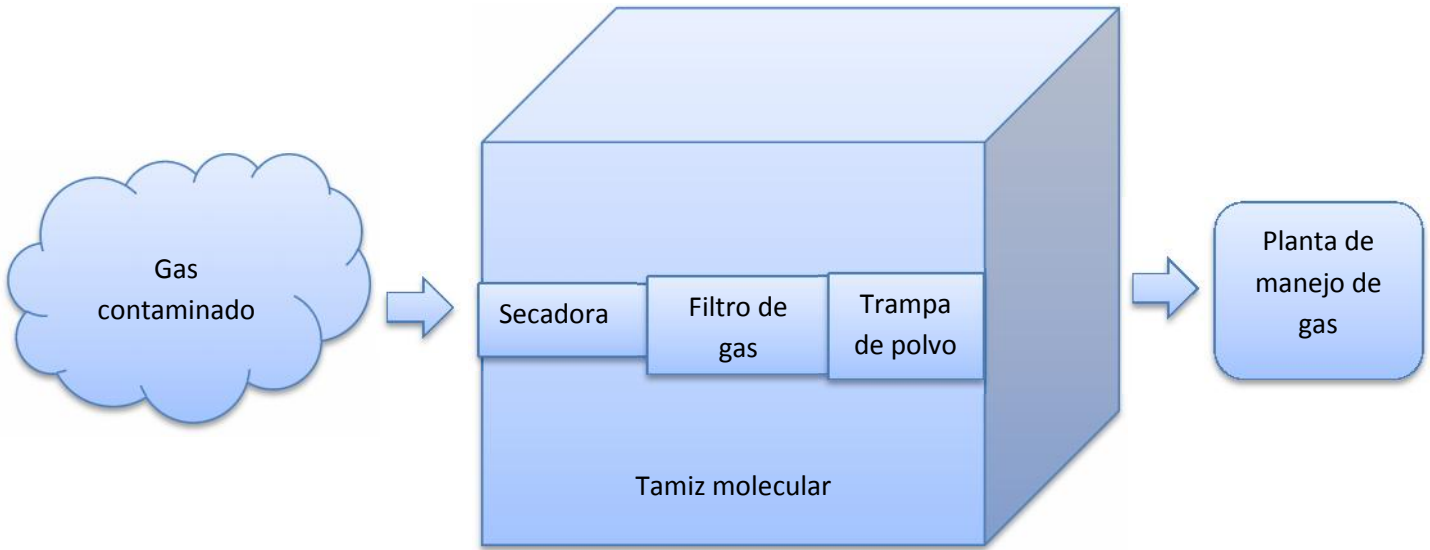


Figura 4.13 Proceso de recuperación de gas

NOTA: Consulte las instrucciones del fabricante de los equipos de recuperación de gas para determinar el tipo de material del filtro de gas a utilizar y el tipo de trampa de polvo.

#### Equipos de vacío

Una aspiradora de alta eficiencia, equipada con un filtro HEPA desechable capaz de atrapar partículas en el rango de micras, y una boquilla abierta de composición no metálica.

Una máquina de tipo "H" de conformidad con AS 3544 o equivalente es adecuado.

La planta de tratamiento de gas debe estar libre de SF<sub>6</sub> restante, para evitar la mezcla con el gas contaminado. El uso de procesos de limpieza criogénicos permitirá el lavado de contaminantes.

El gas debe ser sacado del compartimiento de SF<sub>6</sub> y se pasa a través del filtro de la planta de manejo de gas antes de su almacenamiento. Es preferible separar tanto gas como sea posible mediante la reducción de la presión en el compartimiento tan bajo como sea posible con el fin de minimizar la cantidad de gas residual contaminado.

El gas contaminado debe circular a continuación a través del filtro hasta que la acidez está por debajo de 2 ppm de HF equivalente. Se requerirá la ayuda de un laboratorio químico en la medición de la acidez.

Todo el material filtrado contaminado debe tratarse y eliminarse. La planta de tratamiento de gas debe estar completamente limpia con nitrógeno seco después de que el gas tratado ha sido transferido de vuelta al compartimiento SF<sub>6</sub> u otra instalación de almacenamiento.

Si hay alguna duda acerca de la efectividad del lavado, comprobar la acidez del gas nitrógeno para asegurar la eliminación adecuada de SF<sub>6</sub> descompuesto.

También es viable la transferencia de gas contaminada del compartimiento de gas en los tanques de almacenamiento temporal y llevar a cabo el tratamiento de gas cuando el tiempo lo permite.

#### 4.7.2 Recuperación del gas SF<sub>6</sub>

El gas recuperado en el mantenimiento de equipos aislados en gas SF<sub>6</sub>, debe ser filtrado y almacenado en estado líquido antes de volver a utilizarse nuevamente, el equipo utilizado para la recuperación de este gas es el siguiente:

- Bomba de vacío con aspiración hasta por lo menos 0.01 mm de Hg.
- Compresor resistente a la corrosión, con aspiración hasta por lo menos 50 mmHg y entrega mínima de 10 bar.
- Batería de filtros de alúmina activada, soda, carbón y un filtro anti polvo
- Equipo opcional de refrigeración para acelerar la condensación del gas SF<sub>6</sub> comprimido, o aumentar la capacidad del almacenamiento del equipo portátil.
- Mangueras, conexiones y manovacuumetros adecuados para el filtrado y almacenamiento del gas.

El procedimiento consiste en extraer el gas SF<sub>6</sub> por debajo de las presiones nominales de operación y de alarma para verificar su correcta operación y garantizar que se tendrá una señalización cuando se presente una fuga en los compartimentos de gas cuando alcanzan las presiones de alarma calibrados de acuerdo al fabricante que se trate.

Este procedimiento consiste en verificar las condiciones de operación de los manómetros de presión y de contactos auxiliares de alarma integrados a estos manómetros con el fin de verificar las presiones a las cuales han sido calibrados para su operación. Para la ejecución de esta prueba será necesaria la utilización de un equipo recuperador de gas SF<sub>6</sub> como se muestra en la figura.

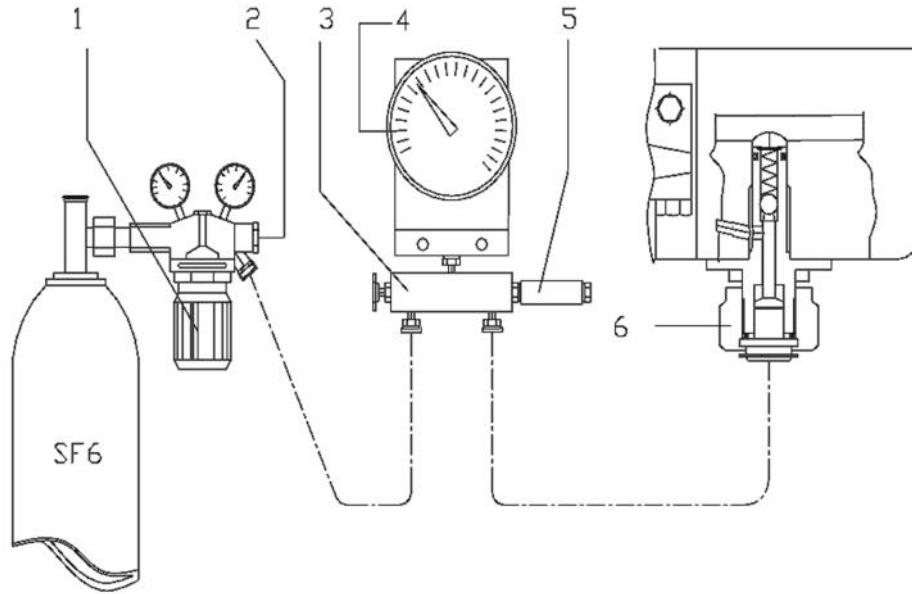


Figura 4.14 Equipo de recuperación de gas

- 1.
2. Reductor de presión, válvula reguladora.
3. Reductor de presión, válvula de salida.
4. Distribuidor con válvula de salida (para comprobación de la densidad).
5. Manómetro de precisión.
6. Válvula de seguridad.
7. Empalme para comprobación.

Impureza	Especificación
Aire	0.2 % w
CF <sub>4</sub>	2400 ppmw
Humedad	25 ppmw <sup>1</sup>
Aceite	10 ppmw
Acidez total expresada en HF	1 ppmw

Tabla 4.9 Niveles de impurezas aceptables máximos de gas de calidad técnica

Según impurezas máximas permisibles en gas de grado técnico, la cantidad de SF<sub>6</sub> en la fase líquida debe ser superior al 99.7%.

Las impurezas máximas permisibles dadas por IEC 60480 para el control y tratamiento de hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) tomado de la especificación para su reutilización y uso en equipo eléctrico pueden cotizar por debajo de los límites específicos que pueden aplicarse en el equipo, deben revisarse las instrucciones del fabricante.

Impureza	Especificación
Aire y/o CF <sub>4</sub>	3 % volumen
Humedad	25 ppmw
Aceite	10 ppmw
Productos de descomposición	50 µL total

Tabla 4.10 Impurezas máximas aceptables para el gas usado

Para garantizar que las conexiones, mangueras y recipientes auxiliares para el llenado del gas SF<sub>6</sub> no contaminen al gas a introducirlo y para deshumidificarlos, se deberá hacer circular por ellas una pequeña cantidad de gas (barrerlas) y efectuar una prueba de humedad residual al gas SF<sub>6</sub> antes de proceder a introducirlo a la subestación.

Con las condiciones idóneas del gas se procede al llenado de los compartimentos de la subestación manteniendo el vacío en la misma, hasta alcanzar las presiones nominales de operación de cada compartimento.

#### 4.8 Equipo fuera de servicio

Desmantelamiento de un equipo se debe incluir a consideración, el vaciado y su descontaminación, la cual debe ser realizado por personal calificado para gestionar la actividad y competente para gestionar la eliminación de los residuos producidos.

Los equipos que se transfieren deben vaciarse de SF<sub>6</sub> y se rellenan con nitrógeno seco a la espera de su asignación.

Si los resultados de las pruebas de gas SF<sub>6</sub> muestran niveles significativos de contaminación, el gas puede ser reformado antes de la reinstalación.

En esta sección se proporcionan instrucciones para la eliminación y / o reciclaje de equipos SF<sub>6</sub> que se ha retirado de servicio.

El equipo requerido será de acuerdo con la sección “Manejo de gas usado”.

Disposición de los cilindros de gas vacíos se describe en la sección “Cilindros de gas de almacenamiento” de este documento.

Antes de las actividades de llenado y extracción de gas, el activo debe ser aislado y se desactiva de acuerdo con las reglas de seguridad del sistema de energía.

El gas puede ser reprocesado para su reutilización o sometido a un fabricante de SF<sub>6</sub> para su reprocesamiento a la nueva condición.

La eliminación del gas SF<sub>6</sub> desde dentro de los sistemas de presión cerrados debe llevarse a cabo de conformidad con las instrucciones del fabricante.

La eliminación de SF<sub>6</sub> debe llevarse a cabo a través de una planta de manejo de gas para permitir que el gas a ser almacenado. La planta de tratamiento de gas debe ser utilizado en combinación con un conjunto de filtro que comprende una sección de secado (tamiz molecular), absorbiendo sección de filtro y una trampa de polvo para eliminar los productos de descomposición gaseosos y sólidos.

#### **4.8.1 Gestión de residuos**

Los residuos producidos deben gestionarse de acuerdo con los procedimientos.

Bajo ninguna circunstancia el material de filtro tratado o sin tratar y de los envases contaminados puedan ser quemados, ya que puede causar la emisión de gases tóxicos.

El envasado de material contaminado de residuos. Toda la ropa desechable, trapos, filtros internos de los equipos de servicio, filtros de la aspiradora y los filtros de la planta de tratamiento de SF<sub>6</sub>, gastados debe ser colocado en bolsas de plástico dobles capas que se pueden sellar. Las bolsas deben ser claramente etiquetadas con su contenido.

El equipo contaminado que requiere su eliminación en primer lugar se debe colocar en bolsas de plástico con doble capa y que se hayan sellado, un recipiente rígido por ejemplo un tambor de metal o de madera. La zona de vacío alrededor de las bolsas debe ser llenado con un material adecuado por ejemplo periódico, para evitar que el equipo este en movimiento durante el transporte y posiblemente la ruptura del plástico.

Si el equipo es demasiado grande para ser colocados en bolsas, colocarlo en un contenedor preparado. El recipiente debe ser impermeable por ejemplo grande bidones de plástico o bidones de metal o una caja de madera forrada con plástico de alta resistencia. El equipo ha de ser asegurado o envasarse de tal manera que para evitar el movimiento excesivo que podría perforar el recipiente. Los envases deben estar etiquetados con su contenido.

Todo el material de desecho debe ser enviado a las organizaciones con personal debidamente capacitado en los procedimientos de eliminación.

### 4.8.2 Tratamiento y eliminación de residuos contaminados

- a. Preparar una solución neutralizante de carbonato de sodio (sosa lavado normal ) en agua limpia , 3 kg por cada 100 litros , mediante su disolución en un recipiente adecuado , por ejemplo acero desnudo o plástico, agitar para asegurar que todos los cristales se disuelven .
- b. Colocar en bolsas vacías desechables limpias filtros o cartuchos y todos los materiales desechables contaminados que no sean unidades de filtro o de sus contenidos extraídos de compartimentos llenos de gas SF<sub>6</sub> en la solución neutralizante.
- c. Cuando las unidades de filtro y sus contenidos se han tomado de compartimentos llenos de gas SF<sub>6</sub> para su eliminación, a menos que se indique lo contrario por el fabricante, preparar una segunda solución de neutralización como anteriormente se mencionó con un volumen cinco veces mayor que la del material de filtro y colocar el filtro en las unidades en la solución neutralizante.
- d. Se agita la solución neutralizante y el contenido del recipiente durante un tiempo suficiente para neutralizar los productos de descomposición de arco (aproximadamente 15 minutos) y comprobar de que la solución permanece alcalino (PH > 7).
- e. Si la solución no es más alcalina añadir carbonato de sodio y continuar con el procedimiento de neutralización anterior.
- f. Verter la porción líquida de la solución neutralizante utilizada a partir del material de residuos en el recipiente a falta de agua o drenaje de alcantarillado sanitario y lavarlo con agua.
- g. Retirar los materiales sólidos restantes de los contenedores (pasos b y c anteriores) y disponer de ellos de acuerdo con la normativa local o por medio de un contratista de la gestión de residuos. Desechar cualquier solución neutralizante restante con partículas arrastradas como en el paso e.

### **4.6.3 Tratamiento de la ropa de protección reutilizables y herramientas**

Los artículos de ropa de protección reutilizable pueden ser lavada en la forma habitual.

Si se considera que la ropa está contaminada vierta una pequeña cantidad de carbonato de sodio (sosa lavado normal) debe ser añadido al agua de lavado para asegurarse de que es alcalino y para ayudar en la neutralización de los productos de descomposición.

Botas, guantes de goma y herramientas, no es adecuado para el lavado se deben limpiar sin contaminación visible utilizando trapos o pañuelos de papel limpios y luego limpiarse con un paño suave humedecido con una solución neutralizante de bicarbonato de sodio, para neutralizar la contaminación restante.



---

## Conclusiones

La tecnología eléctrica y sus avances han permitido el uso de materiales no conocidos y conocidos en formas extraordinarias, uno de estos es el gas hexafluoruro de azufre. Se habló del gran uso de este gas en la industria eléctrica y su manejo.

De esta forma concluimos que la propuesta de “Pruebas de mantenimiento al hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) en una subestación encapsulada” ayudo de la siguiente forma:

- Conocer los límites permitidos para el uso del SF<sub>6</sub>
- Manejo adecuado del gas
- Seguridad para el usuario
- Conocimiento de una subestación GIS
- Pruebas al gas

De esta forma concluyo que el trabajo servirá para dar a una mejora en el procedimiento para asegurar la buena calidad del mantenimiento, la seguridad del usuario como la del ambiente.

Personalmente creo que la U.N.A.M. me dio mucho en materia educativa para la superación personal, por último en una manera personal creo que este trabajo serviría como una buena guía para aquel que quiera dar mantenimiento al gas, tomar sus medidas precautorias y comprender los conceptos establecidos en la tesis; por mi parte me agrado mucho trabajar en este tema y espero que sirva de guía al que lo necesite.

## Recomendaciones

Como recomendación se necesita profundizar de manera más amplia en las pruebas a interruptores, transformadores de potencia, transformadores de corriente y las demás partes que conforman la subestación. Como ya se sabe el gas hexafluoruro de azufre es solo una parte del sistema interconectado que hace que funcione correctamente una subestación encapsulada. Se necesita investigación y actualización ya que es un campo en constante evolución.

---

## Bibliografía

- John D. McDonald (2001) Electric power substations engineering”, CRC press, coca raton, FL
- José Raúl Martín (1992) Diseño de Subestaciones eléctricas, México D.F. Programas educativos S.A. de S.V.
- Enríquez Harper (2005) Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, segunda edición, México D.F. Limusa, S.A.
- TRANSEND, Sulphur Hexafluoride Gas Management TNM-GS-809-0094 Issue 2.0, October 2005
- Especificación CFE VY200-40
- IEC 62271-203-2011 High-Voltage Switchgear and Controlgear – Part 203: Gas-Insulated Metal-Enclosed Switchgear for Rated Voltages Above 52 kV.
- IEC 60376-2005 Specification of Thechnical Grade Sulfur Hexafluoride (SF<sub>6</sub>) for Use in Electrical Equipment.
- Manual procedimiento CFE área de distribución
- Manual de diseño de subestaciones de Luz y Fuerza del Centro
- Solvay Special Chemicals
- ABB, Subestación aislada en gas tipo ELK-04 Sistema modular hasta 170 kV, 4000 A, 63 kA

## Sitios web:

[www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

[www.solvaychemicals.com](http://www.solvaychemicals.com)

[www.google.com](http://www.google.com)