



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**LAS SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS (GIS)  
(MONTAJE PRUEBAS DE CAMPO Y MANTENIMIENTO)**

**T E S I S**

**PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICO**

**P R E S E N T A**

**VICENTE ANGEL AINAGA VELAZQUEZ**

**DIRECTOR DE TESIS :**

**ING. CESAR LOPEZ PORTILLO**



**MEXICO, D. F.**

**1994**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

A MIS PADRES:  
PEDRO AINAGA POLA (FINADO)  
OLGA VEIAZQUEZ LOZA  
POR SU AMOR, EJEMPLO Y EDUCACION

A MI HERMANO Y FAMILIA  
JORGE, ROSARIO, PEDRO Y JORGE  
CON CARIÑO Y RESPETO.

A TODOS MIS FAMILIARES  
CON AGRADECIMIENTO  
Y APECTO

Las subestaciones aisladas en  
gas (GIS).

Análisis y componentes

El gas hexafluoruro de azufre

Montaje

Procesos de vacío y llenado

Pruebas de campo

Mantenimiento preventivo y  
correctivo.

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

Dado que no todos los centros de consumo pueden ser ubicados en las cercanías de las plantas generadoras, para transmitir la energía eléctrica es necesario hacerlo a niveles de tensión sumamente elevados, los cuales las pérdidas en líneas y cables de potencia se minimizan, ya que a una tensión muy elevada se puede transmitir una gran potencia con una corriente relativamente pequeña.

En base a lo anterior y al requerimiento de algunos clientes que demandan una gran potencia eléctrica debido a su carga instalada, es necesario contar con subestaciones eléctricas -- tanto elevadoras, de enlace, reductoras y las de tipo cliente. Estas últimas creadas ante las necesidades de algunos usuarios que demandan una acometida en alta tensión a nivel de transmisión para satisfacer sus demandas de carga y calidad de servicio.

No importando el tipo de subestación para manejar dicha cantidad de potencia eléctrica, se debe considerar un factor relevante en la construcción de la misma. ¿Cuál será el tipo de dieléctrico requerido como aislante?. De los dieléctricos usados en la industria eléctrica el aire y el aceite han sido los más tradicionales, pero el más revolucionario hasta la fecha es el Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>), ya que éste tiene propiedades físicas y químicas superiores al anterior que lo hace ventajosamente aplicable como dieléctrico y aislante en el equipo eléctrico que forma parte de las subestaciones.

Una subestación aislada en gas (SF<sub>6</sub>), al igual que las de cualquier tipo, debe satisfacer los requerimientos impuestos por normas nacionales e internacionales en cuanto a diseño y -

### III

	Pag.
<b>C A P I T U L O I</b>	<b>LA SUBESTACION AISLADA EN GAS (SF6)</b>
I.1	Definición..... 01
I.2	Comparación dimensional..... 02
I.3	Comparación económica..... 04
I.4	Ventajas y desventajas..... 07
I.5	Componetes de una subestación en -- gas (SF6)..... 12
I.6	Aplicaciones..... 36
<b>C A P I T U L O II</b>	<b>EL HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6)..... 37</b>
II.1	Antecedentes..... 37
II.2	PROPIEDADES QUIMICAS..... 38
II.2.1	Obtención del SF6..... 39
II.2.2	Estructura atómica..... 40
II.2.3	Características químicas..... 42
II.3	PROPIEDADES FISICAS..... 43
II.3.1	Masa molecular..... 43
II.3.2	Ecuación de estado..... 44
II.3.3	Estados de agregación..... 45
II.3.4	Solubilidad..... 47
II.3.5	Densidad..... 48
II.3.6	Viscosidad..... 51
II.4	PROPIEDADES TERMODINAMICAS..... 53
II.4.1	Proceso de disociación..... 53
II.4.2	Conductividad térmica..... 54
II.4.3	Calor de sublimación..... 55
II.4.4	Calor de formación..... 55
II.4.5	Calor de fusión..... 55
II.4.6	Calor de vaporización..... 55
II.4.7	Calor específico..... 55
II.5	PROPIEDADES ELECTRICAS..... 60
II.5.1	Rigidez dieléctrica..... 62
II.5.2	Efecto corona..... 67
II.5.3	Productos de la descomposición del --

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

Dado que no todos los centros de consumo pueden ser ubicados en las cercanías de las plantas generadoras, para transmitir la energía eléctrica es necesario hacerlo a niveles de tensión sumamente elevados, los cuales las pérdidas en líneas y cables de potencia se minimizan, ya que a una tensión muy elevada se puede transmitir una gran potencia con una corriente relativamente pequeña.

En base a lo anterior y al requerimiento de algunos clientes que demandan una gran potencia eléctrica debido a su carga instalada, es necesario contar con subestaciones eléctricas -- tanto elevadoras, de enlace, reductoras y las de tipo cliente. Estas últimas creadas ante las necesidades de algunos usuarios que demandan una acometida en alta tensión a nivel de transmisión para satisfacer sus demandas de carga y calidad de servicio.

No importando el tipo de subestación para manejar dicha cantidad de potencia eléctrica, se debe considerar un factor relevante en la construcción de la misma. ¿Cuál será el tipo de dieléctrico requerido como aislante?. De los dieléctricos usados en la industria eléctrica el aire y el aceite han sido los más tradicionales, pero el más revolucionario hasta la fecha es el Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>), ya que éste tiene propiedades físicas y químicas superiores al anterior que lo hace ventajosamente aplicable como dieléctrico y aislante en el equipo eléctrico que forma parte de las subestaciones.

Una subestación aislada en gas (SF<sub>6</sub>), al igual que las de cualquier tipo, debe satisfacer los requerimientos impuestos por normas nacionales e internacionales en cuanto a diseño y -

pruebas de campo, de tal manera que su operación sea segura y confiable, pues de ello depende la calidad en el suministro de Energía Eléctrica.

En el presente trabajo se analizarán las subestaciones aisladas en gas (SF<sub>6</sub>) así como los componentes de la misma, las propiedades básicas del Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>), los parámetros que intervienen en su comportamiento y las pruebas de campo a dicha subestación antes de la puesta en servicio.

Por último, se hará un análisis del costo comparativo del mantenimiento entre una subestación del tipo convencional y las de tipo compacto aisladas en gas. También se mencionará el tipo de mantenimiento preventivo y correctivo que debe aplicárseles según el tipo de falla que presenten.



III

	Pag.
<b>C A P I T U L O I</b>	<b>LA SUBESTACION AISLADA EN GAS (SF6)</b>
I.1	Definición..... 01
I.2	Comparación dimensional..... 02
I.3	Comparación económica..... 04
I.4	Ventajas y desventajas..... 07
I.5	Componentes de una subestación en -- gas (SF6)..... 12
I.6	Aplicaciones..... 36
<b>C A P I T U L O II</b>	<b>EL HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6)..... 37</b>
II.1	Antecedentes..... 37
II.2	PROPIEDADES QUIMICAS..... 38
II.2.1	Obtención del SF6..... 39
II.2.2	Estructura atómica..... 40
II.2.3	Características químicas..... 42
II.3	PROPIEDADES FISICAS..... 43
II.3.1	Masa molecular..... 43
II.3.2	Ecuación de estado..... 44
II.3.3	Estados de agregación..... 45
II.3.4	Solubilidad..... 47
II.3.5	Densidad..... 48
II.3.6	Viscosidad..... 51
II.4	PROPIEDADES TERMODINAMICAS..... 53
II.4.1	Proceso de disociación..... 53
II.4.2	Conductividad térmica..... 54
II.4.3	Calor de sublimación..... 55
II.4.4	Calor de formación..... 55
II.4.5	Calor de fusión..... 55
II.4.6	Calor de vaporización..... 55
II.4.7	Calor específico..... 55
II.5	PROPIEDADES ELECTRICAS..... 60
II.5.1	Rigidez dieléctrica..... 62
II.5.2	Efecto corona..... 67
II.5.3	Productos de la descomposición del --

	gas (SF6).....	69
II.6	ESPECIFICACIONES.....	71
II.6.1	Almacenamiento y suministro.....	71
II.7	RIESGOS Y CUIDADOS EN EL MANEJO.....	72
II.8	APLICACIONES.....	75
<b>C A P I T U L O III MONTAJE DE SUBESTACIONES AISLADAS EN</b>		
	GAS (SF6).....	76
III.1	INGENIERIA PRELIMINAR.....	78
III.2	PROCESO DE MONTAJE.....	81
III.2.1	Comprobación de la obra de ingeniería civil.....	81
III.2.2	Orden de montaje.....	82
III.3	INSTRUCCIONES DE MONTAJE.....	83
III.3.1	Bultos.....	83
III.3.2	Celdas.....	84
III.3.2.1	Celda transformadora .....	84
III.3.2.2	Celda de medición.....	85
III.3.2.3	Celda de enlace.....	85
III.3.2.4	Celda cable.....	85
III.3.2.5	Ensamblés.....	88
III.4	MONTAJE DE CELDAS.....	90
III.4.1	Realización del nivel (Zo + 45).....	90
III.4.2	Manipulación de celdas.....	91
III.4.3	Colocación de la primera celda.....	92
III.4.4	Instrucciones generales de limpieza..	93
III.4.4.1	Limpieza general de la subestación..	93
III.4.4.2	Limpieza dieléctrica de los componentes del equipo.....	93
III.4.4.2a	Envoltentes.....	94
III.4.4.2b	Conos o discos.....	94
III.4.4.2c	Barras, contactos.....	94
III.4.4.3	Limpieza dieléctrica de componentes de ensamble.....	94
III.4.4.3a	Conos, envoltentes y esferas.....	95

III.4.4.3b	Para-efuvios, tapas y barras.....	95
III.4.4.4	Preparación del montaje .....	95
III.4.4.4a	Ranuras y alojamientos de juntas.....	95
III.4.4.4b	Juntas.....	95
III.4.4.4c	Otros.....	96
III.4.4.5	Herramientas manuales.....	96
III.4.4.5.1	Manipulación de celdas.....	96
III.4.4.5.2	Inserción de barras.....	96
III.4.4.5.2a	Herramientas de protección de barras.....	96
III.4.4.5.2b	Herramienta de centraje de barras.....	97
III.4.4.5.2c	Herramienta de inserción de barra a la extremidad de un aislador soporte.....	97
III.5	INTERCONEXION DE CELDAS.....	99
III.5.1	Consideración.....	99
III.5.2	Colocación de un juego de barras.....	99
III.5.3	Colocación de las otras celdas.....	101
III.5.4	Montaje de las barras de conexión.....	103
III.5.4.1	Montaje de una barra larga.....	103
III.5.4.1.1	Montaje de una barra larga en envolvente horizontal.....	103
III.5.4.1.2	Montaje de una barra larga en envolvente vertical.....	106
III.5.4.2	Montaje de una barra corta.....	106
III.5.4.2.1	Montaje de una barra corta en una envolvente horizontal.....	106
III.5.4.2.2	Montaje de una barra corta en una envolvente vertical.....	107
III.5.4.3	Montaje de una barra desmontable.....	108
III.6	ARMADO DE CELDAS.....	110
III.6.1	Conos aislantes.....	117
III.6.2	Montaje de juntas de estanqueidad.....	118
III.6.2a	Almacenaje.....	119
III.6.2b	Cuidados.....	120
III.6.2c	Instalación.....	120
III.6.3	Bridas y tapas.....	121
III.6.4	Montaje de resistencias en derivación.....	127

## VI

III.6.5	Los compartimientos estancos.....	128
III.6.5.1	División de compartimientos.....	128
<b>C A P I T U L O IV PROCESO DE VACIO Y LLENADO EN SUBESTACIO--</b>		
	NES AISLADAS EN GAS (SF6).....	133
IV.1	GENERALIDADES.....	133
IV.2	EL VACIO (DEFINICION).....	134
IV.3	BOMBAS DE VACIO.....	135
IV.3.1	Bombas de vacio de difusión.....	135
IV.3.2	Bombas de vacio rotativas (paletas).....	135
IV.3.3	Bombas de vacio rotativas (émbolo).....	137
IV.4	MEDICION DEL VACIO (UNIDADES Y EQUIPO).....	138
IV.5	COMPOSICION Y DESARROLLO DEL VACIO.....	146
IV.5.1	Humedad en el equipo.....	146
IV.5.2	Aire en el equipo.....	149
IV.5.3	PROCESO DE VACIO.....	150
IV.5.3.1	Realización.....	150
IV.6	PROCESO DE LLENADO.....	155
IV.6.1	Presión nominal.....	155
IV.6.1.1	Corrección de presión (P1) por altitud)...	156
IV.6.1.2	Corrección de presión (P2) por temperatura ambiente.....	158
IV.6.2	Precauciones.....	160
IV.6.3	Conexiones.....	161
IV.6.4	Procedimiento.....	162
<b>C A P I T U L O V PRUEBAS EN CAMPO A SUBESTACIONES AISLADAS</b>		
	EN GAS (SF6).....	164
V.1	PRUEBAS DE FUGAS DE GAS (SF6).....	167
V.1.1	Por medio de una solución jabonosa.....	167
V.1.2	Por medio de un nivel de agua.....	168
V.1.3	Por medio de un detector de fugas de halógeno.....	169
V.2	PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD.....	171
V.2.1	Por copa de ALNOR.....	172
V.2.2	Medidores electrónicos de humedad.....	177

## VII

V.2.2.1	Higrómetro con sonda de óxido de aluminio.	177
V.2.2.2	Higrómetro con sensor integrado al equipo.	181
V.3	PRUEBAS DE CALIDAD AL GAS (SF <sub>6</sub> .....	185
V.3.1	Contenido de aire, oxígeno y nitrógeno....	185
V.3.2	Pruebas de acidez.....	186
V.3.2.1	Medición de productos en descomposición -- del gas (SF <sub>6</sub> ).....	187
V.4	PRUEBAS A BOQUILLAS SF <sub>6</sub> -AIRE.....	192
V.4.1	Pruebas para determinar el factor de poten- cia a boquillas.....	195
V.4.1a	Método de espécimen de prueba aterrizado..	199
V.4.1b	Método de collar caliente.....	200
V.4.1c	Método de espécimen de prueba no aterriza- do. (UST).....	201
V.5	PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA A CONTACTOS - A PRESION O DESLISABLES.....	203
V.6	PRUEBAS DE TIEMPO DE APERTURA CIERRE Y SIN CRONISMO A INTERRUPTORES.....	205
V.6.1	Equipo de prueba.....	206
V.6.2	Principio de prueba.....	206
V.6.3	Determinación del tiempo de apertura.....	208
V.6.4	Determinación del tiempo de cierre.....	209
V.6.5	Determinación del tiempo cierre-apertura - en condiciones de disparo libre.....	210
V.6.6	Diagrama de conexiones.....	212
V.7	DETERMINACION DE LA RELACION Y ANGULO DE - EASE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.....	212
V.7.1	Método de divisor capacitivo.....	214
V.7.2	Determinación de la relación por métodos - de comparación.....	215
V.8	PRUEBA A TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	216
V.8.1	Verificación de la relación de transforma- ción.....	216
V.8.1.1	Procedimiento de prueba por el método de - tensión.....	216
V.8.1.2	Procedimiento de prueba por el método de - corriente.....	217

## VIII

V.8.1.3	Procedimiento de prueba por el método de transformador patrón (TTR).....	219
V.8.2	Polaridad de los transformadores de corriente.....	219
V.8.2.1	Golpe inductivo con corriente directa...	220
V.8.2.2	Comparación de un transformador de polaridad conocida.....	221
V.8.2.3	Comparación de voltajes en los devanados	222
V.9	PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.....	223
V.9.1	Condiciones para la realización de la prueba de potencial aplicado.....	225
V.9.1.1	Análisis de las condiciones del SF6 bajo diferentes distribuciones de campo eléctrico.....	226
V.9.1.2	Determinación de la capacidad de la fuente para efectuar la prueba de potencial aplicado.....	229
<b>C A P I T U L O VI MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS (SF6).....</b>		
VI.1	CLASIFICACION DEL MANTENIMIENTO.....	232
VI.1.1	Mantenimiento correctivo.....	233
VI.1.2	Mantenimiento preventivo.....	233
VI.2	ACCESOS PARA LA OPERACION Y EL MANTENIMIENTO.....	234
VI.3	PRECAUCION Y SEGURIDAD.....	235
VI.4	EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN GIS.....	235
VI.4.1	Mantenimiento de Rutina .....	236
VI.4.1.1	Humedad y presión.....	237
VI.4.1.2	Fugas de aceite ó aire.....	238
VI.4.1.3	Dispositivos de señalización.....	240
VI.4.2	MANTENIMIENTO PERIODICO (ANUALMENTE)....	241
VI.4.2.1	Lubricación de la junta de la varilla -- del gato hidráulico del interruptor.....	241
VI.4.2.2	Lubricación de las articulaciones entre los acoplamientos de las cuchillas sec--	

## IX

	ccionadoras y de tierra con sus aparatos de mando.....	242
VI.4.2.3	Verificación de cuchillas seccionadoras	243
VI.5	MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLANIFICADO...	243
VI.5.1	Conceptuado por un fabricante:.....	246
VI.5.1.1	Antecedente.....	246
VI.5.1.2	Esfuerzos pasivos y activos.....	246
VI.5.1.3	Programa de mantenimiento.....	247
VI.5.2	CONCEPTUADO POR UNA EMPRESA ELECTRICA - DE SERVICIO PUBLICO.....	249
VI.5.2.1	Referencias.....	249
VI.5.2.2	Concepción de mantenimiento.....	249
VI.5.2.3	Mantenimiento de equipo.....	250
VI.6	COSTOS COMPARATIVOS DE MANTENIMIENTO -- PREVENTIVO PLANIFICADO APLICADO A INTERRUPTORES DE GIS Y AIS.....	252
VI.7	MANTENIMIENTO CORRECTIVO A GIS.....	253
VI.7.1	F a l l a s .....	254
VI.7.2	PROBLEMAS MAYORES.....	255
VI.7.3	PROBLEMAS MENORES.....	257
	B i b l i o g r a f í a.....	263

## CAPITULO I

## LA SUBESTACION AISLADA EN GAS

## I.1 DEFINICION

Se denomina con éste nombre "Subestación aislada en gas" a aquella que posee partes energizadas o vivas contenidas en envolventes metálicas herméticas con una presión interior de algún gas aislante. Dichas subestaciones son similares en cuanto a --- equipo de potencia se refiere, a las de tipo convencional, pero difieren en que las partes o equipos que la forman están sometidos a una tensión dentro de envolventes metálicas herméticas que se forman con módulos adaptables y enchufables fácilmente entre sí.

Estos módulos metálicos herméticos tienen una presión interior de un gas aislante, en éste caso el Hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), el cual tiene la característica de reducir enormemente la distancia debido a su propiedad aislante en comparación a la del aire y así permitir diseñar éste tipo de subestaciones -- con dimensiones mucho muy reducidas a las que tienen las de tipo convencional.

El desarrollo tecnológico actual de éstas subestaciones se ha aumentado debido al crecimiento demográfico de las ciudades, pues se ha tenido que satisfacer mayor demanda de carga y -- por otro lado, ante las limitaciones de espacio tanto horizontal como vertical, éstas han sido muy oportunas para instalarse en -- zonas céntricas, donde el precio del terreno es muy elevado o en otros casos difícil de conseguir, como sería el caso de la instalación de subestaciones de tipo convencional las cuales se ali-mentan con cables subterráneos de potencia.



Todo lo anterior da como conclusión que la subestación a instalar sea encapsulada en gas, además de ser de un tamaño - "Compacto".

## I.2 COMPARACION DIMENSIONAL

Para llevar a cabo ésta comparación es necesario calcular la diferencia de dimensiones (superficie y volumen) ocupada por una Subestación aislada en gas (SF6) y una Subestación Convencional, y con ello obtener el porcentaje tanto en superficie como en volumen mayor en las del tipo convencional a -- las aisladas en gas (SF6).

En el primer caso, se analiza la comparación de superficies o áreas ocupadas (figura 1), encontrándose que la subestación del tipo convencional para igual tensión, capacidad y el mismo número de alimentadores (la sección de 23 KV blindada), ocupa un área 5.2 veces mayor que la subestación aislada en gas (SF6).

En el segundo caso, se analiza la comparación de volúmenes (figura 1), encontrándose que para una Subestación de --- 230/23 KV con 3 bancos de 60 MVA y arreglo de doble barra, el volumen de una subestación del tipo convencional es 6.3 veces mayor que una subestación aislada en gas (SF6).

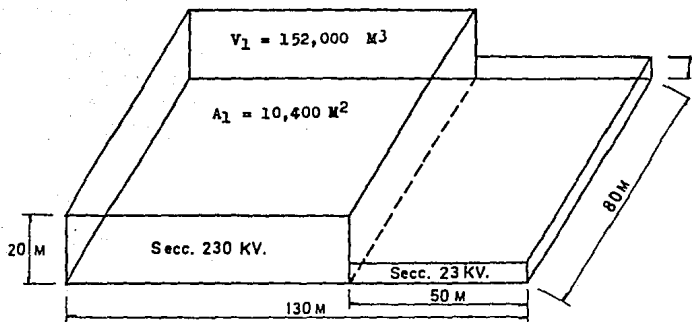


FIGURA 1. Subestación convencional 230/23 KV, 3 bancos 60 MVA con arreglo de doble barra en 230 KV y alimentadores de 23 KV (sección blindada) y se incluye la sala de tableros.

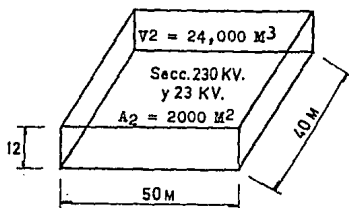


FIGURA 1. (continuación). Subestación en SF6 con iguales características a la del tipo convencional.

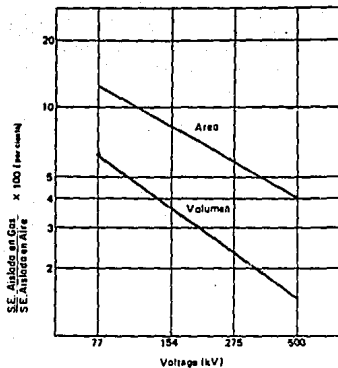
Una forma mas clara de expresar lo anterior es mediante la gráfica I, ésta permite comparar la reducción de área y volumen entre una subestación aislada en SF<sub>6</sub> y una de tipo convencional (aislada en aire), lo anterior en tanto por ciento (%) - para voltajes nominales desde 77KV hasta 500KV.

Aunado a lo anterior, un estudio realizado por un fabricante de éste tipo de subestaciones encapsuladas, muestra através de la gráfica 2, que la relación de superficies es mucho mayor cuando se emplea una acometida por línea aérea en la subestación del tipo convencional a una aislada en gas (SF<sub>6</sub>) con entrada por cable de potencia, esto en voltajes nominales desde - 72 KV hasta 525 KV.

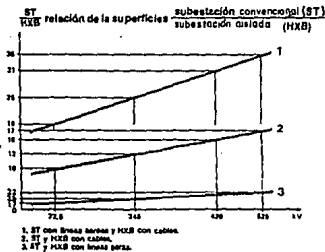
### 1.3 COMPARACION ECONOMICA.

Aunque el costo inicial del equipo, montaje y puesta en servicio de una subestación aislada en gas (SF<sub>6</sub>) es mucho más elevado que la del tipo convencional, su inversión se justifica y se amortiza sobre todo, en lugares donde hay espacios muy reducidos como sucede en ciudades pobladas donde los predios son de un precio sumamente elevado, y en lugares que requieren de subestaciones aisladas en gas (SF<sub>6</sub>) debido a un ambiente altamente contaminado, además que dada su maniobrabilidad y menor requerimiento de mantenimiento, hace que su operación sea mas económica y através del tiempo resulte más barata.

Para darnos una idea aproximada de la diferencia en costo entre estos dos tipos de subestaciones, se puede citar como ejemplo uno con las siguientes características:



Gráfica I. Comparación del espacio y - volumen entre Subestaciones encapsuladas en SF6 y convencionales en aire.



Gráfica 2. Relación de áreas para una subestación convencional y una aislada en gas (SF6) empleando distintos tipos de acometida.

- Dos entradas para cable de potencia de 230 KV
- Tres salidas para transformadores de 60 MVA, 230/23KV
- Un arreglo de doble barra, con su interruptor de amarrre de 230 KV.

Hay que hacer la aclaración de que se compara la parte - encapsulada de la subestación comprendida en la sala de SF6, -- exceptuándose los bancos trifásicos, interruptores y cuchillas de 23 KV, sala de tableros, y demás equipo utilizado en las subestaciones de tipo convencional. (Véase tabla 1).

T a b l a 1

PARTIDAS	SUBESTACION	
	SF6	CONVENCIONAL
C O S T O S		
Equipo de Potencia (gas incluido)	239%	100%
Materiales varios y electromecánicos	18%	100%
Estructuras y Cimentaciones	60%	100%
Trabajos de Ingeniería Civil	58%	100%
Trabajos de Ingeniería Electromecánica	72%	100%
T e r r e n o	5%	100%
T O T A L	92%	100%

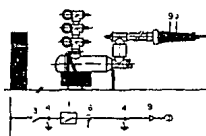
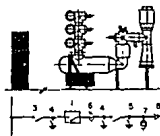
Como puede observarse en la Tabla I anterior, el costo - mayor recae en el Equipo de Potencia, sin embarco el costo del terreno es casi insignificante comparado con el de una subestación del tipo convencional.

## I.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

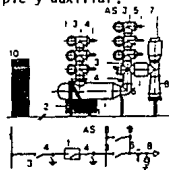
**SEGURIDAD.** Como en las partes energizadas o vivas están contenidas en módulos metálicos encapsulados conectados a la red de tierra, se excluye la posibilidad de que el personal operativo incurra incidentalmente en contacto con esas partes.

**MODULARIDAD.** Esta característica proporciona a éste tipo de subestaciones la facilidad de poder construir cualquier tipo de arreglo, así como combinar cada componente individual para un tipo de arreglo muy en particular (Ver figura I-2).

- Barra simple, arreglo de cable alimentador y de una bahía para transformador.



Arreglo de barra simple y auxiliar.



- Doble barra, arreglo de una bahía de cable y una para amarre.

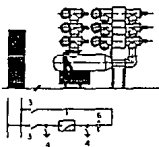
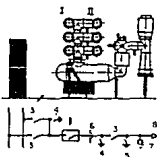


Figura I-2. Arreglos típicos empleando diversos módulos como: 1) interruptor 2) mec. de operación 3) seccionador 4) cuch. de puesta a tierra (lenta) 5) cuch. de puesta a tierra (rápida) 6) Tc 7) TP 8) conexión terminal cable 9) Boquilla SF6-aire 10) gabinete de control y barra S(I-II).

Algunos componentes (módulos) pueden variar de tamaño de acuerdo a su voltaje o capacidad nominal, como pueden ser transformadores de potencial, interruptores de potencia y conexiones terminales. En consecuencia, estos componentes modulares pueden ser divididos en los siguientes grupos, éstos se aprecian en la siguiente figura I-3.

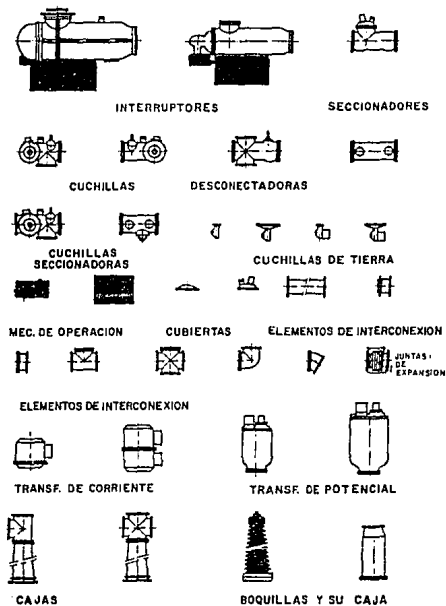


FIGURA I-3. Componentes (módulos) de varios tamaños para subestaciones aisladas en gas (SF6).

En general el sistema de módulos fué desarrollado para proporcionar al usuario la debida facilidad en su instalación - (El tiempo de instalación total es mucho menor al 50% del tiempo requerido para la instalación de una subestación del tipo --convencional).

EXTENSION Y CONVERSION.- Las operaciones de extensión y conversión pueden llevarse a cabo con una interrupción breve del servicio, pues cada módulo puede ser removido y reinstalado rápidamente. Una ilustración de éste caso se aprecia en la figura I-4, en donde se demantela rápidamente (unos cuantos pasos) un módulo de barra.

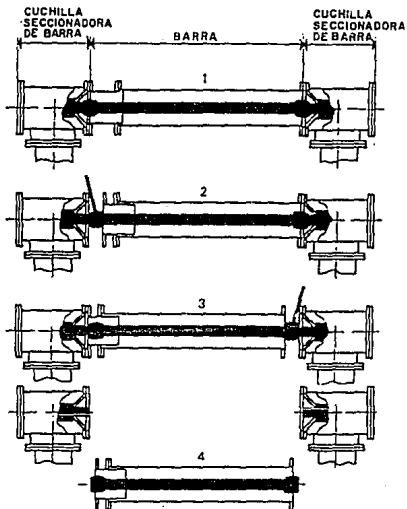


FIGURA I-4. Desmontaje de una envolvente con su barra.



Un caso de extensión se presenta, cuando se desea que un arreglo de barra simple sea ampliado fácilmente a un arreglo de doble barra, esto se consigue a causa de que los nuevos módulos a instalar ya vienen preajustados y probados de fábrica, (véase figura I-5).

En vista de lo anterior y debido a la versatilidad de este equipo, se pueden realizar otro tipo de conversiones tales - como: Ampliación de bahías ya existentes y de barras ya existentes, etc.

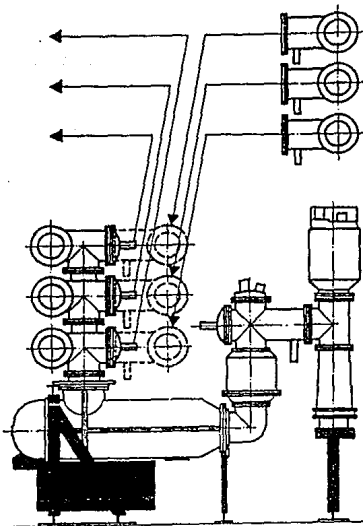


Figura I-5. Extensión de una barra simple a doble barra.

**COMPACTA:** En lo referente a la altura respecto a tierra, son relativamente bajas en comparación con las del tipo convencional, horizontalmente se reducen bastante pues están espaciadas por la envolvente metálica. Lo anterior las hace aptas para instalarse interiormente en "salas", exteriormente en "campo", en lugares subterráneos y hasta en plataformas marítimas, etc.

**BAJO MANTENIMIENTO:** Este solo se reduce el tipo de mecanismo de accionamiento del interruptor (neumático, hidráulico ó resorte), al cambio de contactos del interruptor muy espontáneamente, y al mecanismo de cuchillas.

Ahora mencionaremos sólo algunas desventajas de las subestaciones de Hexafluoruro de Azufre (SF6).

**ALTA INVERSION INICIAL.** La inversión en el Equipo de potencia es superior a las del tipo convencional, además hay que agregar el gasto en el Hexafluoruro de Azufre así como inversión en el equipo auxiliar para su manejo y tratamiento.

Es conveniente aclarar que las subestaciones encapsuladas y aisladas en SF6 se fabrican de forma monofásica y trifásica, pero vale la pena señalar que estas últimas se emplean a tensiones hasta de 145 KV y aunque esto no es un inconveniente si es una limitante para tensiones mas elevadas donde además de ahorrar un espacio muy grande tendrían la cualidad de tener un mantenimiento mas fácil pues se tendría un 5% menos de partes móviles además de una sola envolvente en lugar de tres lo que disminuiría la posibilidad de fugas de gas, véase figura I-6.

Respecto a las monofásicas no tienen limitación en cuanto a la tensión que manejan pues se construyen hasta tensiones de 800 KV, pero tienen el inconveniente que para tensiones menores de 85 KV no se construyen actualmente y resultarían muy costosas.

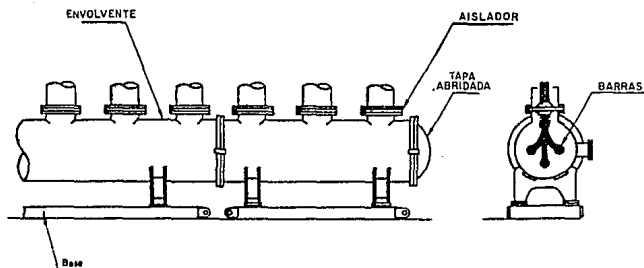


Figura I-6. Estructura de una envolvente trifásica.

#### 1.5 COMPONENTES DE UNA SUBESTACION EN GAS (SF<sub>6</sub>).

A continuación se muestra mediante la figura I-7, un diagrama unifilar con arreglo de doble barra, que consta de tres salidas a transformador de potencia, una celda de medición, una celda de enlace ó amarre y tres entradas por cable de potencia. Seguidamente se procederá a describir cada uno de los componentes comprendidos en la Sala de SF<sub>6</sub> en cuanto a su composición - acoplamiento y un breve principio de funcionamiento, esto con el fin de mostrar la gran versatilidad que se tiene con éstos - módulos para construir el tipo de arreglo que se necesite y en cualquier momento para modificarlo o ampliarlo en lo futuro.

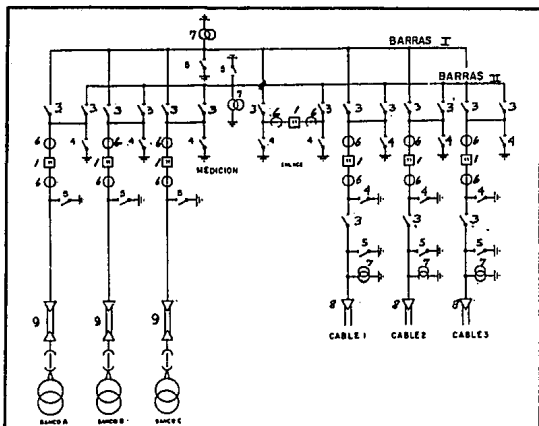


FIGURA I-7. Diagrama unifilar con arreglo de doble barra en el cual se muestran las celdas y los elementos que -- constituyen cada una: 1) Interruptor, 2) Mecanismo (no mostrado), 3) Cuchilla seccionadora, 4) Cuchilla de puesta a tierra (lenta), 5) Cuchilla de puesta a tierra (rápida), 6) TC, 7) TP, 8) Conexión terminal para cable, 9) Conexión terminal a transformador, Barras de potencial (I y II).

**INTERRUPTOR.** Este equipo puede tener mecanismos de accionamiento hidráulico, neumático ó de resorte accionado por motor eléctrico según diseño de fabricante. Su medio de extinción es el gas Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>). Las cámaras de extinción - están inmersas en éste gas (SF<sub>6</sub>) y son del tipo "Puffer" ó de -

presión simple, además están contenidas en una envolvente hermética. A causa de que el (SF<sub>6</sub>) es demasiado frío, contribuye a que los contactos del interruptor se desgasten menos que en los de otros tipos de aislantes. Actualmente se están usando los interruptores del tipo de presión simple o también llamados tipo "Puffer", por ser más económicos, de mecanismo más simple y por ende menos voluminoso, además de evitar la licuefacción del gas.

La función específica de estos interruptores es que a medida que sus contactos se van separando y se produce el arco, el gas es comprimido y soplado a lo largo de éste, lo cual estabilizará a dicho arco en el centro de la cámara aislante y lo extinguirá, véase figura I-8. Existen también varios tipos de boquillas metálicas para el soplado del gas.

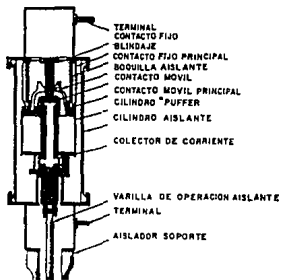


FIGURA I-8. Cámara de interrupción tipo Puffer.

Aun cuando los interruptores de una sola presión son mucho mas simples que los de otros tipos en SF<sub>6</sub>, su diseño mecánico debe tener la debida confiabilidad mecánica para su operación segura.

La característica principal en éste tipo de interruptor radica en la forma de comprimir el gas al momento de enfriar el arco, pues se tiene acoplado mecánicamente al contacto un pistón que es el que le da la presión de soplado al gas para su extinción, véase figura I-8.

Por otra parte, el mecanismo de resorte operado por motor eléctrico es el mas sencillo (ver figura I-9) y su principal ventaja radica en siempre contar con energía almacenada para el disparo; el interruptor con mecanismo neumático (ver figura I-10) debe contar con una estación compresora por separado - mientras que el de mecanismo hidráulico (ver figura I-11) como el mismo neumático debe tener un debido control de fugas para su óptima operación.

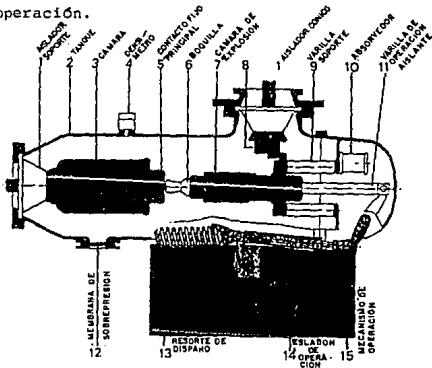


FIGURA I-9. Vista transversal de un mecanismo de operación "por resorte" de interruptor.

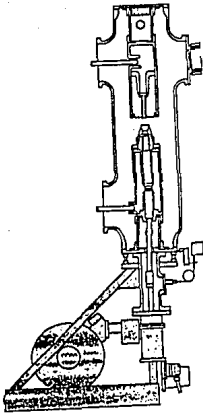


FIGURA I-10 Vista seccional del polo del interruptor y su mecanismo neumático.

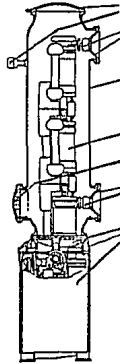


FIGURA I-11 Vista seccional del polo interruptor y de su mecanismo hidráulico.

**CUCHILLA.** La cuchilla seccionadora tripolar es la mas ampliamente utilizada, su aislante es el gas SF<sub>6</sub> entre tierra y sus contactos, se constituye por tres fases contenidas en una envolvente metálica al potencial de tierra. Sin embargo, se emplean cuchillas seccionadoras tripolares para tensiones nominales hasta de 115 KV, quedando los monoplares para tensiones nominales de 230 KV y mayores. En ambos casos el mecanismo de accionamiento es por motor eléctrico, dicho mecanismo está dentro de una envolvente metálica (3) inmerso en una atmósfera de SF<sub>6</sub>, estas tienen forma de cápsula, generalmente en prolongación a la barra colectora. En la parte superior tienen una válvula de seguridad (1) para sobrepresión de SF<sub>6</sub>, junta a la cual está un densímetro (7) para controlar la presión de gas compensada por temperatura en la envolvente del equipo, véase figura I-12.

Debido a que el accionamiento es por medio de un motor eléctrico, éste mueve un mecanismo móvil con contacto concéntrico (9) el cual alojara a un contacto fijo del tipo tulipán (6), lo anterior se realiza en las tres fases de la cuchilla seccionadora através de un mando remoto operado desde la sala de tableros o de un mando local operado desde su gabinete propio, además puede operarse manualmente por medio de una palanca. Este mecanismo también controla un conjunto de contactos auxiliares del tipo "a" ó "b" para señalización y bloqueo.

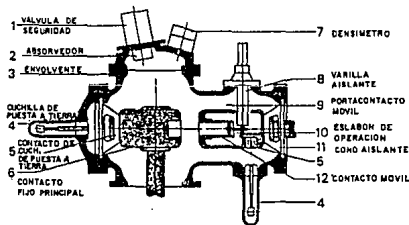


FIGURA I-12. Sección transversal de una cuchilla seccionadora monopolar.



Los contactos auxiliares para señalización son utilizados para indicar la apertura o cierre de la cuchilla seccionada en tablero, además se puede realizar la función de bloqueo eléctrico pues se impide la operación del seccionador bajo condiciones de carga ó también prevenir que sus cuchillas de puesta a tierra sean cerradas con barras energizadas.

La gran mayoría de los fabricantes incluyen una mirilla telescópica en alguna parte del seccionador para observar desde fuera la operación del mecanismo en su posición cerrada o abierta, lo anterior también se señala por un color rojo o verde respectivamente.

El recinto de la cuchilla seccionadora puede estar aislado o comunicado con los de las otras fases dependiendo si hay uno o varios indicadores de presión del gas SF<sub>6</sub>. Dicha cuchilla es equipada con cuchillas de puesta a tierra por razones de seguridad al realizar trabajos de mantenimiento, además que, por la misma seguridad, la posición del seccionador debe ser indicada sólo hasta que sus contactos han llegado a la posición final "cerrado" ó "abierto".

**CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA.** Este equipo se fabrica con dos tipos de mecanismo para su operación: el de cierre rápido (motorizado ó neumático ó hidráulico) obsérvese figura I-13 ó el de cierre lento (motorizado ó manual). La cuchilla consta de tres polos separados mediante reductores y cada uno conectado a un órgano de maniobra mecánico (5) (6) (8) (9).

Generalmente la envoltura (4) está constituida por un carter de aluminio a prueba de presión y empalmado al elemento contiguo (compartimiento) através de una brida (12), dicho carter tiene unas orejas o anillos de contacto múltiple (3) las --

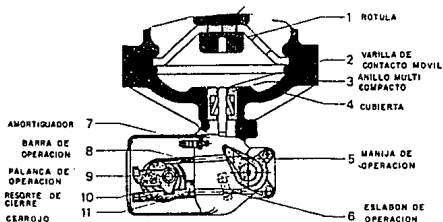


FIGURA I-13. Sección transversal de una cuchilla de puesta a tierra de cierre rápido.

cuales permiten la puesta a tierra de la envolvente a través de una conexión atornillada y que también sirve para realizar pruebas de continuidad. En alguna posición conveniente del carter se instala el indicador de posición mediante una varilla de color verde o roja para indicar la posición de abierto ó cerrado respectivamente.

El mecanismo de la cuchilla está constituido por un contacto fijo (hembra) (1) montado sobre el polo del seccionador y que se encarga de recibir la varilla del contacto móvil (2), éste accionado por una palanca de operación (9) y su respectivo eslabonamiento (6).

El equipo fué ideado para este tipo de subestaciones ya que el personal de mantenimiento debe tener la seguridad debida al realizar sus trabajos; en éste caso se aplican cuchillas de puesta a tierra con mecanismo de cierre lento y concatenadas -- con el seccionador respectivo según la parte de la subestación que va a estar en proceso de reparación.

Otro caso de aplicación es cuando se instalan cuchillas de puesta a tierra con mecanismo de cierre rápido, éstas soportan aún el cierre sobre línea energizada sin sufrir deterioro, pues actúan como elemento de protección muy rápidamente. En éste último caso, se instalan a las entradas de líneas, cables de potencia pues al realizar una maniobra en éste extremo no se llega a tener la seguridad de que en el otro extremo su interruptor esté abierto a no.

**TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.** Estos equipos se pueden instalar en cualquier punto de la subestación, tienen forma toroidal y son del tipo de barra pasante donde el SF6 actúa como aislamiento principal entre devanados, véase figura I-14. El devanado primario (1) lo forma la barra conductora y los secundarios (2), están sobre núcleos con forma anular que cierran el circuito magnético. Tanto el propio núcleo como su devanado secundario se alojan sobre la envolvente metálica (3) y ésta se conecta al potencial de tierra para tener una homogénea distribución del campo magnético en relación a la parte conductora de la barra.

Al igual que los usados en las subestaciones del tipo convencional, éstos transformadores se construyen para varias relaciones y clases de precisión en una misma unidad, pero se ven limitados en éstas últimas características ya que para precisiones demasiado exactas crece bastante el volumen del núcleo.

Los transformadores de corriente para subestaciones en gas, se instalan, para el caso de bahías de cable de potencia en la entrada y salida del interruptor correspondiente; en el caso de líneas que alimenten a la subestación y lleguen a boquillas SF6-Aire, se instalan alrededor de dicha boquilla en la parte mas inferior.

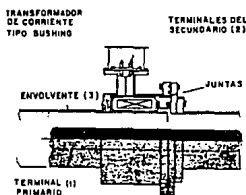


FIGURA I-14. Transformador de corriente para SF6.

**TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.** Este tipo de equipo para subestación en gas, está constituido por una envoltente metálica (4) que tiene la función de someter el gas a una cierta presión de servicio, ésta dependiendo del fabricante que lo diseñó está constituido por un devanado primario (9), un núcleo magnético (7) y varios devanados secundarios (8). La envoltente metálica está al potencial de tierra y al SF6 se le considera como su aislamiento principal.

En la parte superior de la envoltente se encuentra una válvula de seguridad (1) contra sobrepresión, además se tiene una válvula de servicio para el llenado y vaciado de SF6, y también se encuentra una caja de bornes de conexión (2) junto a la cual se tiene un densímetro (3) para controlar la rigidez dieléctrica del SF6 bajo presión. En la parte inferior, se encuentra una brida la cual contiene un cono aislante o aislador que sostiene un contacto de rótula y así conectarlo a la barra conductora, véase figura I-15.

Estos transformadores se construyen en dos tipos: el inductivo, que se utiliza para tensiones de 230 KV o mayores y el capacitivo, que aunque más económico y menos voluminoso, se utiliza hasta tensiones de 130 KV, destinándose su uso para funciones de comunicación. Como en el caso de los que se usan en subestaciones del tipo convencional, los TP'S se construyen para todas las relaciones y precisiones normalizadas, aunque los valores mas utilizados son en precisiones de hasta 0.3% y para cargas de hasta 400 VA, llegando a tener hasta dos secundarios.

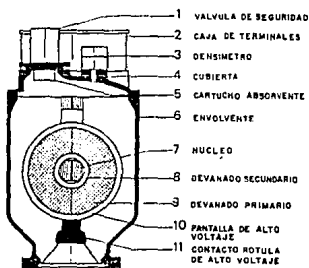


FIGURA I-15. Transformador de potencial.  
(vista seccional).

El transformador se recibe de fábrica en una atmósfera de nitrógeno para evitar se introduzca humedad de los cambiantes ambientes que pasa durante su traslado, los TP'S se pueden colocar generalmente en los extremos de la barra ó en las entradas a la bahía de cable de potencia, en ambos casos cumplen la función de protección y medición.

**APARTARAYOS.** Los apartarayos para subestaciones blindadas se fabrican de óxido de zinc, están completamente blindados, su

medio aislante es el propio SF6 y presentan la ventaja de estar libres de la influencia de factores externos (atmosféricos, contaminación, riesgos mecánicos), pueden ubicarse con mayor flexibilidad en cualquier punto de la subestación (cerca del transformador, interruptor u otro equipo).

En la siguiente figura I-16, se muestra la constitución de un apartarayos de óxido de zinc para subestación blindada en SF6 se pueden observar sus componentes y principalmente que los GAP'S seriados (usados en apartarayos para subestaciones convencionales) han sido sustituidos por elementos "Z" de óxido de zinc (elemento sintetizado de óxido).

Como se puede observar en la figura anterior, su construcción es simple, pues se han eliminado los GAP'S seriados y el aislamiento principal se ha sustituido por el gas SF6. Otra característica es que el voltaje de descarga cambia según la presión del gas y casi es eliminada por no tener dichos GAP'S ya que son sustituidos por los elementos "Z".

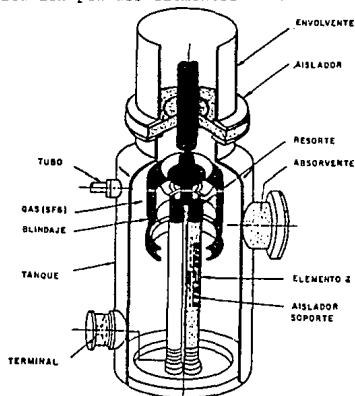


FIGURA I-16. Apartarrayos para SF6.

Las subestaciones en gas presentan la característica de tener niveles de aislamiento mas reducidos que los que presentan subestaciones del tipo convencional con iguales características, esto debe de tenerse en cuenta al aplicar los apartarayos en SF<sub>6</sub> para protección por sobretensiones y ante el riesgo que tienen estas subestaciones por la caída de rayos atmosféricos y su respectiva fuga masiva de gas. El mejor punto para la colocación sería las barras pero resultan muy costosos y una alternativa es colocarlos a la entrada de las líneas y otro en los transformadores de potencia como protección complementaria.

Nota: Puede también y es una práctica muy común, utilizar apartarayos del tipo convencional en este tipo de subestaciones pues resultan más económicos (siete a diez veces) y además cuentan con una tecnología ampliamente desarrollada y reconocida.

**BARRAS COLECTORAS.** Estos conductores están fabricados generalmente de aluminio, su diámetro oscila entre los 14 y 20 cms. según la capacidad de corriente que manejen, es completamente hueca y se ensambla tramo con tramo através de una mazorca de contactos (dedos) del tipo tulipán que recibe y aprisiona a otro tramo de barra terminado en saliente donde se realiza el debido contacto (resistencia). Dicha barra es sostenida concéntricamente dentro de la envolvente por medio de aisladores que tienen forma de disco ó de cono, espaciados igualmente a una determinada distancia según diseño del fabricante, véase figura I-17.

Entre la envolvente metálica y la barra conductora se encuentra el gas SF<sub>6</sub> a una presión que oscila entre los 3 y 7 bares dependiendo de la tensión nominal y el diámetro de dicha envolvente. Para el caso de barras conductoras el fenómeno de dilatación y contracción térmica, se compensa através del área de contacto de esta unión. Además, la barra colectora debe tener la

resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos electrodinámicos resultantes de una posible corriente en corto circuito.

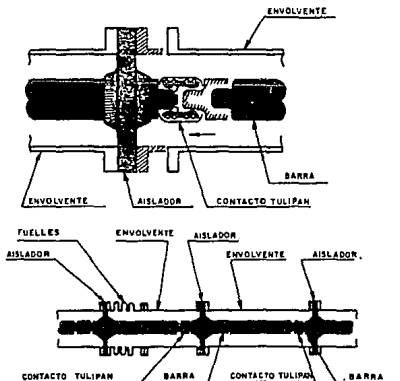


FIGURA I-17. Ensamblado de un tramo de barra monofásico.

Las barras colectoras se diseñan de tal forma que faciliten su ampliación en cualquier dirección, pero en sus extremos - (remates), se recomienda instalar cuchillas de puesta a tierra y transformadores de potencial.

**ENVOLVENTES.** Como ya se había mencionado anteriormente, - éstas envoltorios son metálicas, tienen forma tubular en el caso de unión entre componentes ó en forma de cápsula para cada componente en particular. Pueden ser trifásicas (véase figura I-6) en las que generalmente se fabrican de acero o aluminio aunque las



envolventes monofásicas sólo se fabrican de aluminio (véase figura I-18).

Cada envolvente tiene determinado largo y diámetro según considere el fabricante en su diseño, su espesor va en función de la presión nominal de gas a la cual sea llenada. Se unen al compartimiento contiguo a través de bridas aseguradas por birlos atornillados y entre las cuales se colocan los conos o discos aislantes (véase figura I-18), que a la vez proporcionan su debida estanqueidad al compartimiento formado por medio de doble arosello para evitar fugas de gas y su consecuente penetración de humedad, véase figura I-19.

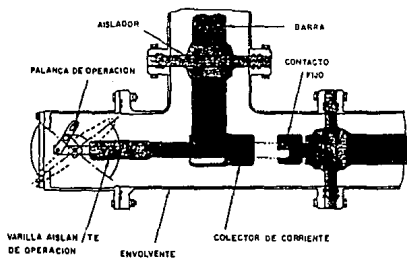


FIGURA I-18. Envolvente monofásica de aluminio.

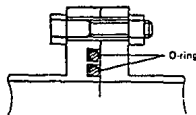


FIGURA I-19. Estanqueidad de una brida por Dobleoring.

Una ventaja del aluminio es su ligereza mucho menor que la del acero, esto hace que el peso de la subestación sea fácilmente manejable con grúas viajeras de baja capacidad además de que no se necesite una cimentación muy reforzada para la obra civil. Además este material no es afectado por la contaminación ambiental y por la descomposición del SF<sub>6</sub> ante el arco eléctrico.

El fundido único de cada compartimiento hace que el campo magnético sea distribuido uniformemente al igual que el campo eléctrico a lo largo de éste radial y concéntricamente. El acero tiene la ventaja de ser más resistente mecánicamente y -- también a su perforación ante un arco eléctrico de tal manera -- que se necesitaría un espesor de 4 veces más para el caso del aluminio.

Para compensar las dilataciones térmicas y las tolerancias del montaje, las subestaciones en gas cuentan con tramos pequeños de envolvente del tipo fuelle, éstos se instalan intermediamente a lo largo de las envolventes y evitan así una posible fuga de gas, véase figura I-20.

**AISLADORES.** Como se ha mencionado ya, estos pueden tener generalmente dos formas: de disco y cónicos (véase figura I-21).

Los primeros fueron usados inicialmente por algunos fabricantes de equipo en SF<sub>6</sub> los cuales están fabricados en resina ciclo-alifática (sintética), son muy pesados y tienen un acabado brillante que recubre al color rojo matizado, otro color -- usado es el crema.

El diámetro exterior es de unos 30 cms. terminado en can

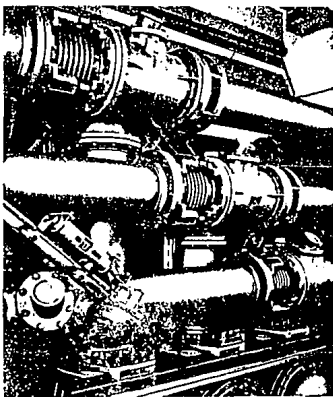


FIGURA 1-20. Fuelles expansores para envolventes metálicas.

to de unos 2 cms . de espesor, dicho canto tiene hendiduras (tres) igualmente espaciadas donde embonan láminas encombadas en sentido contrario a la hendidura para asegurar contra la envolvente - el discó.. El diámetro interior es de unos 12 a 14 cms donde va insertada la barra conductora, tiene un anillo metálico que lo recubre para que la barra entre a presión.. Los discos aislantes van colocados en los extremos de los compartimientos donde se -- aseguran contra dicha envolvente para su fijación, algunos de es- tos discos tienen la función de barrera para separar el gas en- tre compartimientos lo que hace que no todo el gas pueda contami- narse en un momento determinado .



FIGURA I-21. Aisladores soporte cónico y de disco para equipo en SF6.

Los discos de forma cónica son usados actualmente por fabricantes de equipo, estos tienen en sus extremos un anillo de - sujeción a la brida de los compartimientos contiguos (el anillo del mismo material y cuerpo del disco), así quedan asegurados a la envolvente por medio de birlos que atornillan de un lado a -- otro de la brida de cada envolvente. Estos discos pueden tener - un dispositivo de comunicación para entrada y salida del gas, -- pueden también funcionar como aislador barrera si se quiere . En el extremo bridado del cono, se tienen dos arosellos u orings -- que dan estanqueidad al gas en dicho compartimiento, el arosello interior tiene la función de no permitir fuga alguna de gas, pe-

ro cuando esta ocurre, el arosello externo la detiene y ésta se canaliza por un conducto que sale a la atmósfera para ahí detectar dicha fuga, obsérvese figura I-19.

Los discos en forma cónica tienen aproximadamente un diámetro exterior de unos 27 cms y el diámetro interior es similar al de la barra, o sea unos 13 cms. donde queda sostenida a presión. El material usado para la fabricación del disco es silicón.

La función principal de los discos aislantes, además de las ya comentadas tales como el sostenimiento interno de la barra, separación de compartimientos y aislado, es la de soportar los esfuerzos electromecánicos originados por cortos circuitos.

**CONEXIONES TERMINALES** .Las entradas y salidas a las subestaciones aisladas en gas SF6 se realizan por medio de éste tipo de conexiones terminales (externas) y pueden ser hacia los transformadores de potencia, de líneas aéreas ó de cables de potencia, lo anterior depende de muchos factores según cada proyecto en particular pues habrá que analizar sus ventajas y desventajas con el fin de realizar la conexión más adecuada .

Se tienen tres tipos de conexión terminal que acoplan a su módulo en SF6 y son los siguientes:

a) **CABLE DESNUDO**.- En éste tipo de conexión se emplea un módulo de acoplamiento en SF6 y una boquilla de alta tensión - aislada en aire, lo que se conoce como conexión terminal SF6-AIRE, véase figura I-22. Aquí la interconexión se realiza con boquillas de porcelana con sus respectivas separaciones entre fases para cada boquilla. En la misma figura puede verse la conexión terminal SF6-Cable aislado sólidamente tipo exterior.



FIGURA I-22. Conexión externa SF6-AIRE y SF6-CABLE con protección por sobretensión por apartarrayos convencionales.

**b) CABLE DE POTENCIA AISLADO SOLIDAMENTE O EN ACEITE.**

Otra alternativa es este tipo de conexión terminal del cable a un módulo aislado y blindado en SF6 llamado caja de conexión y de aquí hacia la bahía del cable a través de una cuchilla seccionadora de salida. Este tipo de conexión da la alternativa de conectar otros cables en paralelo o que su entrada sea horizontal o vertical.

Una conexión que se aplica con este cable de potencia, es la usada al conectar una bahía de la propia subestación aislada en gas (SF6) a un cable de potencia, esta se conoce como conexión SF6-CABLE y puede ser aislado sólidamente como se observa en la figura I-23 (a y b).

Otro tipo de empleo de esta conexión es la acometida de un cable de potencia aislado en aceite, generalmente usado para alimentar una subestación aislada en gas SF6 o una del tipo convencional. La caja del cable empalma a un compartimiento en gas (SF6) y la entrada del cable aislado en aceite. Por tal motivo

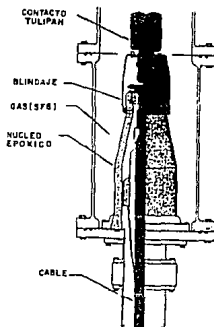
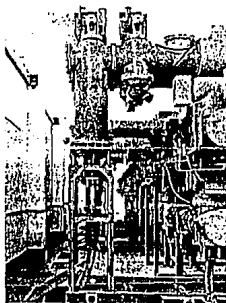
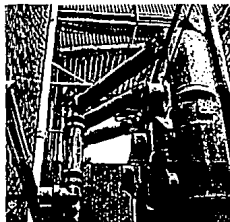


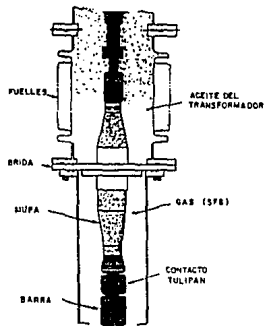
FIGURA I-23. En (a) se observa la conexión terminal SF6-CABLE aislado sólidamente en una instalación tipo interior y en (b) el esquema físico del empalme de ambas conexiones.

también se le conoce como conexión terminal SF6-CABLE. Este tipo de conexión ya no es usado en países desarrollados, pero en México sigue teniendo uso.

c) BARRA EN SF6-ACEITE. Esta conexión es utilizada para conectar directamente la salida de una bahía de la subestación aislada en gas (SF6) a las boquillas del transformador de potencia, véase figura I-24 (a y b). En toda la extensión de este acoplamiento es importante que se tenga la debida amortiguación de vibraciones y dilataciones térmicas para evitar que se creen puntas posibles de fugas de gas (SF6) y la consecuente penetración de humedad, lo anterior se logra mediante juntas de expansión (fuelles), elementos de acoplamiento (codos) y herrajes para sus nivelación y apoyo.



(a)



(b)

FIGURA I-24. En (a) puede observarse los elementos de acoplamiento y herrajes para la conexión terminal SF6 aceite y en (b) el esquema físico del empalme.

NOTA; Se hace la aclaración de que todos los elementos de conexión terminal, boquillas aéreas, cable de potencia de aislamiento sólido y en aceite así como las boquillas del transformador de potencia son diseñados generalmente por fabricantes ajenos a los de la subestación aislada en gas SF6, por lo que deberá tenerse muy en cuenta cada criterio de diseño para la adecuación de éstas conexiones terminales a las de la subestación aislada en gas (SF6).

GABINETE DE CONTROL. Este tablero debe colocarse enfrente de su bahía o celda correspondiente para poder recibir y transmitir todas las señales eléctricas para el control y protección de los equipos de mando, maniobra y señalización, véase figura I-25.

Este tablero debe contar también con el desempeño de las siguientes funciones:



- a) Representación mímica de la bahía o celda.
- b) Switch para el control local y remoto de los equipos de mando y maniobra.
- c) Control y protección de los circuitos de alimentación de auxiliares.
- d) Señalización y alarmas.
- e) Centralización del cableado de la bahía o celda.
- f) Enlace con el tablero (control, protección y medición) de la subestación.

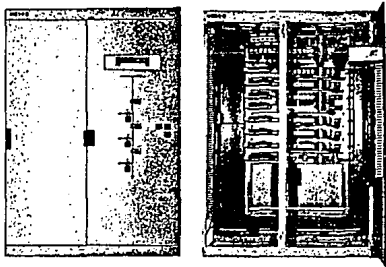


FIGURA I-25. Gabinete de control local.

NOTA: Las conexiones entre el gabinete de control y las bahías deben ser sólo del tipo eléctrico y no deben aceptarse otro tipo de conexiones tales como de aire, gas, aceite, etc., - (Véase figura I-25).

EQUIPO AUXILIAR. Anexo al equipo de la subestación aislada en gas (SF<sub>6</sub>) es necesario incluir un equipo auxiliar utilizado tanto en su instalación como para su mantenimiento en opera-

ción normal como cuando se llegue a presentar una falla ó se --  
tenga que desmantelar alguna unidad por causa de la misma.

Empezaremos por mencionar el utilizado en su instalación  
y que a continuación enlistamos:

ORUGAS.- Estas se utilizan para mover dentro del área de  
instalación los bultos o bahías compactas y poderlas posicionar  
en uno u otro eje de piso (y - z).

GATOS HIDRAULICOS.- Este equipo se utiliza para nivelar  
los bultos o bahías que vienen en sus bastidores en el sitio de  
anclaje (eje x) y así posicionarlos a un nivel.

ASPIRADORAS - Muy necesarias para cumplir y llevar a ca-  
bo las estrictas condiciones de limpieza tanto en la instala---  
ción como durante el rearmado de alguna sección por alguna fa--  
lla ocurrida principalmente en según tramo de envolvente.

GRUA VIAJERA.- Este equipo de carga es instalada en sub-  
estaciones del tipo interior y es usado para mover partes de pe  
so relativamente ligeras comparadas con las instaladas en subes-  
taciones del tipo convencional.

NOTA: Cada fabricante de subestación aislada en gas (SF6)  
tiene disponible y utiliza herramienta y equipo especializado -  
para el montaje e instalación de todos los componentes.

Otro equipo que se necesita mencionar es el utilizado pa  
ra la detección, manejo y tratamiento del gas (SF6), éste puede  
utilizarse en los procesos de vacío y llenado tanto en instala-  
ción como en mantenimiento, además de poder comprobar la herme-  
ticidad de los ensambles y en otros casos la degradación del --

mismo, éste equipo es:

- 1) Máquina de tratamiento de gas (varias versiones).
- 2) Higrómetro
- 3) Detector de fugas de gas
- 4) Medidor de la concentración de productos en descomposición del gas (SF6)

#### A P L I C A C I O N E S .

Las subestaciones blindadas y aisladas en SF6 se aplican en sistemas con tensiones nominales de 85 KV hasta 400 KV y a frecuencia nominal de 60 HZ, para servicio interior y exterior (intemperie), además en casos especiales como los siguientes:

- a) Zonas urbanas y con poca disponibilidad de espacio.
- b) Zonas con alto costo del terreno.
- c) Zonas de alta contaminación y ambiente corrosivo.
- d) Zonas con restricciones ecológicas.
- e) Instalaciones subterráneas.
- f) Otras aplicaciones que lo justifiquen.

## CAPITULO II

## EL GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6).

## II.1 ANTECEDENTES.

El constante incremento de la demanda de energía eléctrica en los centros de consumo, ha traído consigo que los sistemas eléctricos de potencia sean mayores en cuanto a capacidad de transmisión y distribución en el parámetro potencia, dado que es más económico transmitir la energía a mayores tensiones y menores corrientes. Para lograr que la potencia sea manejada correctamente, es entonces indispensable que los aislantes y dieléctricos utilizados, cumplan satisfactoriamente las exigencias impuestas por los niveles de tensión. Como consecuencia de lo anterior, surge la necesidad y el reto de buscar constantemente mejores aislantes y dieléctricos que los ya utilizados; resultado de esta búsqueda ha sido la utilización del Nitrógeno y resinas epóxicas, que han sustituido al aire y a las porcelanas respectivamente.

En la actualidad, un nuevo dieléctrico con excelentes características físicas, químicas, eléctricas y termodinámicas, ha ingresado al grupo de los mismos, dicho dieléctrico es el Hexafluoruro de Azufre, cuya nomenclatura química es SF6.

El Hexafluoruro de Azufre es un compuesto químico creado por el hombre, ya que no se encuentra libre en la naturaleza. Fue obtenido por primera vez en el año de 1904, por los químicos franceses H. Moissau y P. Lebeau de la Universidad de París, aunque su aplicación en equipos eléctricos comenzó hasta 1950 en Estados Unidos y en 1953 en Europa.

En el desarrollo de este capítulo, se presenta el análisis de las propiedades del SF<sub>6</sub>, fundamentándose éstas en el estado de agregación de la materia bajo el cual se encuentra. El SF<sub>6</sub> se presenta en estado sólido, líquido o gaseoso, dependiendo de los parámetros de presión y temperatura a los cuales está sometido, según se indica en la siguiente figura II-1.

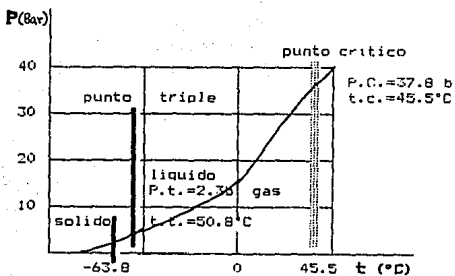


FIGURA II-1. Estados de agregación de la materia en función de la presión y la temperatura.

En cada uno de los estados de agregación, el SF<sub>6</sub> presenta diferentes propiedades físicas, químicas y eléctricas; siendo las más favorables para su aplicación como dieléctrico y medio de extinción del arco eléctrico cuando se encuentra en estado gaseoso, por lo que la descripción que a continuación se explicará, se basa en el comportamiento del SF<sub>6</sub> como gas.

## II.2 PROPIEDADES QUÍMICAS.

En base a la química, se expone el método de obtención ---

del compuesto artificial Hexafluoruro de Azufre. ¿Cuáles son -- las propiedades que lo caracterizan? el porqué de tales propiedades y su comportamiento con algunos compuestos metálicos y no metálicos.

#### II.2.1 OBTENCION DEL SF6.

El SF6 es un compuesto que resulta de la reacción química entre los elementos Fluor (F) y Azufre (S).

Las principales características químicas de cada uno de estos elementos son los siguientes:

**AZUFRE (S).** Elemento químico con número atómico 16, esto significa que sus átomos tienen 16 protones en su núcleo y 16 electrones en órbita alrededor de éste último, en consecuencia ocupa el lugar 16 en el sistema periódico, en el grupo VI. Su masa atómica, la cual se refiere a la relación de la masa de un átomo de Azufre respecto a la doceava parte de la masa del isótopo del Carbono 12 (C12), tiene un valor de 32.064; éste valor es adimensional, dado que es una relación entre dos masas. La masa del isótopo del Carbono se toma convencionalmente como patrón desde 1961. La valencias que presenta en los compuestos -- más estables que forma, son 2 (-) y 6 (+). Ver figura II-2.

**FLUOR (F).** Elemento químico con número atómico 9, es decir, con nueve electrones girando alrededor de su núcleo y localizado en el grupo VII del sistema periódico, en la novena posición. Su masa atómica tiene valor de 18.998 y las valencias que presenta con mayor frecuencia son 1 (-) y 7 (+). Ver figura II-3

El fluor es el elemento más electronegativo que se conoce pues debido a esta propiedad atrae mayor cantidad de electro

nes.

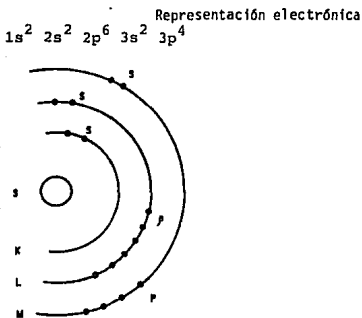


FIGURA II-2. Estructura electrónica del Azufre.

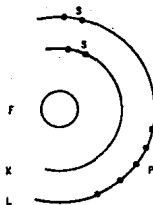
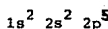


FIGURA II-3 Estructura electrónica del Fluor.

El SF<sub>6</sub> en estado gaseoso se obtiene al arder en forma es pontánea el azufre con el fluor. La ecuación química que presen ta la obtención del SF<sub>6</sub> es la siguiente:



Siendo ésta una ecuación exotérmica, esto es que al ocu rrir la reacción se presenta liberación de energía térmica.

### II.2.2 ESTRUCTURA ATOMICA.

La estructura atómica de un compuesto determina las pro piedades física y químicas que manifiesta el mismo.

La molécula del compuesto SF<sub>6</sub> tiene una estructura atómica octaédrica, en la cual, el átomo de azufre, está rodeado por seis átomos de flúor, dispuestos en forma equidistante a él, a una distancia que varía entre 1.57 y 1.58 Å (1Å = 1 x 10<sup>-10</sup>) tal como se observa en la figura II-4.

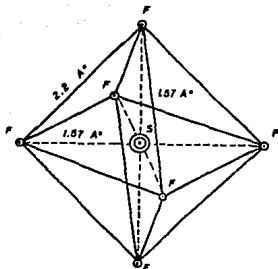


FIGURA II-4. Representación espacial de la molécula de gas SF<sub>6</sub>.

La disposición en el espacio de los átomos de flúor con respecto al átomo de azufre, provoca que la molécula de SF<sub>6</sub> sea estable hasta el límite de temperatura muy elevada, del orden de 500°C.

La molécula del SF<sub>6</sub> presenta simetría en su estructura octaédrica que la hace semejante a la estructura molecular de los gases nobles.

Una propiedad más se atribuye a la estructura octaédrica que presenta la molécula de este gas, es de que existe un equilibrio eléctrico en la carga de la molécula y le da a ésta, un carácter de compuesto NO POLAR.



### II.2.3 CARACTERISTICAS QUIMICAS .

El SF<sub>6</sub> es normalmente un compuesto muy estable o inerte, por lo que se requieren condiciones muy severas para modificar su estructura molecular. En cuanto a su molécula, tiene seis -- átomos de fluor, ligados en forma octaédrica a un átomo de azufre. Los enlaces entre átomos azufre y fluor del SF<sub>6</sub>, son aproximadamente de 0.2 Å; más cortas de lo que corresponde a una ligadura simple azufre - fluor.

En contraste con la gran capacidad de reaccionar con otros compuestos (reactividad) que posee el SF<sub>4</sub>, el SF<sub>6</sub> es escasamente reactivo, en especial ante el proceso de hidrólisis, en el cual, se descompone un compuesto químico por medio del agua, tal falta de reactividad se debe a una combinación de factores, que incluyen una gran fortaleza de la unión azufre - fluor y, el hecho que el azufre está saturado. En éste gas, los efectos citados se refuerzan por falta de polaridad de la molécula.

El SF<sub>6</sub> puede calentarse hacia los 500°C sin sufrir des--composición, no es inflamable, no reacciona con el hidrógeno, --cloro, oxígeno, los ácidos, los álcalis y el amoniaco. Otra ventaja de éste gas es que no deja depósitos de carbono como sucede con el aceite.

Pruebas realizadas con varios metales expuestos al SF<sub>6</sub> a temperaturas de 223°C durante 270 días, mostraron un grado de --corrosión despreciable, el metal que mostró un grado mayor de --corrosión fue el acero al silicio.

A continuación se muestra una lista ascendente de meta--les que bajo prueba mostraron un grado mayor de corrosión.

PLATA LAMINADA  
ALUMINIO

ACERO INOXIDABLE  
COBRE  
BRONCE  
ACERO DULCE  
ACERO AL SILICIO

Debido a que es inerte químicamente, gran capacidad dieléctrica y su elevada masa molecular, el SF<sub>6</sub>, es empleado como dieléctrico gaseoso en la generación y distribución de energía eléctrica, a altas tensiones en equipos eléctricos.

LA ELIMINACION DE HUMEDAD IMPLICA LA ESTABILIDAD DEL SF<sub>6</sub> POR LO QUE, SE RECOMIENDA QUE EL SF<sub>6</sub> TENGA UN PUNTO DE ROCIO -- ABAJO DE 0°C.

## II.3 PROPIEDADES FISICAS

Uno de los propósitos de la Física, es el interpretar -- cuantitativamente las propiedades observables de los sistemas - (llámese sistema en éste caso, a una sustancia de nuestro interés), en función de las características y el ordenamiento de -- los átomos y las moléculas que los integran. Se busca así, una interpretación de acuerdo a la estructura del sistema considerado.

### II.3.1 MASA MOLECULAR.

La masa molecular de un compuesto, es la suma de las masas atómicas de cada uno de los elementos que lo constituyen, - para el caso particular del Hexafluoruro de Azufre, el cálculo de la masa molecular es:

$$\begin{aligned} \text{Masa molecular del SF}_6 &= \text{Masa atómica (S)} + \\ &\text{Masa atómica (F)} = \\ &32.064 + 18.9984 = \end{aligned}$$

Puesto que se tienen seis átomos del Fluor, la masa atómica total será:

$$\begin{aligned} \text{Masa atómica (F}_6) &= 18.9984 * 6 = 113.9904 \\ \text{Masa atómica (SF}_6) &= 113.9904 + 32.064 = 146.0544 \end{aligned}$$

Una vez conocidas tanto las masas atómicas como la masa molecular total, se puede obtener el porcentaje de composición de los elementos constitutivos del SF<sub>6</sub>, mediante el siguiente cálculo:

$$\% \text{ de composición} = \frac{\text{Masa atómica total de elemento}}{\text{masa molecular}} * 100$$

Para el Azufre se tiene:

$$\% \text{ S} = \frac{32.064}{146.0544} * 100 = 21.953$$

Para el Fluor se tiene:

$$\% \text{ F} = \frac{113.9904}{146.0544} * 100 = 78.046$$

### II.3.2. ECUACION DE ESTADO.

La ecuación de estado se define como la relación de dependencia que existe entre la masa, la presión, el volumen y la

temperatura, que conjugados describen el estado de un sistema, suponiendo que está en equilibrio y sus valores no son función del tiempo.

Así, para el SF<sub>6</sub>, se tiene que su ecuación de estado es de la forma siguiente: (ecuación de estado de Beattie Bridgman)

$$PV^2 = RT (V + b) - a$$

donde:

P	=	Presión
T	=	Temperatura
R	=	Constante de los gases = 0.082 atm m <sup>3</sup> /°K-Kmol
V	=	Volumen
a	=	15.78 (1 - 0.1062 v <sup>1</sup> )
b	=	0.366 (1 - 0.1236 v <sup>1</sup> )

Las constantes "a" y "b" son funciones hiperbólicas del volumen y las ecuaciones de estado mencionada es válida mientras:

V sea mayor a 0.3 litros/mol y T sea menor a 100°C (373°K)

### II.3.3 ESTADOS DE AGREGACION (CONSTANTES CRITICAS).

El estado de agregación de la materia depende de las condiciones energéticas de las moléculas, teniendo energía cinética máxima, las moléculas de los gases y mínima la de los sólidos, se establece por lo tanto, que modificando las condiciones de presión y temperatura, a las cuales se encuentra sometido -- cualquier compuesto, se modificarán sus condiciones energéticas

y podrán pasar de un estado de agregación molecular a otro diferente.

El SF<sub>6</sub> pasa directamente de la fase sólida a la gaseosa, - éste cambio depende de la temperatura de sublimación; que se define como la temperatura a la cual, un elemento pasa de su fase sólida a gaseosa y que para el SF<sub>6</sub>, es de -63.8°C a una presión de 1.00 atmósferas absolutas.

La presión de vapor del SF<sub>6</sub> varía en función de la temperatura en la forma que se observa en la Figura II-5, esto es, al aumentar la temperatura aumenta la presión de vapor.

La temperatura crítica del SF<sub>6</sub> que es la temperatura a la cual, la fuerza de atracción existente entre las moléculas, no es suficientemente intensa, para que se presente la licuefacción por grande que sea la presión, para el SF<sub>6</sub>, ésta temperatura es de 45.6°C, así mismo, la presión crítica que es necesaria para permitir la licuefacción a la temperatura crítica, es de 38.193 atmósferas.

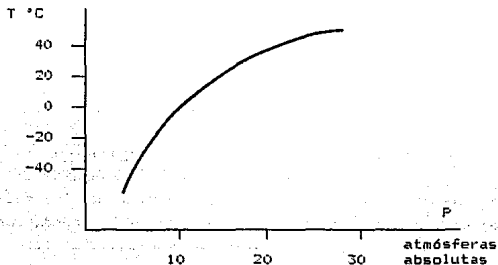


FIGURA II-5. Temperatura en función de la presión de vapor del SF<sub>6</sub>.

De lo anterior se puede concluir que existe una cierta - presión y temperatura máxima, para las cuales, pueden coexistir líquido y gas, ésta condición de presión y temperatura, es la - que se define como "punto crítico".

A continuación se muestra la tabla II-1, que compara al SF6 con alguno de los elementos más comunes en la atmósfera.

CARACTERISTICAS	SF6	AIRE	NITROGENO	HIDROGENO
Masa molecular (gr/mol)	146.05	28.98	28.016	2.016
Punto triple				
Temperatura (°K)	222.20	-----	62.93	13.80
Presión de vapor (bars)	170.00	-----	95.60	54.75
Punto crítico				
Temperatura (°K)	318.60	132.07	126.045	19.75
Presión (bars)	37.80	37.90	34.10	13.20
Masa específica	730.00	328.00	310.00	31.00

Tabla II-1 Comparación de características del SF6 con otros gases.

#### II.3.4. SOLUBILIDAD .

La disolución de un gas en un líquido, es la interposición mecánica de las moléculas del gas, entre las del líquido, formando una fase líquida única. Un líquido está saturado de un gas a temperatura y presión dadas, cuando el número de moléculas del gas que se disuelven en líquido, es igual al número de las que se escapan de él. La solubilidad del SF6 es:

- En agua a 25°C y una atmósfera de presión, es de 0.001 ml/ml de agua.
- En aceite de transformador es de 0.297 ml/ml de aceite

### II.3.5. DENSIDAD.

La densidad de un fluido, se define como la relación que existe de su masa entre el volumen y depende de la presión y la temperatura a la cual se encuentra sometido.

$$P = m/V$$

donde P = densidad

m = masa

v = volumen

La densidad del SF6 en las fases sólida y líquida en función de la temperatura, varía de acuerdo como se muestra en la tabla II-2 y la figura II-6.

ESTADO	TEMPERATURA (°C)	DENSIDAD (g/ml)
SOLIDO	-273	2.740
	-195	2.683
LIQUIDO	-50.8	1.910
	-45	1.819
	-39	1.787
	-20	1.670
	0	1.540
	14.80	1.432
	20.94	1.371
	25.01	1.332
	29.65	1.270
	34.04	1.202
	39.22	1.111
	42.05	1.038
	43.98	0.938
45.55	0.734	

TABLA II-2. Variación de la densidad del SF6 en función de la temperatura.

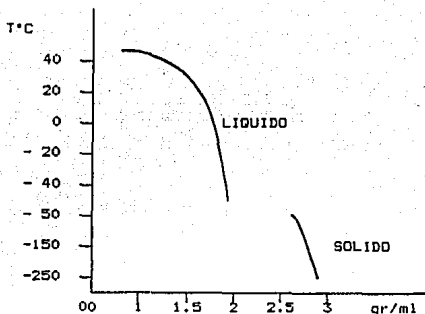


FIGURA II-6. Densidad de los estados líquido y sólido del SF6 en función de la temperatura.

La densidad de la fase gaseosa a temperatura constante - de 21°C en función de la presión, se muestra en la Tabla II-3 y en la figura II-7.

PRESION (atm. abs)	DENSIDAD (gr/lit).
1	6.139
2	12.4
3	18.8
5	32.3
10	69.3

TABLA II-3. Densidad del gas SF6 en función de la presión.



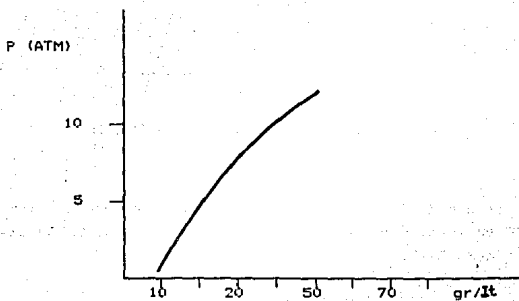


FIGURA II-7. Densidad del gas SF6 en función de la presión (isoterma de 21.1° C).

## II.3.6 VISCOSIDAD

Es la fuerza que tiende a oponerse al movimiento de una superficie sobre otra, cuando ocurre en líquidos y gases, se denomina viscosidad. Esta se expresa en poises y se tienen las siguientes equivalencias:

$$1 \text{ poiseville (P1)} = 1 \text{ N} \cdot \text{s}/\text{M}^2 = 1 \text{ Kg}/\text{m} \cdot \text{s}$$

$$1 \text{ poise (P)} = 0.1 \text{ Kg} / \text{m} \cdot \text{s}$$

$$1 \text{ centipoise (cP)} = 10^{-3} \text{ Kg}/\text{m} \cdot \text{s}$$

La viscosidad en los líquidos disminuye con el aumento de la temperatura pero esto no ocurre con los gases, ya que el aumento de la temperatura hace que la viscosidad aumente en estos.

En la Tabla II-4 y en la figura II-8 se anotan algunos valores de la viscosidad para el SF<sub>6</sub> en estado líquido y, en la Tabla II-5 cuya figura II-9 se observan algunos valores para el estado gaseoso a presión constante en función de la temperatura

ESTADO	TEMPERATURA (°C)	VISCOSIDAD (cP)
(SF <sub>6</sub> )	-43.3	0.500
LIQUIDO	-34.6	0.466
	-20.3	0.404
	-17.9	0.396
	-10.2	0.369
	0.60	0.333
	13.52	0.305

TABLA II-4. Viscosidad del SF<sub>6</sub> líquido a presión constante en función de la temperatura.

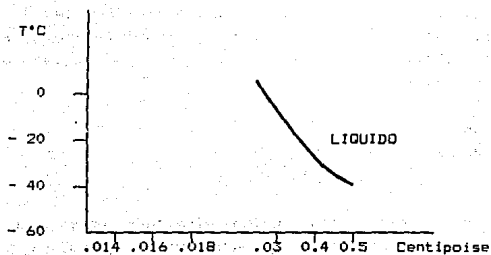


FIGURA II-8. Viscosidad en el estado líquido del SF6 en función de la temperatura (isobara 1 atm. abs. para gas).

ESTADO	TEMPERATURA (°C)	VISCOSIDAD (cP)
GAS SF6 1 atm. abs.	2.11	0.0145
	31.16	0.0157
	40.64	0.0165
	51.38	0.0170
	66.15	0.0179

TABLA II-5. Viscosidad del SF6 gas, a presión constante en función de la temperatura.

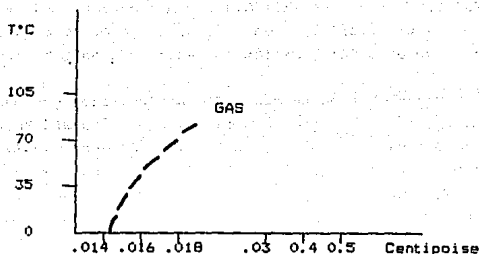


FIGURA II-9. Viscosidad en estado gaseoso del SF6 en función de la temperatura (Isobara a 1 absoluta para gas).

De lo anterior se obtiene en conclusión que el gas SF6 es uno de los gases mas pesados que se conocen, cinco veces mas que el aire; es insoluble en el agua y ligeramente soluble en alcohol etílico. Debido a su alta densidad, su calor específico es 3.7 veces mayor que el aire. Además debido a su extrema baja temperatura de sublimación, asegura que los equipos eléctricos no fallarán por condensación a bajas temperaturas.

#### II.4 PROPIEDADES TERMODINAMICAS

Las propiedades termodinámicas del SF6 son una parte esencial en el estudio de éste gas, para poder definir su aplicación.

##### II.4.1 PROCESO DE DÍSOCIACION

Como todo compuesto el SF6 cambia sus propiedades al es-

tar sometido a variaciones de temperatura, particularmente, este gas se mantiene estable hasta una temperatura de 500°C y empieza a manifestar el proceso de disociación térmica a temperaturas mayores a ésta, haciéndose extremadamente rápido a 1827°C

Comparativamente con otros dieléctricos gaseosos, la temperatura de disociación térmica del SF<sub>6</sub> es relativamente baja, entendiéndose por disociación térmica, la descomposición reversible y temporal de las moléculas de un compuesto químico, - que se produce bajo determinadas condiciones, como es el caso - de incremento de temperatura. Las partículas disociadas se vuelven a combinar cuando dichas condiciones desaparecen .

Cuando el SF<sub>6</sub> se encuentra bajo la acción de una falla - eléctrica donde se alcanzan temperaturas mayores a 2727°C, debidas a los arcos eléctricos, el gas en consecuencia se descompone particularmente en fluoruros metálicos .

#### II .4.2.. CONDUCTIVIDAD TERMICA .

Es la capacidad de transmitir calor através del cuerpo - del mismo gas. Debido a su gran peso molecular y a su baja viscosidad, el SF<sub>6</sub> transfiere calor por convección, de manera más eficiente que otros gases dieléctricos, lo cual lo convierte en un buen refrigerante. La conductividad térmica del SF<sub>6</sub> es de --  $0.14 \times 10^{-3}$  watts/cm-°K, éste valor está dado para una temperatura de 27°C

En la siguiente figura II-10 se compara la transferencia de calor por convección y radiación del aire, hidrógeno, helio, respecto al SF<sub>6</sub>, obsérvese ésta mayor transferencia de éste gas respecto a los otros ahí mostrados .

#### II. 4.3. CALOR DE SUBLIMACION

Es la cantidad de calor que absorbe un compuesto durante la transformación directa del sólido a gas, sin pasar por el estado líquido. Para el SF6 éste valor es de 5640 cal/gr-mol; así mismo que es suficientemente exacto a una temperatura menor de 10°C.

#### II. 4.4. CALOR DE FORMACION

Es el que absorbe un compuesto cuando se forma una molécula de éste, el valor para el SF6 en estado gaseoso a 25°C es de 265 Kcal/gr-mol.

#### II. 4.5. CALOR DE FUSION

Es el número de calorías necesarias para fundir la unidad de masa de un compuesto a líquido, sin que la temperatura se eleve, en donde el valor para el SF6 es de 1201 Cal/gr-mol.

#### II. 4.6. CALOR DE VAPORIZACION.

Es el número de calorías que necesita un compuesto por unidad de masa, para transformarse en gas saturado, a partir de la temperatura correspondiente al punto de fusión. Para el SF6 éstos valores se muestran en la tabla II-6, cuya curva correspondiente es la figura II-11.

#### II. 4.7. CALOR ESPECIFICO

Es la cantidad de calor (expresada en calorías) necesi--

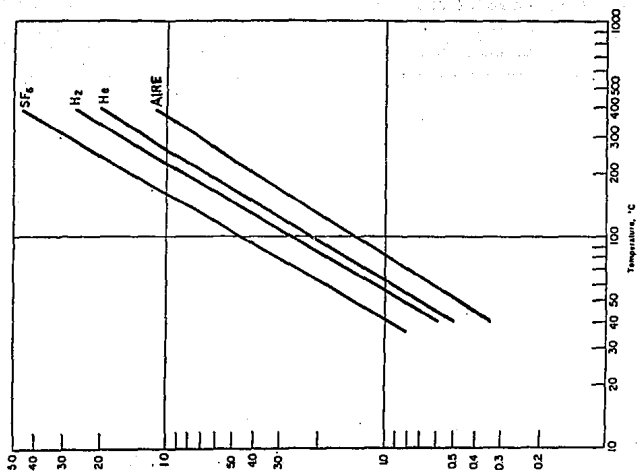


FIGURA II-10. Comparación gráfica de la transferencia de calor por convección y radiación del - SF6 respecto a otros gases.

TEMPERATURA (°C)	CALOR DE VAPORIZACION (cal/gr.mol)
-50.8	4500
-40	4280
-20	3690
0	3000
20	2200
40	1000
45.6	0

TABLA II-6. Calor de vaporización del SF6



FIGURA II.11. Calor de vaporización del SF6 en función a la temperatura.



rias para elevar la temperatura en un grado centígrado la masa de un gramo del compuesto.

El calor específico del SF<sub>6</sub> por unidad de volumen es de -- 3.7 veces más grande que el del aire; en razón de su masa específica, representa alrededor de cinco veces la del aire. Esto trae consecuencias muy importantes, debido a la reducción del calentamiento del equipo eléctrico.

El calor específico a presión constante y a volumen constante en función de la temperatura absoluta, se muestra en la tabla II-7 y figura II-12, así como en la tabla II-8 y figura II-13 respectivamente.

TEMPERATURA (°K)	Cp (Cal/gr.mol°C)
212.85	16.73
228.30	17.94
229.00	18.07
250.76	19.38
251.50	19.57
271.30	20.76
271.70	20.93
284.50	21.52
284.70	21.62
337.50	24.47

TABLA II-7 Calor específico a presión --- constante (en estado gaseoso a 1 atm. abs.)

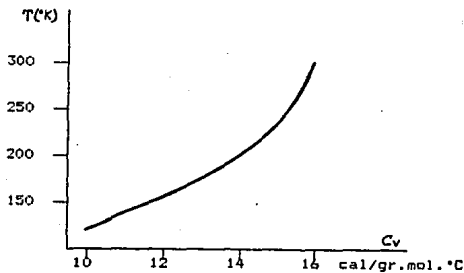


FIGURA II-12. Calor específico a volumen constante ( $C_v$ ) del gas SF6 en función de la temperatura.

TEMPERATURA ( $^{\circ}$ K)	$C_v$ (cal/gr.mol. $^{\circ}$ C)
152	10.53
173	12.03
199	13.69
279	16.50

TABLA II-8. Calor específico a volumen constante (en estado gaseoso).

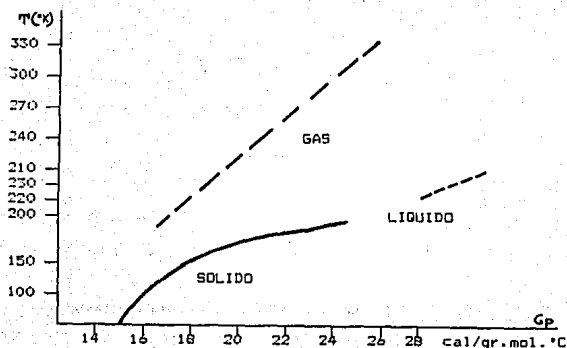


FIGURA II-13. Calor específico a presión constante ( $C_p$ ) del  $SF_6$  en función de la temperatura.

## II.5 PROPIEDADES ELÉCTRICAS.

Las propiedades eléctricas del  $SF_6$  se deben a su estructura molecular NO POLAR, que lo hace ser un gas electronegativo, característica por la cual, tiene una fuerte tendencia a captar electrones libres en un campo eléctrico, formando iones negativos de  $SF_6$ , permitiéndole ser un buen aislante y particularmente un excelente medio de extinción del arco eléctrico.

La formación de los iones en el medio, reduce sensible y rápidamente la conductividad eléctrica, así que los arcos de corriente alterna se extinguen fácilmente en un pasaje de la corriente por su valor cero; por ello, la duración del arco es mucho más pequeña que en el aire a la misma presión. Obsérvese en la figura II-14, la extinción del arco en el  $SF_6$  puro al 100%.

Y la otra ventaja es cuando la mezcla con el aire al 50% - que según se observa crece grandemente respecto a lo que se ---

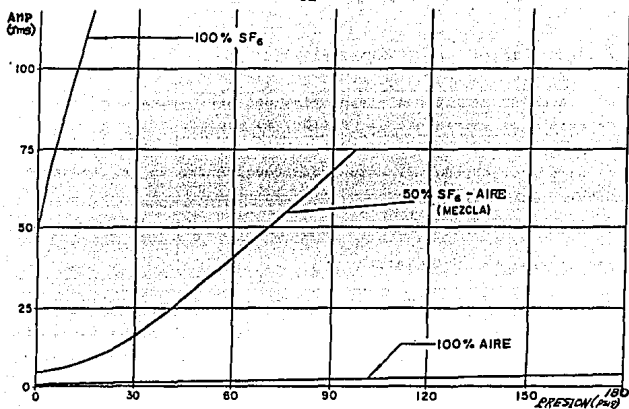


FIGURA II- 14 Habilidad para extinción del arco del SF<sub>6</sub> puro y el aire así como sus respectivas mezclas.

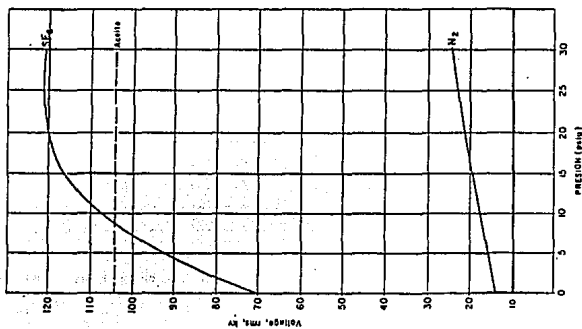


FIGURA II-15. Comparación gráfica de la constante dieléctrica del SF<sub>6</sub> respecto al nitrógeno y el aceite aislante.

puede extinguir con el aire (100%.)

Además, la rigidez dieléctrica del SF<sub>6</sub>, aumenta rápidamente cuando se incrementa su presión, de acuerdo a la Ley de Paschen, y esta rigidez dieléctrica es mayor en el SF<sub>6</sub> que en el aire y el nitrógeno, esto puede comprobarse en la siguiente figura II-15.

#### II.5.1 RIGIDEZ DIELECTRICA

Sin duda alguna, la característica mas importante de un material dieléctrico es su rigidez dieléctrica. Según la A.S.A. (American Standard Association), la rigidez dieléctrica es el máximo gradiente de potencial que un dieléctrico es capaz de soportar, sin que se produzca una descarga disruptiva. Esto es, cuando se expone un dieléctrico a un campo eléctrico, este ocasiona que los electrones traten de moverse en dirección contraria a la intensidad de campo; pero ese desplazamiento conocido como polarización, se ve limitado por las fuerzas coercitivas de los átomos del dieléctrico. Ya que estas fuerzas tienen un límite, cuando la fuerza ejercida por el campo eléctrico es mayor, se presenta una corriente eléctrica denominada "descarga disruptiva".

Estas características de conducción, que se aplican en general a todos los gases, se pueden trazar como una curva de tensión contra corriente, ver figura II-16 en la cual, observamos que del origen al punto I, la corriente varía en forma proporcional a la tensión; es decir se cumple la Ley de Ohm. Después de seguir aumentando la tensión, prácticamente no hay movimiento de electrones, región en la que se satura el dieléctrico (hasta el punto II).

Al incrementarse la tensión, a partir del punto II, la corriente aumenta alcanzando valores relativamente elevados, a los cuales, existe una descarga dependiente en la que no se presentan efectos luminosos, por lo que también se le conoce como "descarga oscura". La corriente que se presenta en esta zona se debe a que la velocidad de los electrones aumenta considerablemente, alcanzando un valor que le permite ionizar la trayectoria de descarga por impacto, y estas partículas así formadas, son capaces de ionizar a su vez a otras partículas iniciándose una avalancha electrónica.

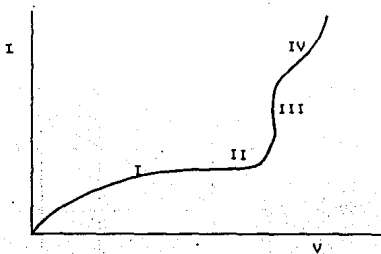


FIGURA II-16. Curva característica de conducción de los gases

Cuando la tensión llega hasta el punto III, denominada "tensión crítica o de encendido" se inicia la descarga independiente. Entre III y IV, esta descarga tiene efectos luminosos y a partir del punto IV, la descarga es en forma de arco.

Es importante mencionar que antes de la formación del arco se presenta el efecto corona: "descarga de afluvijs y descarga por chispas".

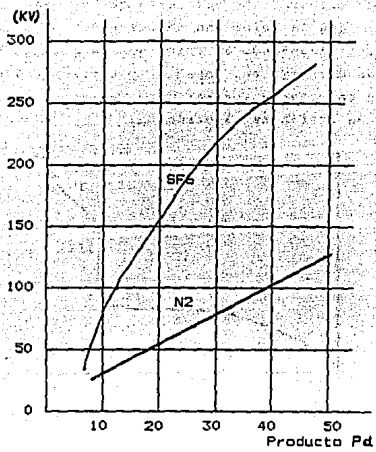


FIGURA II-17. Tensión de ruptura dieléctrica de CA (60Hz) para gases SF6 y N2 en función del producto presión por distancia utilizando electrodos esféricos de 50mm. de distancia y una distancia de separación de 100 mm.

La presencia de la descarga independiente, depende de la magnitud de las trayectorias libres y esta al igual que la temperatura, son inversamente proporcionales a las presiones, por lo que la tensión disruptiva es función del producto de la presión y la distancia entre electrodos, cumpliéndose la Ley de Paschen, la cual, menciona que la tensión disruptiva en un gas, depende de la presión y la distancia. Matemáticamente se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$E = p \cdot d.$$

donde E = gradiente de potencial

p = presión (bar), d = distancia (m).

En la figura II-17, se ilustra el comportamiento de la rigidez dieléctrica del SF<sub>6</sub>, comparándola con la del N<sub>2</sub>, en función de la Ley de Paschen.

Aunque el SF<sub>6</sub>, cumple satisfactoriamente la Ley de Paschen es importante mencionar que el valor de tensión, a la cual sucede la descarga disruptiva, es también afectada por otros factores, tales como impurezas en el gas, humedad, mezclas con otros gases, la forma de los electrodos, partes de conducción que se están aislando y la modalidad de tensión, ya sea alterna o directa, que puede ser de impulso, frecuencia industrial o continua.

En cuanto a la forma de los electrodos y en general a todo el dimensionamiento del equipo que se vaya a aislar en SF<sub>6</sub>, influye debido a el tipo de campo eléctrico que se genere, ya que puede ser uniforme o no uniforme.



En un campo uniforme las descargas en SF<sub>6</sub>, son precedidas para valores poco inferiores de descarga, por una débil corriente de fuga, mientras que en campos no uniformes, para valores de tensión que no tienen ninguna relación con aquellos de descarga, se presentan conducciones debidas al efecto corona.

No obstante que la rigidez dieléctrica del gas SF<sub>6</sub>, varía conforme lo antes expuesto, se considera que en un campo eléctrico uniforme tiene un valor de 2.4 veces mayor que la del aire, a una presión de 3 atmósferas (3.099 Kg./cm<sup>2</sup>) y es igual a la del aceite aislante a una presión aproximada de 2 Kg/cm<sup>2</sup> a 20°C. El SF<sub>6</sub> puede interrumpir corrientes del orden de 100 veces a las que interrumpe el aire.

La constante dieléctrica del SF<sub>6</sub> es uno y debido a que la molécula no tiene momento dipolar, esta propiedad no cambia con la frecuencia.

En la figura II-18, se aprecia como varía la rigidez dieléctrica del SF<sub>6</sub>, comparándola con la del nitrógeno, para electrodos constituidos por una varilla de 1.58 mm. de diámetro y un disco plano de 152 mm. de diámetro y una distancia de separación de 25.4 mm. a una frecuencia de 60 Hz.

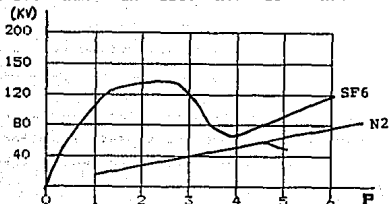


FIGURA II-18. Tensión de ruptura dieléctrica en función de la presión.

En la figura II-19, se muestra la relación de voltaje de ruptura dieléctrica (KV) y el gradiente de potencial (V/mm) - contra la presión a la que debe de llenarse el equipo eléctrico, para gases SF<sub>6</sub> y N<sub>2</sub>.

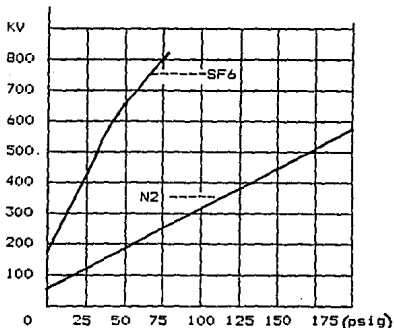


FIGURA II-19 Relación de voltaje de ruptura dieléctrica (KV) y gradiente de potencial (V/mm) contra la presión a la que debe ser llenado el equipo eléctrico, para gases SF<sub>6</sub> y N<sub>2</sub>.

### II.5.2. EFECTO CORONA

Cuando el potencial de un conductor se eleva hasta los -- cuales la intensidad de campo en su superficie es muy cercana a la rigidez dieléctrica del aire, los iones presentes en el - aire se aceleran, y en su movimiento chocan con moléculas neutras, produciéndose nuevos iones, éste proceso es acumulativo hasta cierto grado y se manifiesta por medio de un efluvioluminoso, al que se le da el nombre de efecto corona, y que es - visible en la obscuridad.

Las tensiones críticas del efecto corona dependen de la configuración del campo eléctrico y de la polaridad de la tensión aplicada a los electrodos.

La aparición del efecto corona en el SF<sub>6</sub> en tensiones de 230 KV, precede mucho a la ruptura dieléctrica, y éste fenómeno es más importante cuando la punta del electrodo es negativa, como se ilustra en la figura II-20.

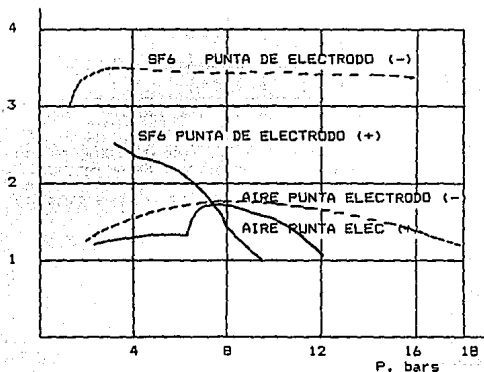


FIGURA II-20. Relación de rigidez dieléctrica (KV) y la tensión de aparición del efecto corona en el gas SF<sub>6</sub> y el aire con diferentes polaridades de electrodos.

### II.5.3. PRODUCTOS DE LA DESCOMPOSICION DEL GAS (SF6).

A continuación se enlistan los productos de la descomposición del gas (SF6) ante el arco eléctrico originado por la - - apertura de un interruptor al ocasionarse una falla externa o por una falla de aislamiento en la propia subestación aislada en gas (SF6).

- Hexafluoruro de azufre	SF6
- Acido fluorhídrico	HF
- Bióxido de azufre	SO2
- Difluro de azufre	SF2
- Monóxido de carbono	CO
- Tetrafluoruro de carbono	CF4
- Tetrafluoruro de silicio	SiF4
- Fluoruro de tionilo	SOF4
- Fluoruro de sulfurilo	SO2F2
- Tetrafluoruro de azufre	SF4
- Difluoruro de Carbono	CS2
- Decafluoruro de azufre	S2P10
- Fluoruro de azufre	S2F2
- Tetrafluoruro de tionilo	SOF4
- Hexafluoruro de tungsteno	WF6
- Fluoruros metálicos	---

Además de los productos anteriores es posible encontrárse átomos de oxígeno e hidrógeno debido a las diminutas partículas de humedad en el gas SF6, sin embargo, puede ser posible que éstos se hayan desprendido de algunos materiales empleados en el equipo, por ejemplo, la resina epóxica que se utiliza - en aisladores o la debida al deterioro (oxidación) de la envolvente metálica.

Una vez concluida la extinción del arco, el SF6 se recombina y vuelve a formarse nuevamente. Durante dicha recombinación, la cual no se lleva a cabo al 100%, pues se tiene la -- presencia de elementos como el aire (O2, H2, etc.) y otros elementos metálicos procedentes del mismo equipo tales como los -- contactos, cámaras de extinción y elementos del mecanismo lo -- que hace que se empiece a contaminar dicho gas y será necesario tratarlo para su acondicionamiento.

Una manera de detectar la presencia de productos en descomposición es por su olor a huevo podrido lo cual ocurrirá -- después de presenciarse una falla en el equipo, este olor procede del fluoruro de sulfurilo que se produce por la reacción del tetrafluoruro de tionilo con la humedad presente y la del fluoruro de sulfurilo con el oxígeno, ambos gases muy irritantes y tóxicos.

Es frecuente encontrar después de la descomposición productos que se manifiestan como polvos blancos estos son los -- fluoruros metálicos como pueden ser el fluoruro de tungsteno - fluoruro de cobre, fluoruro de aluminio, los que al entrar en contacto con el agua o la humedad presente se hidrolizan produciendo óxidos de los metales ya citados; además del ácido fluorhídrico, el que es altamente corrosivo y peligroso ya que puede causar quemaduras muy severas.

En general, los productos en descomposición del gas SF<sub>6</sub> - se forman ante la presencia de:

a) Un arco eléctrico generado por la curvatura de los con tactos los cuales se fabrican de metales como tungsteno, cobre, níquel o por la presencia de impurezas el oxígeno e hidrógeno.

b) Impurezas contenidas en el gas SF<sub>6</sub>, tales como aire, - tetrafluoruro de carbono y vapor de agua.

c) Los aisladores soporte (algunos casos), construídos -- con materiales plásticos a base de carbono, hidrógeno, fluor o silicio.

d) Otros materiales metálicos o no metálicos que forman - parte del propio equipo.

## II.6 E S P E C I F I C A C I O N E S

El hexafluoruro de azufre nuevo debe cumplir con ciertas características normalizadas para su uso o empleo en equipos eléctricos de alta tensión, estas se dan a continuación según la norma empleada.

CARACTERISTICA	IEC 370/371	ASTMD 2472 71
Densidad a 20°C, 760 Torr (g/l)	6.16	----
Temperatura crítica (°C)	45.60	----
Peso molecular	----	146 + 2 %
Punto de rocío a 1 atm (°C)	-42 max	- 45 max
Contenido de humedad (ppmw)	15 max	8.9 max
Contenido de humedad (ppmv)	----	71
Contenido de aire por peso (%)	0.05 max	0.05 max
Contenido de CF <sub>4</sub> por peso (%)	0.05 max	0.05 max
Acidez como HF en (ppmw)	0.3 max	0.3 max
Fluoruros hidrolizables (HF) en ppaw)	1.0	----

Nota: Ambas normas marcan con referencia a la toxicidad - que 5 ratones en una atmósfera del 79% de SF<sub>6</sub> y el 21% de aire deben permanecer con vida durante un lapso de 24 horas.

### II.6.1 ALMACENAMIENTO Y SUMINISTRO

Este gas se embotella para su almacenamiento y manejo en cilindros de acero pintados con fondo color aluminio y una franja verde en medio. La capacidad mínima de cada cilindro es de 2,640 pulgadas cúbicas lo que representa unas 95 libras de agua.

Los principales proveedores del gas (SF<sub>6</sub>) a nivel mundial son:

FRANCIA	PECHINEY, PRODELEC
ALEMANIA	KALI-CHEMIE
ITALIA	MONTECATINI-EDISON
GRAN BRETAÑA	IMPERIAL CHEMICAL INDUSTRIES
ESTADOS UNIDOS	ALLIED CHEMICAL
MEXICO	LINDE-INFRA

Se recomienda que los cilindros no queden expuestos a los rayos solares directamente cuando se almacenan, deben también estar alejados de materiales inflamables o explosivos. Deben ser colocados verticalmente durante su almacenamiento así como al ser transportados, una vez almacenados deben estar sujetos por algún medio para evitar su posible caída y evitar que se llegue a dañar su válvula por no tener el protector de dicha válvula puesto y atornillado.

Por otra parte, los cilindros nunca deben hundirse completamente en agua, no deben estar en lugares muy húmedos (almacenamiento por mucho tiempo sin rotarse a otro lugar), no se les debe aplicar calor directamente con válvula cerrada, no deben derribarse ni permitir su choque brusco entre sí o con algún otro objeto. En caso de suceder esto último, debe retornarse a la fábrica o proveedor aún más cuando su válvula de llenado -- llegue a dañarse o la superficie del tanque se abolle por algún incidente.

## II.7. R I E S G O S Y C U I D A D O S E N E L M A N E J O

Durante los trabajos de mantenimiento en algún equipo eléctrico que utilice gas SF6 como medio aislante o de extinción y que haya sido sometido a un arco eléctrico, es recomendable tomar las precauciones siguientes:

1. Antes de iniciar un trabajo en algún equipo con sospecha de fuga de SF6 o de productos de descomposición, es necesario ventilar esa parte cuando menos durante 5 minutos.

2. El gas en estado puro es incoloro, inodoro, no es tóxico y no es inflamable.

3. Como el SF6 es mas pesado que el aire, tiende a permanecer en las partes mas bajas y aunque haya sido sometido a un arqueo eléctrico, NO ES TOXICO, sin embargo, desplaza al oxígeno del aire y puede llegar a causar asfixia. Por tal razón, -- deben de tomarse las medidas necesarias cuando se elabore en lugares bajos donde pueda acumularse el gas, tales como sótanos, trincheras, gabinetes de equipo, etc.

4. Los productos de descomposición del gas SF6 debidos al arco eléctrico, una vez oxigenados son TOXICOS.

5. Purgue o releve en alguna forma el SF6 a través de conductos o tuberías que salgan hacia la atmósfera o releve el gas bombeandolo a través de filtros y almacénelo en cilindros.

6. Durante el arqueo eléctrico, y ante la presencia de -- humedad en el gas, se da lugar a la formación de ácido fluorhídrico (HF), el cual tiene un olor característico a huevo podrido.

7. La ausencia de olores o irritación podría indicar condiciones seguras de trabajo.

8. Todos los equipos en SF6 sometidos a arco eléctrico, tienen en su interior filtros absorbedores de humedad, ácidos y productos de arqueo.



9. Los fluoruros metálicos (polvos blancos) encontrados en los interruptores en SF6 fallados, así como el filtro absorbedor y los materiales utilizados en la limpieza se deben colocar en una bolsa plástica para su desecho.

10. Se debe evitar en todo lo que sea posible el contacto con los polvos blancos de fluoruros metálicos.

11. Los medios de seguridad que el personal de mantenimiento debe utilizar son guantes largos de hule para manos y brazos, mandil de plástico para el cuerpo, mascarilla para gases y polvos tóxicos, protectores para la cara; deberá usarse una aspiradora con depósito de plástico y lo aspirado junto con los trapos utilizados para la limpieza tirarlos en recipientes de basura apartados.

12. Si por algún descuido una persona entra en contacto con el polvo blanco de fluoruros metálicos, es recomendable lavarse perfectamente con agua.

13. Para evitar al máximo la formación de productos de descomposición del SF6, ante un arco efectivo, es necesario tomar las siguientes precauciones durante la puesta en servicio del equipo, así como durante el mantenimiento:

a) No poner los elementos absorbentes (alúminas) en contacto con aire húmedo. Algunos fabricantes marcan el peso de este elemento en su empaque y si es rebosado en determinado porcentaje, debe desecharse.

b) Hacer vacío a los espacios que contengan gas SF6, para evitar la presencia de humedad u otro agente extraño que afecte en las reacciones químicas del SF6 y sus subproductos.

c) Extremar las medidas de limpieza para evitar sólidos o líquidos extraños dentro de los recipientes de SF<sub>6</sub>.

14. Los fluoruros de azufre formados por la descomposición del SF<sub>6</sub>, pueden recuperarse en la forma siguiente:

Pueden ser absorbidos en una mezcla de cal en proporción 50/50 o sea, NaOH+CaO y alúminas activadas (especialmente seco Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). el tamaño del granulo preferentemente es entre 8 a 12-mesh, sin embargo, otro tamaño se puede utilizar. No es posible predeterminar la cantidad de productos de descomposición que pudieran formarse ni la cantidad de absorbente requerido para absorberlos. Se sugiere como una regla muy empírica se utilice el 10% del peso del gas. Procure que el absorbente tenga el máximo contacto con el gas, si el SF<sub>6</sub> está en forma gaseosa y líquida a la vez, colóquese el absorbente de modo que haya contacto en ambos estados líquido y gaseosa. Si esto no es posible, colóquelo en la parte líquida.

## II.8 APLICACIONES

En la industria eléctrica es donde mayor uso tiene el gas SF<sub>6</sub>; éste es utilizado como aislante en transformadoras de potencia, interruptores de potencia, sub estaciones de potencia, buses de fase aislada, cuchillas desconectadoras, buses de transmisión, equipos de rayos X, tubos de microondas, etc.

## CAPITULO III

## MONTAJE DE SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS (SF6)

En el capítulo anterior se hizo la presentación - del gas (SF6) cuyas propiedades son óptimas para usarlo en estado gaseoso como dieléctrico, refrigerante y medio de ex tinción del arco eléctrico en equipo de alta tensión.

Se citaron también los parámetros físicos y quími cos que le proporcionan tales propiedades y que lo hacen -- tan especial, lo que ha ocasionado que proyectistas y usuarios de equipo eléctrico con visión, lo analicen y estudien en condiciones de operación real, desarrollando como consecuencia la ingeniería que se requiere para manejarlo y usar lo con eficiencia y seguridad.

La ingeniería desarrollada sobre el diseño y uso de equipo en SF6 se basa en la interpretación y aplicación en forma integral, de leyes, teoría y formulaciones que se han aportado en el desarrollo de las ciencias, principalmente la física; tal ingeniería ha dado origen a una tecnología en la que se establece la realización de diferentes pro cesos a seguir, siendo la finalidad la instalación y utilización de subestaciones aisladas en gas (SF6). Los procesos a desarrollar son: diseño, montaje, vacío, llenado y puesta en servicio. El cumplimiento de un control de calidad adecuado en cada uno, será objeto fundamental a seguir.

Además, en el próximo capítulo se expondrán las -

definiciones y características de los principales fenómenos físicos que alteran el comportamiento del gas (SF<sub>6</sub>). De este modo, al conocer la forma y medida de como las propiedades del gas (SF<sub>6</sub>), principalmente la rigidez dieléctrica, son función de los parámetros físicos como la presión y la temperatura, así como la humedad relativa del mismo, entonces se podrá tener control sobre tales propiedades del gas (SF<sub>6</sub>).

Sabiendo como manejar el gas (SF<sub>6</sub>) y lo que lo -- afecta, se podrá desarrollar el proceso de montaje, en el -- que se estructuran los siguientes requerimientos:

- 1) Especificación y selección conforme a las necesidades y normas de diseño de equipo.
- 2) Las pruebas de control de calidad efectuadas en fábrica y aplicadas en todo el equipo eléctrico.
- 3) Condiciones de embarque.
- 4) Transportación adecuada del equipo y sus componentes.
- 5) Recepción en obra, durante ésta se verificará que las condiciones de embarque aun se mantienen y son adecuadas, también se verificará que el equipo cumpla con los requerimientos solicitados.
- 6) Preparativos del montaje.
- 7) Montaje del equipo.

### III.1 INGENIERIA PRELIMINAR

El proceso de montaje de una subestación aislada en gas (SF6) implica disponer lo mejor posible de un cierto número de elementos con el fin de realizar un esquema bien definido, según las necesidades de servicio que se tengan.

En la planeación de un esquema se debe contemplar el arreglo de la subestación, el cual quedará indicado en los respectivos diagramas unifilares, que son la guía para el montaje de dicha subestación, un ejemplo de éste diagrama se muestra en la figura III-1.

Los problemas que se presentan en la ejecución de dichos diagramas en el campo, están regidos por diferentes factores, entre los cuales podemos nombrar, las condiciones del terreno, el punto más próximo de la acometida y los materiales de los que se disponga.

El instalador debe tener en cuenta ésta serie de circunstancias, y a su vez considerar las recomendaciones del fabricante; por otra parte, para el buen funcionamiento de una subestación en gas (SF6), se toma en cuenta un factor muy importante, que es el control de calidad de los parámetros físicos con los cuales se embarcó el equipo a instalar, las óptimas condiciones del embarque y de recepción dictaminarán en gran medida la eficiente utilización del equipo.

En el embarque se requiere tener cuidados extremos tanto en limpieza como en hermeticidad, así como la pureza del gas usado para el transporte, que por práctica común es Nitrógeno (N2), con un alto grado de pureza (punto -

de rocío de  $-40^{\circ}\text{C}$ ).

La estructura y cimentación serán capaces de soportar el peso del edificio y una grúa viajera de 3 toneladas de capacidad así como el esfuerzo estructural que se -- presente con algún movimiento sísmico.

El tipo de ancla empleado para la sujeción del equipo deberá ser tal que tome en cuenta la vibración del -- mismo.

Se dispondrá de equipo para succionamiento de aire, tal como extractores que se usarán en el caso de una posible fuga masiva del gas dentro de la sala de (SF6).

Se proveerá ductos y canalizaciones necesarias para los circuitos principales, de control y señalización.

Es indispensable una red de tierras.

La calidad de los niveles de piso terminado será de suma importancia en la alineación y perfecto acoplamiento del equipo.

El piso terminado deberá estar pulido, con el objeto de evitar acumulación de polvo o contaminación.

Durante todo el proceso de montaje se deberá tener la más alta calidad de limpieza del equipo. La barra -- conductora, envolvente y conos aislantes se deberán limpiar al momento de acoplarse, con manta gruesa ó tela no deshila chable humedecidos en alcohol industrial; el personal deberá usar guantes plásticos, cubre-boca, gorro, overol de manga larga y demás medidas que se consideren pertinentes para mantener la limpieza que obligatoriamente se requiere.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

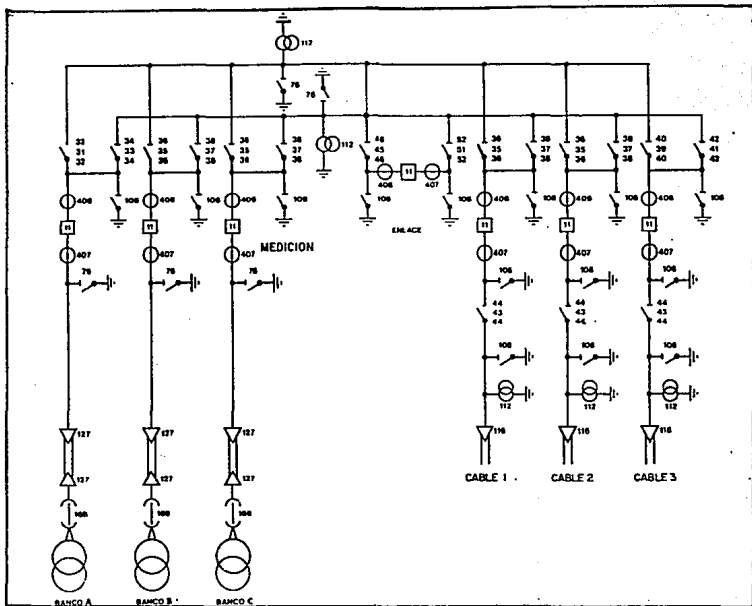


FIGURA III-1 Diagrama unifilar con arreglo  
doble barra.

### III.2 PROCESO DE MONTAJE

#### III.2.1 COMPROBACION DE OBRAS DE INGENIERIA CIVIL.

Como primer paso se deben checar las obras de ingeniería civil, verificando que esta fue realizada conforme a los planos del proyecto, figura III-2.

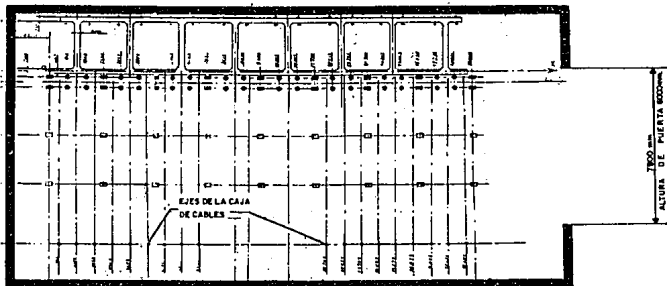


FIGURA III-2 Plano guía de ingeniería civil.

Checando todas las medidas, como son posición del banco de nivel, en relación con los ejes OX, OY, OZ, comprobar la posición de los perfiles de sujeción, las aberturas en el edificio para el paso del blindado, la posición de los conductos para el paso de los cables, la posición de las entradas de los transformadores, (así como la orientación de los taladros de las bridas y de las zonas de con-



xión).

### III.2.2. ORDEN DE MONTAJE.

La subestación se montará de acuerdo al plano de la figura III-3, en el cual se observa la distribución de las celdas divididas por secciones, esto es: la sección AA que consta de 3 celdas transformadoras, la sección BB que corresponde a la celda de medición, la sección CC que es la celda de enlace entre barras I y II, por último la sección DD que consta de 3 celdas para entrada de cable de potencia aislado en aceite.

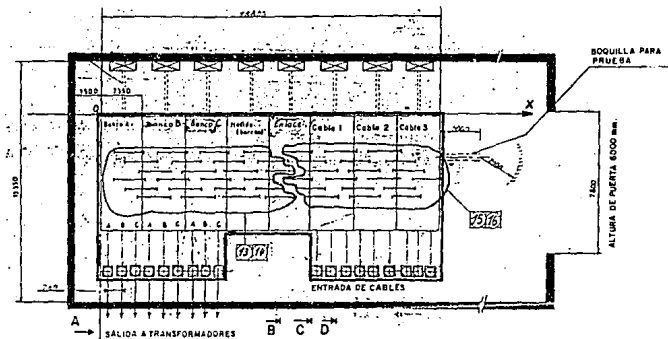


FIGURA III-3. Vista general de planta de las celdas que componen la subestación.

En la figura anterior puede también observarse -- las salidas de las celdas transformadoras hacia el exterior de la sala de SF6, aquí debe tomarse toda la prevención posible para que dichas salidas coincidan con las salidas físicas de la obra civil. Por otra parte, se muestran los bu

tos 13 y 14 así como el 15 y 16 que corresponden a los tramos de barras I y II pero divididos por la sección de enlace. Debe de tenerse las mismas consideraciones respecto a las entradas de los cables de potencia.

### III.3 INSTRUCCIONES DE MONTAJE

#### III.3.1 BULTOS

Todos los elementos que intervienen en la subestación reciben el nombre de celdas las cuales se dividen en subconjuntos o "bultos" para su transporte, los subconjuntos principales están formados por las unidades de base --- "celda montada sobre bastidor" (bultos 1 al 6) y por elementos que sobrepasan de los bastidores (celda transformadora con salida por cable aislado sólidamente y celda cable aislado en aceite). Los elementos de los juegos de barras (bultos 11 al 14) se envían de forma separada.

- En cada bulto, las bridas de enlace con bultos adyacentes llevan una tapa abridada con junta para el transporte. Antes de ensamblar los elementos se remueven estas piezas.

- La barra de conexión entre dos elementos adyacentes puede ser montada en el interior del bulto si reúne dos elementos del mismo bulto, o bien desmontada y entregada con el bulto al cual pertenece.

En las figuras III-4 y III-5 se muestra la transportación de los bultos correspondientes a alguna celda determinada.

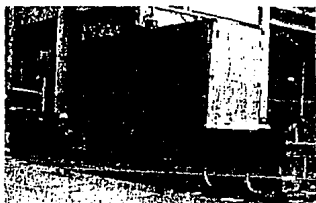


FIGURA III-4

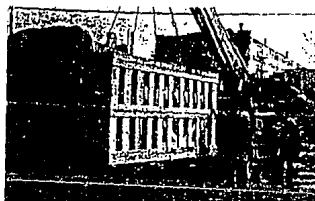


FIGURA III-5

### III.3.2 CELDAS

Como se ha dado a entender anteriormente, la celda que forma parte de la subestación está formada por una serie de Bultos y éstos a su vez se forman por cierto número de ensambles de componentes según el arreglo del diagrama unifilar que se ha planeado montar.

A continuación se presenta por una serie de figuras las Celdas de la subestación, sus Bultos y sus ensamblajes definitivos.

#### III.3.2.1. CELDAS TRANSFORMADORAS

Según el plano de ingeniería civil, tres celdas -

transformadoras forman la sección AA; en la siguiente figura III-6 se muestran los Bultos 1, 2 y 7 que forman cada celda así como los respectivos ensambles 1, 2, 3, 4, 7 y 14 del bulto 1 y el 5 y 15 del bulto 7. Obsérvese que las otras dos celdas transformadoras se forman por el bulto 2 pero -- también con el bulto 7 además de sus respectivos ensambles ya mencionados. La conexión terminal (SF6-CABLE) se hizo entre la celda en SF6 y el cable aislado sólidamente y la conexión (SF6-ACEITE) se hizo entre el módulo en SF6 y las boquillas del transformador. Los componentes de las conexiones terminales son hechas por fabricantes diferentes al de las subestaciones aisladas en gas (SF6).

#### III.3.2.2 CELDA DE MEDICION

En la siguiente figura III-7 pueden observarse -- los bultos y los ensambles que forman ésta celda y a continuación se mencionan:

- BULTO 6 con los ensambles 2, 6 y 14.
- BULTO 9 con sólo el ensamble 8.

#### III.3.2.3 CELDA DE ENLACE

Esta celda corresponde al seccionamiento entre Barras I y II; según puede verse en la figura III-8 ésta celda está formada por un sólo Bulto 5 y tiene los siguientes ensambles 1, 2, 3, 4, y 7.

#### III.3.2.4 CELDA CABLE

Según diseño del diagrama unifilar y plano de ingeniería civil, éstas celdas (3) forman la última sección -



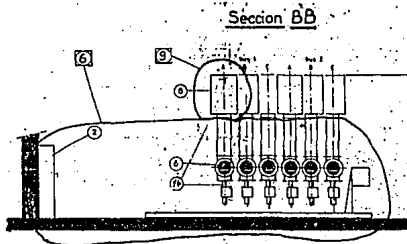


FIGURA III-7 Celda de medición  
formada por sus bultos y ensambles.

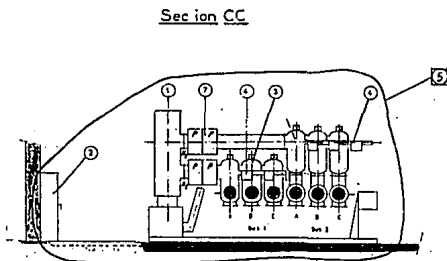


FIGURA III-8 Celda de enlace formada  
por su bulto y ensambles.

DD de la subestación y puede observarse en la figura III-9, que está formada por los siguientes Bultos y ensambles:

BULTOS 3 y 4 con los ensambles 1, 2, 3, 4, 7 y 14  
 BULTO 8 con el ensamble 5  
 BULTO 9 con el ensamble 6

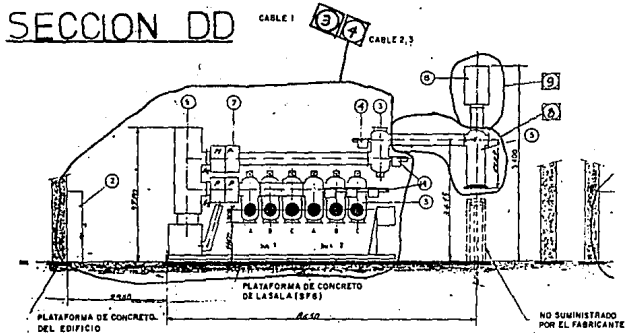


FIGURA III-9. Celda cable formada por sus bultos y los ensambles respectivos.

La conexión terminal (SF6-CABLE) es a través de un cable de potencia aislado en aceite y su diseño corresponde a un fabricante diferente al del equipo en SF6.

### III.3.2.5 ENSAMBLES.

Como se observó anteriormente, algunos ensambles

se repiten en varios Bultos pues según diseño del arreglo - del diagrama unifilar, se tienen componentes repetidos en - cada una de las bahías. A continuación se enlistan en orden numérico cada uno de los ensambles y los nombres eléctricos de cada componente de dicho ensamble.

#### E N S A M B L E S

- 1.- Interruptor y su mecanismo.
- 2.- Gabinete de control de la celda.
- 3.- Seccionador de barra ó salida.
- 4.- Cuchilla (rápida) de puesta a tierra.
- 5.- Acoplamiento SF6-ACEITE (Cable).
- 6.- Interconexión entre TP's de medición y 14.
- 7.- Transformador de corriente (TC).
- 8.- Transformador de potencial (TP).
- 9.- (No utilizado).
- 10.- (No utilizado).
- 11.- (No utilizado).
- 12.- (No utilizado).
- 13.- (No utilizado).
- 14.- Cuchilla (Lenta) de puesta a tierra.
- 15.- Acoplamiento SF6-CABLE (Aislado).

Una vez identificado cada Bulto se procede a armar la primera celda por separado con sus ensambles respectivos y posteriormente se trasladará a su lugar definitivo para su montaje según plano de Ingeniería Civil Corresponde--diente.



### III.4 MONTAJE DE LAS CELDAS.

#### III.4.1 REALIZACION DEL NIVEL $Z_0 + 45$ .

En el sitio previsto para los calces, enfocar con la mira de nivelación el punto más alto del piso ó suelo. - En dicho punto fijar un calce de ajuste  $3 \times 30 \times 10$  (mm) -- con un tornillo ó birlo. Por convención, la parte superior del calce 10 mm. constituye el nivel  $Z_0 + 45$ , obsérvese en la figura III-10.

Establecer el nivel  $Z_0 + 45$  en todos los otros puntos. Intercalar entre las arandelas de suplemento 30 y 3 mm unas arandelas con espesor 1, 2, ó 5 mm para reajustar la diferencia de nivel.

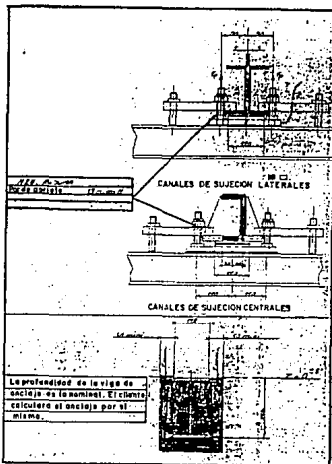


FIGURA III-10. Fijación del nivel ( $Z_0+45$ ), canales y vigas de anclaje.

### III.4.2 MANIPULACION DE LAS CELDAS.

- Después de haber quitado los paneles de empaque, utilizar los cuatro gatos hidráulicos y apoyarlos sobre las traveses del armazón de la celda, para levantar la celda.

- Levantar la celda y ponerla sobre las cuatro -- orugas equipadas con su soporte (consultar figura III-11). Hacer rodar las orugas sobre los canales de rodamiento previstos para este efecto.

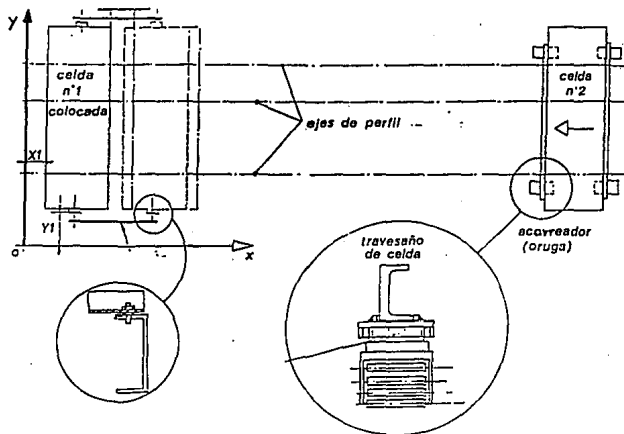


FIGURA III-11. Esquema que muestra el levantamiento de las celdas y el traslado de ellas dentro de la sala de montaje.

### III.4.3 COLOCACION DE LA PRIMERA CELDA (VER FIGURA III-11).

- Arrastrar la celda en el eje de la subestación hasta que las traveses del bastidor queden encima de los calces. Pararse en la posición teórica según el eje OX y posicionario de la mejor manera posible en la dirección OY.

- Alzar la celda por medio de cuatro gatos hidráulicos. Liberar las orugas con sus soportes y hacer bajar -- progresivamente la celda de sus calces.

- Con una palanca, ajustar la posición de la celda en la dirección OY, y si es necesario en la dirección OX.

- Cuando la celda se encuentra en un sitio teórico, retirar el equipo de carga, herramientas y embriar dicha celda.

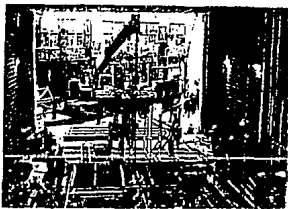


FIGURA III-12. Traslados de celdas y colocación en el sitio provisional.

NOTA: En algunas salas de SF6 donde no se llega a contar -- con grúa viajera, hay que utilizar el equipo de maniobra y carga exterior para acercar los bultos al eje de la sala y de ahí desplazarlos hacia adentro con orugas, obsérvese en la figura III-12.

Así teniendo la primera celda fija y sus bultos - alrededor de ella, se procederá a colocar cada uno de los - ensambles anteriormente mencionados según corresponda al -- arreglo del diagrama unifilar que se instala. Todo esto co- rresponde solo a una celda en particular, se tendrá que ar- mar la unión entre cada celda con la siguiente através de - las barras colectoras I y II, como se verá posteriormente.

Antes de proceder con lo anterior, se deberá aca- tar las siguientes instrucciones generales de limpieza para el armado de cada celda con sus respectivos bultos y ensam- bles, además de sus conexiones terminales (SF6-CABLE, SF6-- ACEITE).

#### III.4.4 INSTRUCCIONES GENERALES DE LIMPIEZA.

A continuación se mencionan las siguientes reglas que deben forzosamente seguirse antes y durante el montaje de las celdas y así como de sus barras de interconexión.

##### 4.1.- Limpieza general de la subestación.

Todas las obras de ingeniería civil deben haberse terminado preferentemente ó suspenderse durante la instala- ción ya que estas producen mucho polvo, así como otros agen- tes contaminantes, por lo cual se debe montar la subesta- ción en óptimas condiciones de limpieza evitando que estas se realicen en lugares sin cubierta o al aire libre.

##### 4.2.- Limpieza dieléctrica de los componentes del equipo.

Los componentes del equipo (subconjun- tos) que se deben montar se almacenan al --- abrigo del polvo y protegidos de golpes, lo que evitará su limpieza dieléctrica poste--

riormente y los riesgos de funcionamiento defectuoso ó defectos de estanqueidad respectivamente. Se deben también evitar los incidentes de manipulación y conviene desenvolver los elementos hasta el último momento. Entre estos elementos están los siguientes:

2.a. ENVOLVENTES.

Las cuales van protegidas por tapas ciegas que sirven a la vez para obturar y para proteger los asientos de las juntas.

2.b. CONOS O DISCOS.

Estos están protegidos mecánicamente, por un recinto metálico (conos de transformadores) o por esferas de unión (conos de juegos de barras).

2.c. BARRAS, CONTACTOS.

Las barras van protegidas por bolsas de plásticos, y los contactos van separados y envueltos en bolsas de plástico.

4.3.- Limpieza dieléctrica de los componentes del ensamble.

Las operaciones de montaje se deben efectuar en condiciones óptimas de limpieza, cuidando las que se realizan en el suelo, el cual debe de estar limpio y seco. Cada pieza deberá limpiarse cuidadosamente antes de montarla, y a continuación se mencionan:

## 3.a. Conos, envolventes, esferas.

Todas las impurezas (polvo, virutas, etc...) se deben de eliminar de estos elementos antes de montarlos (limpiar con trapos secos y que no se deshilachen).

## 3.b. Para-efluvios, tapas y barras.

Examinar el estado de la superficie de estos elementos antes de montarlos. Vigilar - que no queden ralladuras, porosidades, marcas de choque, oxidación, etc...

## 4.4.- Preparación de montaje

## 4.a Ranuras y alojamientos de juntas

--- Las ranuras ó alojamientos de juntas se deben limpiar, vigilando que no queden impurezas (pelos de pincel, limaduras, etc...). Examinar el estado de sus superficies pues no deben tener meyaduras en ellas.

## 4.b Juntas

--- Las juntas estáticas de estanqueidad se montan con un poco de grasa de silicón ó si milar.

--- Las juntas de estanqueidad giratorias y deslizables se montan con un poco de grasa de silicón ó similar.

--- Si se utilizan juntas que ya han servido en un montaje anterior, conviene eliminar todas las impurezas (pelos de pincel, limaduras, etc...) utilizando alcohol industrial. No se deben utilizar a menos que estén completamente exentas de defectos, en -

caso contrario se debe cambiar la junta.

#### 4. c Otros

--- Antes de realizar el montaje es preciso asegurarse que todas las piezas estén limpias y en buenas condiciones.

#### 4.5.- Herramientas Manuales.

Estas herramientas están previstas para ayudar al montaje, se deben emplear cada vez que sea necesario manipular envolventes inserción de barras, colocación de contactos, etc.

##### 5.1 Manipulación de las celdas.

En cada armado de una subestación se suministra un juego de herramientas manuales que varían según el tipo de celda. Es preciso que estas herramientas sean utilizadas para mover las celdas durante su montaje y mantenimiento.

5.2 Inserción de barras. Se emplean las siguientes herramientas:

2.a. Herramientas de protección de extremidades de barras, esta herramienta cubre la extremidad de la barra y la protege durante su inserción, véase figura III-13.

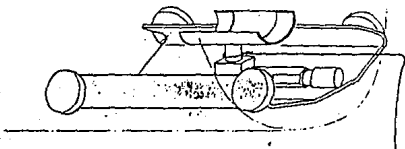


FIGURA III-13. Herramienta para protección de extremidad de la barra.

2.b Herramienta de centraje de barra (Placas de centraje). Se utiliza para mantener la barra en el eje del contacto en el cual se debe insertar, véase figura III-14.

2.c Herramienta de inserción de barra a la extremidad de un aislador de soporte. Esta herramienta se utiliza para mantener la base del aislador mientras se inserta la barra, véase figura III-15.

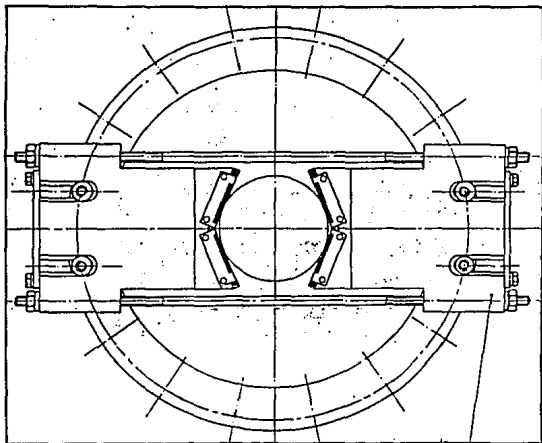


FIGURA III-14. Herramienta de centraje de barra.



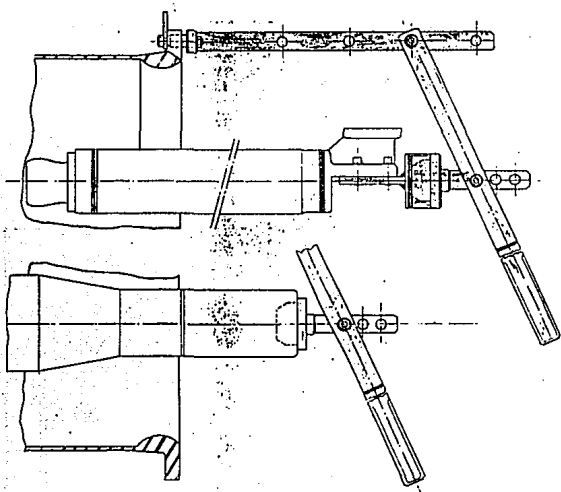


FIGURA III-15. Herramienta para inserción de barra a la extremidad de un aislador soporte.

### III.5 INTERCONEXION DE CELDAS

#### III.5.1. CONSIDERACION.

Una vez que la primera celda ha quedado fijada en el lugar definitivo en sus tres fases respecto a los ejes - que marca el plano de Ingeniería Civil y además se ha considerado la salida física de los ductos que comunican la sala de SF6 con la conexión terminal respectiva (SF6-AIRE, SF6 - ACEITE, SF6-CABLE) de la parte exterior, se procederá a ir acercando las otras celdas (fase por fase) hacia la ante---rior tomando en consideración la distancia de separación en tre celdas monofásicas y así interconectarlas por su barra correspondiente a esa fase.

En la figura III-16 se muestra el arreglo general de barras que unirán una celda con otra (monofásicamente) y que llamaremos "Juego de Barras", posteriormente se explicará la forma de armado de la barra dentro de la envolvente - dependiendo de su extensión, posición y la arquitectura que se tenga en el blindado de las conexiones terminales. Así - también se muestran identificadas por número los componentes de las celdas y que posteriormente se enunciarán.

#### III.5.2. COLOCACION DE UN JUEGO DE BARRAS (CONSULTAR FIGURA III-17).

Para una fase:

- Unir la brida de la envolvente del juego de barras (a) con la del cono (b) de la celda instalada anteriormente.
- Insertar la barra (c) en la rótula pasándola por el interior del cono (b).

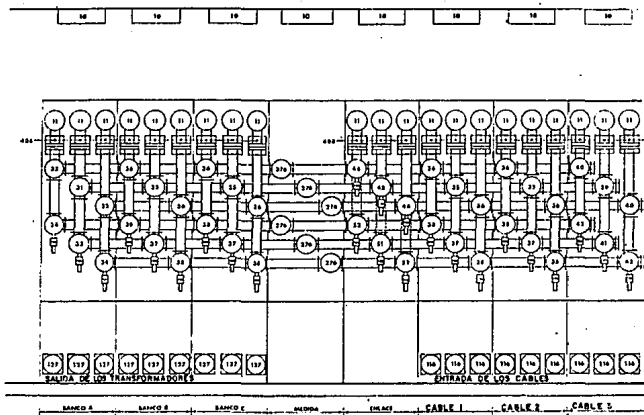


FIGURA III-16. Esquema trifásico de interconexión entre celdas correspondiente al arreglo general de barras.

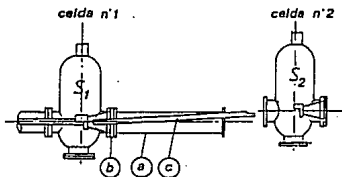


FIGURA III-17. Colocación de un juego de barras - monofásico entre celdas.

- Calzar la barra (c) dentro de la envolvente (a).

### III.5.3 COLOCACION DE LAS OTRAS CELDAS.

- Colocar 4 calces provisionales contra los calces de ajuste de nivel en las 4 esquinas que fijan la celda. (figura III-18).
- Alzar la celda y ponerla sobre las 4 orugas.
- Arrastrar la celda en el eje de la subestación y acercarla a su posición. Posicionarla también - en la dirección OY si es necesario.

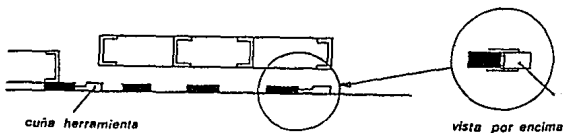


FIGURA III-18. Esquema de la colocación y acercamiento de otras celdas.

- En lo que se refiere a las barras (c) que deben ser montadas en una zona de contacto, comprobar - su posicionado de manera que puedan colocarse correctamente cuando la celda se encuentre en su po

sición definitiva y entonces insertarla en la rótula. Mantenerla después provisionalmente en esa posición para su montaje.

- Alzar la celda por medio de los cuatro gatos hidráulicos, a la altura suficiente para liberar las orugas y después, bajar progresivamente la celda sobre los calces y retirar el conjunto de montaje.

- Por medio de los tornillos deslizadores, mover la celda en la dirección OX y comprobar el espacio entre celdas de acuerdo a la plantilla. (Consultar figura III-19).

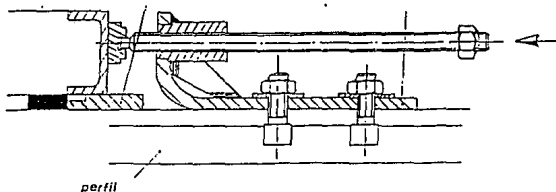


FIGURA III-19. Tornillos deslizadores para desplazar las celdas por sus andajes.

- Comprobar el posicionado en la dirección OY. Retirar el equipo de maniobra, herramientas y embriar la celda.

- Fijar la envolvente (a) y las barras (c) que deben ser montadas en las zonas de contacto de los seccionadores de la celda que ha sido colocada, -

después de haber retirado las tapas de los seccionadores.

#### III.5.4. MONTAJE DE LAS BARRAS DE CONEXION.

Estos montajes se harán generalmente sobre el piso de la sala en que ha de ser instalado bajo estrictas condiciones de limpieza.

##### 5.4.1.- Montaje de una barra larga.

##### 1.1.- Montaje de una barra larga en una envolvente horizontal.

- a) Retirar la tapa de la envolvente y su junta de expedición inicial.
- b) Se procede a colocar sobre la tapa abridada dos juntas de estanqueidad (tóricas).
- c) Tomar la barra en cuestión y colocarla - en el carrito porta-barra (figura III-20) - de tal manera que la barra esté equilibrada.

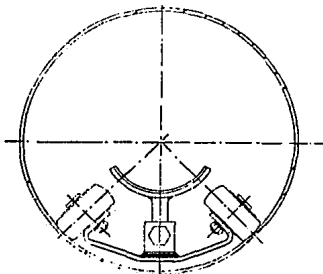


FIGURA III-20. Carrito montado dentro de la envolvente.

Hacer correr (deslizar) el carrito al interior de la envolvente hasta que la barra entre en contacto con la rótula situada al fondo de la envolvente (figura III-21).



FIGURA III-21. Introducción de barra hacia la rótula.

d) Montar sobre la brida de la envolvente y en el extremo libre de la barra la herramienta de ensartamiento de la barra (figura III-22a). Posteriormente apoyarse sobre la palanca para ensertar la barra en la rótula (figura III-22b).

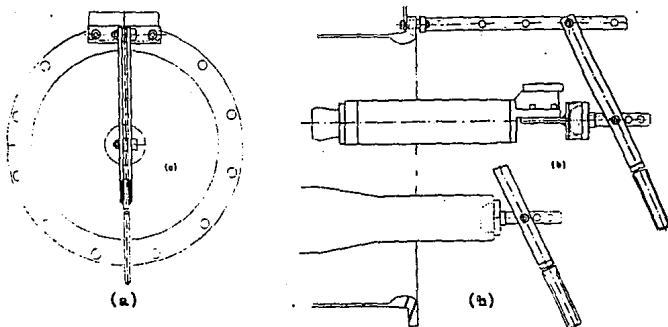


FIGURA III-22. En (a) se muestra la colocación de la herramienta de ensartamiento y en (b) los pasos para ensartar la barra.

e) Desmontar la herramienta de ensartamiento de la barra, levantar el extremo de la barra y extraer el carrito portabarra (figura III-23).

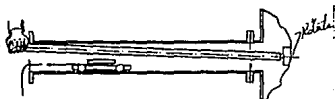


FIGURA III-23. Extracción del carrito de la envoltura.

f) Centrar la extremidad libre de la barra con la ayuda de una herramienta de centrado de la barra. La barra estará centrada cuando  $d1=d2$ , véase figura III-24 y 25

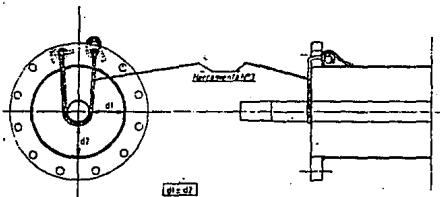


FIGURA III-24. Vista frontal y lateral del centrado de la barra.

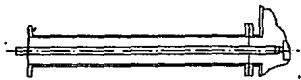


FIGURA III-25. Fijación de la barra larga en envoltura horizontal.



## 1.2.- MONTAJE DE UNA BARRA LARGA EN UNA ENVOLVENTE VERTICAL.

- a) Colocar el compartimiento en forma horizontal.
- b) Se repiten los pasos de los párrafos a,b,c y d anteriores consultando las figuras III-20, 21, 22 (a y b).
- c) Centrar y mantener la barra en el centro de la envolvente con la ayuda de la herramienta de centrado y de mantención de barra, (figuras III-14 y 24) lo que permitirá mantener la barra en su posición dentro de la envolvente cuando esta última se coloque en la posición vertical (figura III-26)

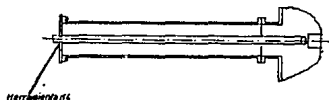


FIGURA III-26. Fijación de una barra larga en envolvente vertical.

5.4.2.- MONTAJE DE UNA BARRA CORTA ( $L < 840$  mm).

## 2.1.- Montaje de una barra corta en una envolvente horizontal.

- a) Se retira la tapa de la envolvente y su junta de expedición inicial.
- b) En caso de que se necesite se colocan sobre la brida de la envolvente, dos juntas de estanqueidad (tóricas)

c) Se toma la barra y se inserta directamente sobre su rótula (figura III-27).

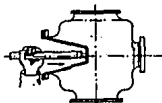


FIGURA III-27. Ensartamiento manual de barra corta.

d) Se centra la extremidad libre de la barra fijando sobre la brida de la envoltura la herramienta de centrado de barra (figura III-28).

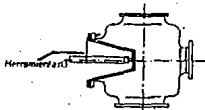


FIGURA III-28. Centramiento de barra mediante la herramienta.

## 2.2 Montaje de una barra corta en una envoltura vertical.

a) Se procede según los párrafos a, b y c anteriores consultando las figuras II-27 y 28.

b) Centrar y mantener la barra en el centro de la envoltura con la ayuda de la herramienta de centrado (figura III-14) y posteriormente insertar la barra sobre la rótula situada abajo.

### NOTA:

Las figuras mencionadas deben observarse como si su lado izquierdo estuviera hacia arriba.

5.4.3. MONTAJE DE UNA BARRA DESMONTABLE  
(JUEGO DE BARRAS).

En el suelo, ensamblar la barra A a la barra B, luego acercar con la mano el capo C sobre la extremidad de las 2 barras anteriormente citadas.

a) Retirar la tapa de la envolvente y su junta de expedición inicial.

b) Se colocan sobre la brida de la envolvente dos juntas de estanqueidad (tóricas).

c) Tomar la barra en cuestión y colocarla en el carrito porta-barra. Colocar el carrito de manera tal que la barra este equilibrada. Deslizar el carrito al interior de la envolvente hasta que la barra entre en contacto con la rótula situada al fondo del conjunto (sección dorada...), véase figura III-29.

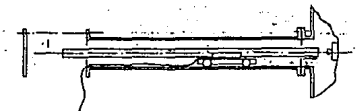


FIGURA III-29. Introducción de la barra en la envolvente mediante el carro.

d) Montar sobre la brida y en la extremidad libre de la barra, la herramienta de ensartamiento de barra y apoyar sobre la palanca para insertar la barra sobre la rótula (figura III-30).



FIGURA III-30. Colocación de la herramienta de ensartamiento e inserción de barra en rótula.

e) Desmontar la herramienta de ensartamiento de barra, levantar la extremidad de la barra y jalar el carrito porta-barra con la cuerda hacia afuera (figura III-31).

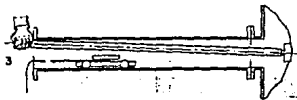


FIGURA III-31. Desmontaje de la herramienta de ensartamiento y extracción del carro.

f) Centrar la extremidad libre de la barra con ayuda de una herramienta de centrado de barra (figura III-32)

La barra estará centrada cuando  $d1=d2$

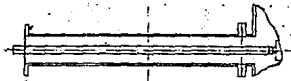


FIGURA III-32. Centraje del extremo libre de barra.

## III.6 ARMADO DE CELDAS

Una vez explicado la interconexión de celdas y el montaje de sus barras de diferentes posiciones y tamaños, es necesario dar a conocer donde se localizan las bridas -- que acoplan otros bultos (conexiones terminales y TP's), ensambles (cuchillas de puesta a tierra) así como módulos de servicio a las celdas por medio de juntas de estanqueidad - intercaladas entre los conos: aislantes para conservar el hermetismo de la envolvente en toda la subestación encapsulada.

En los siguientes dibujos que corresponden a cada tipo de celda que forman la subestación, se muestran las -- bridas y tapas que unen los ensambles de cada bulto así como también se señalan en la figura III-39 y 40 los componentes correspondientes al armado de estas bridas y tapas.

SECCION AA: Tres celdas transformadoras constituyen esta sección, en ella pueden observarse los componentes eléctricos de estas celdas los cuales se mencionan a continuación, además de las bridas y tapas con que vienen encapsuladas, figura III-33.

- 11 y 12 Polo y mecanismo del interruptor de potencia.
- 406 y 407 Transformadores de corriente.
- $S_1 \dots S_6$  Cuchillas seccionadoras de barra monopolar.
- 76 Cuchilla de puesta a tierra (rápida).
- 106 Cuchilla de puesta a tierra (lenta).
- 127 Caja receptora de cable de potencia (sólido).
- 166 Caja para boquillas de transformador de potencia.

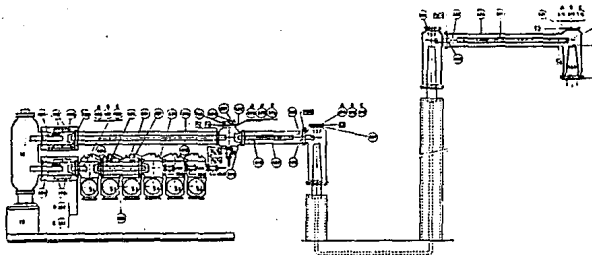


FIGURA III-33. Celda transformadora y sus componentes que la integran así como sus conexiones terminales -- (SF6-CABLE) y (SF6-ACEITE).

NOTA: Obsérvese en la figura III-33 que las cajas receptoras de cable de potencia (sólido) 127, --- constituyen el montaje para la conexión terminal SF6- CABLE y las cajas receptoras de boquillas -- (166) la conexión terminal SF6-ACEITE.

#### B R I D A S Y T A P A S

- A<sub>6</sub>-C<sub>6</sub> Bultos 1, 2, 3, Ensamble 14 Brida-Cuch. de puesta a tierra con resistencia en derivación.
- A<sub>6</sub>-B<sub>6</sub> Bultos 1, 2, 3 Ensamble 14 Brida-Cuch. de puesta a tierra (lenta) con resistencia en derivación.
- A<sub>2</sub>-C<sub>2</sub> Bultos 1, 2, 3, Brida-tapa para elemento de interconexión.

F<sub>2</sub>-G<sub>2</sub> Bulto 7 Ensamble 5 Brida-cono-brida con resistencia en derivación.

C<sub>2</sub> Bulto 7 Ensamble 5 Brida-brida 6 tapa.

SECCION BB. Esta sección de medición está constituida por una sola celda, en la figura III-34 se observan sus componentes eléctricos en forma física y también las bridas que permiten sus ensambles.

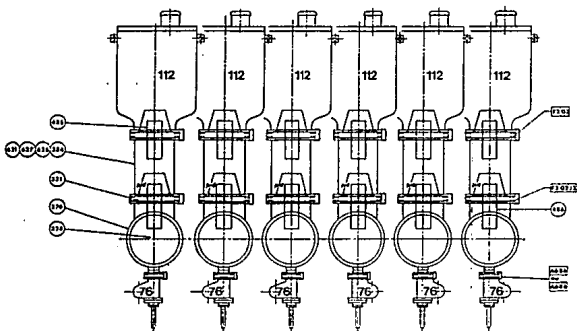


FIGURA III-34. Celda de medición y sus componentes que la integran unidos por sus bridas.

112 Transformadores de potencial.

76 Cuchillas de puesta a tierra (rápidas).

## B R I D A S

- $A_6-B_6$  Bulto 6 Ensamble 14 Brida-cuchilla de puesta a tierra con resistencia en derivación.
- $F_2-G_2$  Bulto 6 y 9 Ensamblajes 6 y 8 respectivamente Brida-cono-brida con resistencia en derivación.
- $F_2-G_2$   
 $J_2$  Bulto 6 Ensamble 6 Brida-cono -brida con resistencia en derivación.

NOTA: Obsérvese en la figura III-34 el comportamiento con dispositivo de comunicación así como - las juntas de estanqueidad en los conos aislantes y sus respectivas resistencias en derivación.

SECCION CC: Esta sección, llamada Enlace está formada por una sola celda y se puede observar en la figura -- III-35, consta de los siguientes componentes eléctricos que se muestran físicamente y los ensambles están unidos por -- bridas.

- 11 y 12 Polo y mecanismo del interruptor de potencia.
- 407 y 408 Transformadores de corriente.
- 45, 46, 51 Cuchillas seccionadoras de barra monopolares.
- 52
- 106 Cuchilla de puesta a tierra (lenta).



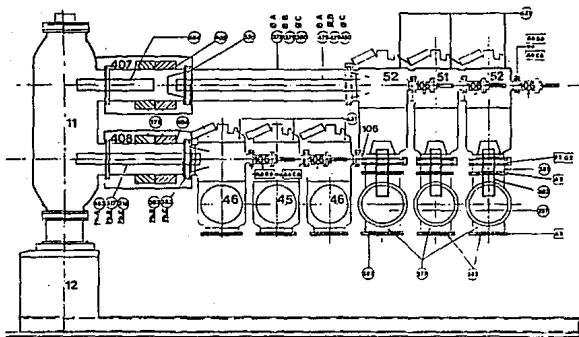


FIGURA III-35. Celda de enlace con arreglo de --  
doble barra con sus componentes unidos por bridas.

#### B R I D A S

- A<sub>6</sub>-B<sub>6</sub> Bulto 5 Ensamble 5 Brida-cuchilla de puesta a tierra (lenta) con resistencia en derivación.
- A<sub>6</sub>-C<sub>6</sub> Idem al anterior.
- A<sub>2</sub> Bulto 5 Brida-Brida 6 tapa.
- F<sub>2</sub>-G<sub>2</sub> Bulto 5 Brida-cono-brida con resistencia en derivación.

NOTA: Como en el caso anterior, obsérvese las jun  
tas de estanqueidad en los conos aislantes así co

mo sus respectivas resistencias en deriva--  
ción.

SECCION DD: Esta celda Cable, formado por los com  
ponentes eléctricos que abajo se mencionan, tiene una con  
exión terminal SF6-CABLE, donde dicho cable va contenido  
en aceite dieléctrico, esta sección está constituida por tres  
celdas cable, y puede observarse en la figura III-36.

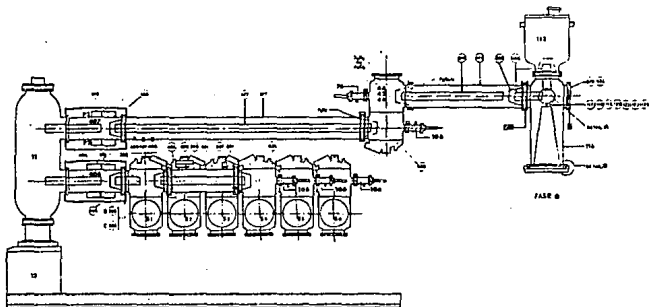


FIGURA III-36. Celda Cable con sus componentes,  
bridas, tapas así como la conexión terminal ---  
(SF6-CABLE).

11 y 12 Polo y mecanismo del interruptor de po  
tencia.

406 y 407 Transformadores de corriente.

S<sub>1</sub>... S<sub>6</sub> Cuchillas seccionadoras de barra mono-  
fásicas.

43 y 44	Cuchillas seccionadoras de salida monofásicas.
76	Cuchilla de puesta a tierra (rápida).
106	Cuchilla de puesta a tierra (lenta).
116	Caja receptora de cable de potencia -- (aceite)
112	Transformador de potencial

## B R I D A S Y T A P A S

A <sub>6</sub> y B <sub>6</sub>	Bulto 4 Ensamble 14 Brida-cuchilla de puesta a -- tierra (lenta) con resistencia en derivación.
A <sub>6</sub> y C <sub>6</sub>	Iden al anterior.
F <sub>2</sub> y G <sub>2</sub>	Bulto 4 Brida-cono-brida con resistencia en derivación.
F <sub>2</sub> -G <sub>2</sub> -J <sub>2</sub>	Bulto 4 y 8 Ensamble 5 y 3 Brida-cono-brida con - resistencia en derivación.
C <sub>2</sub>	Bulto 8 Ensamble 5 Brida-tapa.

NOTA: En cada una de las celdas que forman la sub estación se debe incluir un gabinete de control local (10), de donde se distribuirán todos los ca bles de control, protección y medición hacia los equipos correspondientes para coordinar tal función.

### III.6.1 CONOS AISLANTES

Uno de los elementos más usados entre las bridas son los conos aislantes los cuales están fabricados de resina epóxico-cargada y una de sus funciones constituye actuar como elemento de acoplamiento y sostén de las barras conductoras que están encapsuladas por las envolventes del equipo.

En la figura III-37 puede verse una vista seccional del cono aislante el cual está equipado en su base inferior de elementos de conexión con rótula de contacto (25) - para barra de conexión ó con contacto fijo para cuchilla de puesta a tierra (lenta o rápida).

La base mayor del cono lleva cuatro ranuras (31) y (32) dos en la parte superior y dos en la parte inferior ambas opuestamente donde insertan las juntas de estanqueidad (orings) para que empalmen las bridas de las envolventes contiguas.

Se tienen en total tres tipos de conos, a saber:

--- CONO AISLANTE con abertura (22) que tiene la función sólo de soporte.

--- CONO AISLANTE sin abertura (24) o sea con pared estanca y por lo tanto limita un compartimiento del otro.

--- CONO AISLANTE sin abertura pero con pared estanca equipada con dispositivo de comunicación para permitir temporalmente la unión interna de dos compartimientos (sólo usados exclusivamente por -

algunos fabricantes).

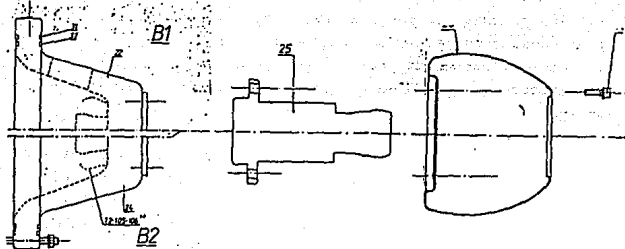


FIGURA III-37. Vista seccional de un cono aislante y sus respectivos componentes de estanqueidad y --acoplamiento.

Por otra parte, estos conos aislantes pueden venir acoplados a dos o más bridas del mismo elemento de distribución para interconectar partes individuales de la instalación. Los tubos de interconexión ajustan su longitud a las necesidades de cada caso en particular y se unen entre sí a través de bridas atornilladas, véase figura III-38.

#### III.6.2 MONTAJE DE JUNTAS DE ESTANQUEIDAD (ORINGS).

Para que las juntas de estanqueidad (orings) permanezcan en óptimas condiciones se debe de tomar en cuenta su conservación durante el almacenaje así como sus precau--

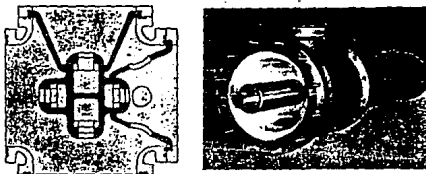


FIGURA III-38. Elemento de interconexión con dos conos aislantes, uno con y otro sin abertura o comunicación.

ciones y cuidados durante su instalación.

Estas juntas van colocadas entre las uniones de -  
brida/brida ó tapa, brida/cono/brida ó tapa, brida/cono/brida, brida/tapa, brida/cuchilla de puesta a tierra, resistencia en derivación/cuchilla de puesta a tierra y brida/módulo de servicio como pueden observarse en las figuras III-39 (a), (b), (c), y (d) como en 40 (a), (b), y (c) respectivamente. Estas uniones se pueden localizar en los dibujos de cada celda y conforman los armados de todos los ensambles - de los bultos de esa celda en particular y de las demás.

#### III.6.2a. ALMACENAJE.

Estas juntas están fabricadas de un elastómero -- sintético y pueden variar sus características físicas durante un almacenaje prolongado por varios factores como son: - calor, luz, oxígeno, ozono y contacto con otros materiales. Para conservar estas juntas en óptimas condiciones se debe

evitar lo siguiente:

- Deformaciones
- Grietas u otras averías en su superficie.
- Ablandamiento o endurecimiento extremos.

Para su conservación durante un extenso período - de almacenaje, se aconseja, en lo posible, observar las siguientes instrucciones:

- Protegerlas de aire ambiente y del sol.
- Almacenarlas con una temperatura constante, - de preferencia a 15°C y máximo 20°C.
- Evitar el acercamiento a fuentes radiadoras - de calor, como radiadores de calefacción, tuberías de vapor y lámparas incandescentes.
- Evitar el amontonamiento sin aireación.
- Evitar estiramiento o esfuerzos por usarlas - para sujeción o colgado de otros objetos.
- Evitar dejarlas retorcidas, dobladas o comprimidas.
- Se aconseja renovar existencias para evitar su envejecimiento y mantenerlas alejadas de la humedad y la condensación.

### III. 6.2b. CUIDADOS.

- Limpiar la junta con una tela que no se deshilache.
- Eliminar la marca de identificación con la uña.
- Examinar la superficie de la junta visualmente, además de palparla y asegurarse que esté exenu

ta de rayaduras, escamaduras, pelos de pincel, --  
etc.

### III.6.2c. INSTALACION.

--- Engrasar la junta ligeramente, utilizando gra  
sa de silicón ó similar, sobre toda la superficie,  
el espesor de la grasa debe ser mínimo y para evi  
tar el exceso, se recomienda deslizar la junta en  
tre los dedos de la mano.

--- Al final de la operación y ya instalada la --  
junta, esta debe de cubrirse con una caja delgada  
de grasa.

--- En caso de que la junta no se adhiera con fir  
meza a su caja, puede utilizar los sujetadores pa  
ra asegurar su fijación.

### III.6.3 BRIDAS Y TAPAS.

Las bridas descritas a continuación son las que -  
se encuentran en los extremos de las envolventes metálicas  
que encapsulan al gas (SF<sub>6</sub>), también se tienen en los extre  
mos de los componentes activos de la subestación como son -  
cuchillas seccionadoras, cuchillas de puesta a tierra, trans  
formadores de potencial, etc. que distribuyen en algunos ca  
sos hacia las barras u otros componentes. Por último, tam--  
bién se mencionan las bridas de los módulos de servicio y en  
el caso de las correspondientes a los transformadores de co  
rriente se excluyen pues son de diseño e instalación espe--  
cial en fábrica.

--- Las bridas normales de conexión entre envol--



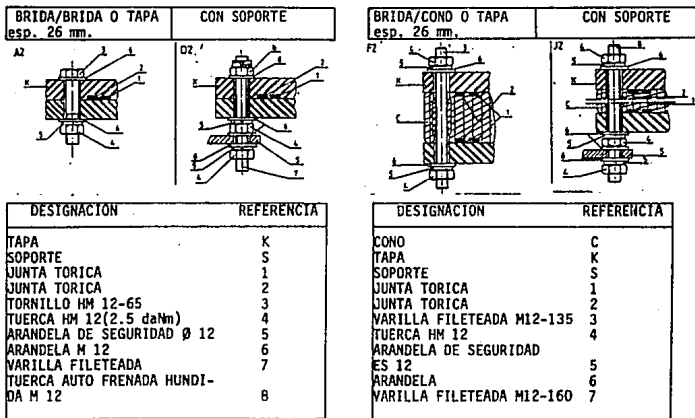
ventes y componentes activos que tienen 445 mm de diámetro exterior y se componen de 12 agujeros, véase figura III-39.

--- Las bridas de las mirillas de los seccionados de puesta a tierra que tienen 172mm de diámetro exterior y se componen de 6 agujeros en su brida, véase figura III-40 (a y b).

--- Las bridas especiales de diámetro menor, que generalmente reciben un módulo de servicio ó a veces una tapa, tienen 155mm de diámetro exterior y se componen de 8 agujeros, figura III-40 (c).

A cada uno de estos tipos de brida le corresponde un par de juntas (orings) de estanqueidad, según diámetro que ya viene dictaminado por el fabricante. Todas las bridas separadas por un cono aislante requieren de una resistencia de derivación, las cuáles aseguran la continuidad eléctrica de las envolventes con los componentes activos.

FIGURA III - 39

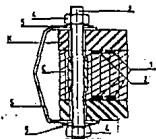


a) Unión Brida/Brida ó Tapa

b) Unión Brida/Cono/Brida ó Tapa

BRIDA/CONO/BRIDA (CON RESISTENCIA DE DERIVACION)

G2

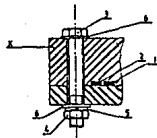


DESCRIPCION	REFERENCIA
CONO	C
TAPA	K
RESISTENCIA DE DERIVACION	S
JUNTA TORICA	1
JUNTA TORICA	2
VARILLA FILETEADA M12-135	3
TUERCA HM 12	4
ARANDELA ELASTICA Ø 12.5	5

c) Unión Brida/Cono/brida

BRIDA/TAPA ESP.47MM.

C2



DESCRIPCION	REFERENCIA
TAPA	K
JUNTA TORICA	1
JUNTA TORICA	2
TORNILLO HM 12-90	3
TUERCA HM12 (2.5daNm)	4
ARANDELA DE SEGURIDAD ES 12	5
ARANDELA M12	6

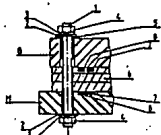
d) Unión Brida /Tapa

FIGURA III-39 Bridas con 445 mm de diámetro y 12 agujeros para diferentes tipos de uniones (tapas, conos y resistencias en derivación) entre diversos ensambles.

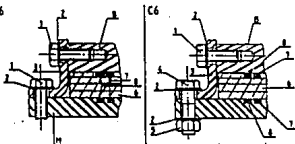
FIGURA III - 40

BRIDA/SECCIONADOR DE PUESTA  
A TIERRA

A6

RESISTENCIA DE DERIVACION/SECCIONADOR  
DE PUESTA A TIERRA,

B6



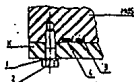
DESIGNACION	REFERENCIA
BRIDA DE SECCIONADOR	B
BRIDA DE SECCIONADOR DE TIERRA	M
VARILLA FILETEADA M 8-100	1
ARANDELA M 8	2
ARANDELA DE SEGURIDAD ES Ø B	3
TUERCA HM B	4
TUBO AISLANTE	5
TRAVIESA AISLANTE	6
JUNTA TORICA	7
JUNTA TORICA	8

a) Unión Brida/Seccionador de puesta a tierra.

DESIGNACION	REFERENCIA
BRIDA DE SECCIONADOR	B
BRIDA DE SECCIONADOR DE P. A TIER.	M
TORNILLO HM 12-30	1
ARANDELA ELASTICA Ø 12.2	2
RESISTENCIA DE DERIVACION	3
TORNILLOS HM 12-45	4
TUERCA HM 12	5
TRAVERSIA AISLANTE	6
JUNTA TORICA	7
JUNTA TORICA	8

b) Unión Resistencia en Derivación/Seccionador de puesta a tierra.

## BRIDA-MODULO DE SERVICIO



DESIGNACION	RESISTENCIA
TAPA	K
MODULO DE SERVICIO	Mds
TORNILLO HM 8-30	1
ARANDELA DE SEGURIDAD	2
ES Ø 8	
JUNTA TORICA	3
JUNTA TORICA	4

c) Unión Brida/Módulo de servicio

FIGURA III-40. Bridas con 172 mm de diámetro y 6 agujeros (a) y (b) unidas con seccionador de puesta a tierra y resistencia en derivación respectivamente, (c) Brida con -- 155 mm de diámetro y 8 agujeros para unión con módulo de servicio.

### III.6.4 MONTAJE DE LAS RESISTENCIAS EN DERIVACION.

Las resistencias en derivación proporcionan la -- continuidad eléctrica de las envolventes al puntear los collarines de los conos aislantes de estanqueidad ó las arandelas elásticas aislantes en ciertos casos especiales como son las cuchillas de puesta a tierra.

#### METODO DE MONTAJE:

1.- Sobre un mismo birlo, colocar las tuercas y arandelas entre las cuales se debe montar la resistencia en derivación.

2.- Desoxidar la superficie de contacto de la resistencia en derivación con el collarín, por medio de una lija suave.

3.- Limpiar la superficie de contacto eléctrico de la resistencia en derivación con un cepillo metálico y engrasarla inmediatamente con silicón u otro similar, aunque también puede utilizar vaselina neutra.

4.- Es preciso, montar cada resistencia en derivación una tras otra para evitar que varios puntos de fijación se aflojen simultáneamente.

Las resistencias en derivación van instaladas al puntear la brida de la cuchilla de puesta a tierra y la brida de la cuchilla seccionadora ó también se instalan, al puntear una brida-cono-brida, lo anterior puede verse en las figuras III-39 (c) y 40 (b) respectivamente.

### III.6.5 LOS COMPARTIMIENTOS ESTANCOS.

La subestación, cuyas envolventes metálicas están llenas de gas (SF<sub>6</sub>), se divide cada una de sus fases en compartimientos estancos que comprenden tramos de envolventes y algún componente activo, esto en el caso de que cada compartimiento sea monofásico pero se pueden hacer trifásicos al unir cada tramo igual a cada una de las fases por medio de una tubería de pequeño diámetro igualadora de presión. - En otros casos, como ya se había mencionado, la envolvente puede ser trifásica. Lo anterior, trae consigo las siguientes ventajas, según sea el caso.

--- EXTENSION FUTURA DE LA SUBESTACION: La modificación de una celda ó de cambio de un componente, pues no es preciso evacuar el gas de toda la subestación, los compartimientos trifásicos que no están afectados pueden quedar bajo presión de SF<sub>6</sub>, y ciertas partes de la subestación pueden permanecer bajo tensión.

--- ANTE UNA FUGA DE GAS: Esta afecta sólo un compartimiento que se podrá identificar fácilmente, pues cada uno está dotado de un presóstató y alarma.

--- UNA FALLA INTERNA: Si la hay, no podrá extenderse a los compartimientos adyacentes.

#### III. 6.5.1 DIVISION DE COMPARTIMIENTOS.

La división en compartimientos estancos depende -- del esquema y de la arquitectura de la subestación; cada compartimiento tripolar está dotado de accesorios para llenar con gas (válvula check ó de compuerta), un supervisor -

de presión interna y un dispositivo de sobrepresión, véase figura III-41. Cada compartimiento está limitado por:

--- Las envolturas y tapas metálicas abridadas que forman la funda exterior de la subestación.

--- Los conos aislantes de estanqueidad en el interior de las envolventes, que constituyen la separación en tre compartimientos adyacentes.

A continuación se muestra un listado de los compartimientos tripolares y monopolares de cada una de las celdas que constituyen la subestación en total.

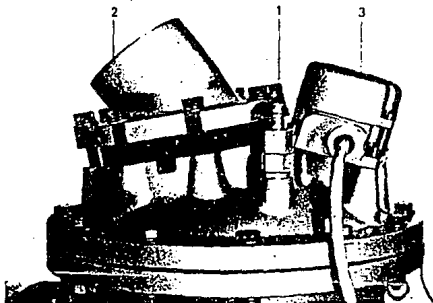


FIGURA III-41. Accesorios de control para la supervisión (3), sobrepresión (2) y llenado (1) de gas SF<sub>6</sub> en el compartimiento del equipo.

SECCION AA: Esta está constituida de tres celdas transformadoras con salida por cable de potencia sólidamente aislado hacia el transformador respectivo, consta de los siguientes compartimientos:



TRIFASICOS ..... (F1, E3, U4, D1, S1 ó S4, T1,  
ó T4).

Lo anterior puede observarse en la figura III-42.

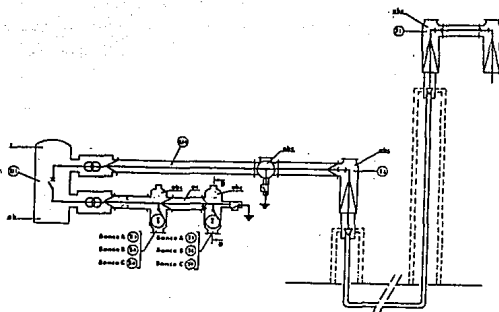


FIGURA III-42. Compartimiento estanco que integran las celdas transformadoras.

SECCION BB: La celda de medición se compone por tres compartimientos monopolares (E) y tres compartimientos monopolares (F) según corresponde a las barras I ó II, respectivamente. Obsérvese lo anterior en la figura III-43.

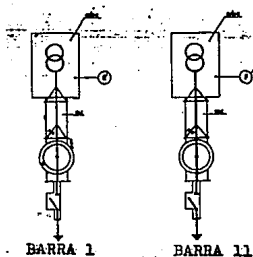


FIGURA III-43. Compartimientos estancos de la celda de medición.

SECCION CC: Esta celda de enlace, está constituida por compartimientos tripolares y estos son los siguientes: T5, S5, y D, los cuales pueden verse en la figura III-44.

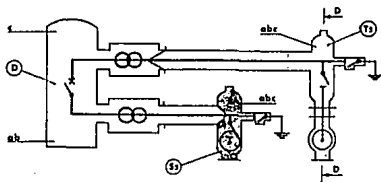


FIGURA III-44. Compartimientos estancos que integran la Celda de Enlace.

SECCION DD: La celda cable (aislado en aceite) es  
 ta constituida por cinco compartimientos tripolares ( $E_2$ ,  $U_3$   
 $D_1$ ,  $S_4$ , y  $T_4$ ) y un solo compartimiento monopolar ( $H$ ). Obsér  
 vese en la figura III-45 estos compartimientos.

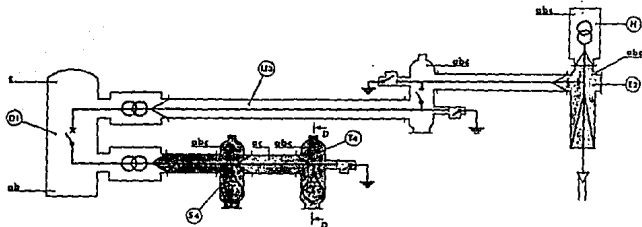


FIGURA III-45. Compartimientos estancos que constituyen  
 la Celda Cable.

## CAPITULO IV

PROCESO DE VACIO Y LLENADO EN SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS  
(SF6)

## IV.1 GENERALIDADES

Cuando ya se ha terminado completamente el montaje de todos los elementos de la subestación habiendo seguido el procedimiento recomendado por el fabricante y haber respetado y cumplido con las condiciones estrictas de limpieza respecto a los componentes internos y externos de cada módulo, se procederá a efectuar la comprobación del funcionamiento de mecanismos del equipo y sus circuitos de control (eléctrico, mecánico, neumático, hidráulico) según sea el caso. Posteriormente, es posible comenzar a realizar dos procesos de los cuales dependerá exclusivamente que cada uno de los componentes del equipo sean confiables dielectricamente; estos son:

- EL PROCESO DE VACIO
- EL PROCESO DE LLENADO

Es conveniente advertir primero que si se llega a realizar un mal proceso de vacío, se tendrá consecutivamente un llenado de mala calidad que retribuirá finalmente en la contaminación de humedad del SF6 (nuevo o reciclado); y por último, esto ocasionará una pérdida de la densidad del SF6 y por lo tanto sus características como dieléctrico.

El proceso de vacío se efectúa siguiendo una serie de etapas en las que se verifica la calidad del vacío y se reduce la humedad al máximo; por último, se efectúa el llenado con SF<sub>6</sub> pero teniendo en cuenta la velocidad y el tiempo del proceso pues éstos se elegirán de tal manera que nunca se llegue a un cambio de estado de agregación del gas (SF<sub>6</sub>).

Para obtener el dominio de éstos procesos es necesario analizarlos detalladamente, para lo cual, se definirán primero los conceptos básicos y posteriormente cada uno de los fenómenos que afectan de alguna manera el resultado final de cada proceso.

#### IV.2 E L V A C I O (DEFINICION).

Se define en física como el espacio sin materia, o sea, el espacio en el cual el aire u otro gas se hallan enrarecidos, a presiones muy inferiores a la atmosférica.

El vacío absoluto es irrealizable, pero por medios muy potentes se puede extraer el aire de una pequeña cámara hasta que la presión residual en la misma solamente sea de una cienmilésima parte de la presión atmosférica, -- que es de 760 mm de Hg al nivel del mar. Pero aún, dicha cámara contendrá varios millones de moléculas de aire por centímetro cúbico.

Para llevar a cabo el vacío o rarificación mecánica, se emplean distintas clases de bombas mas o menos parecidas a compresores de funcionamiento invertido o trompas en las cuales el aire es arrastrado por un chorro de agua o entre las gotas de mercurio que caen por un tubo capilar. No obstante lo anterior, las máquinas más eficaces son las

bombas moleculares.

#### IV.3 BOMBAS DE VACIO

Una bomba de vacío tiene como finalidad reducir la presión de un gas en el medio en el cual se encuentre éste o sea, a presiones muy por debajo de la atmosférica. Es precisamente esta reducción de presiones lo que clasifica a dichas bombas y que a continuación veremos.

##### IV.3.1 BOMBAS DE VACIO DE DIFUSION.

Este tipo de bomba fue la usada en tiempos pasados pues solo alcanza a obtener presiones bajas de vacío. Utiliza para el arrastre de moléculas de aire ciertos fluidos como son: Mercurio o Aceites pesados de petróleo. Un calentador eléctrico, compuesto por resistencias, está ubicado en la base de la bomba, con la función de evaporar el fluido contenido; así el vapor abandona los orificios ubicados en la chimenea vertical.

En la figura IV-1 se observa el cuerpo de una bomba de vacío de este tipo, sus partes principales como el pulverizador y el depósito de refrigeración. El gas entra por la parte superior de la bomba y es arrastrado por el gas entrante antes de llegar a condensarse en las paredes del depósito de refrigeración.

##### IV. 3.2. BOMBAS DE VACIO ROTATIVAS (PALETAS).

Este tipo de bombas son de desplazamiento positi-

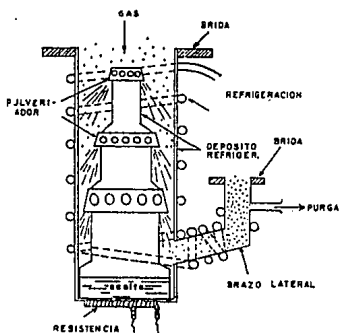


FIGURA IV-1 Partes principales de una bomba de vacío tipo difusión.

vo, con uno o dos tiempos y están provistas de un motor eléctrico el cual se encarga de girar un par de paletas montadas en un disco que gira excéntricamente. Actualmente estas bombas han sido sustituidas por las de movimiento de vaivén de un émbolo, las que veremos posteriormente.

En la figura IV-2 se aprecia como está constituida esta bomba de vacío, obsérvese que hay dos paletas colocadas en el disco excéntrico que es contenido en el cuerpo cilíndrico de la bomba.

Al girar dicho disco, hace posible que las paletas hagan contacto con "C" entre la succión de bomba y su -

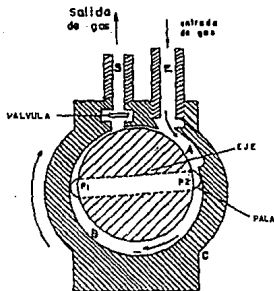


FIGURA IV-2 Bomba de vacío relativa (paletas).

salida de aire. Una vez que la paleta P1 ha entrado al espacio "A", arrastra todo el aire que ha entrado por E; al mismo tiempo, la paleta P2 obliga al aire del espacio "B" a salir por "S".

Después que la paleta P2 ha concluido el pase por la salida "S", la paleta P1 continuará con el mismo proceso. Estas -- bombas pueden utilizarse para alcanzar vacíos de hasta 0.1 micrones de Hg.

#### IV. 3.3. BOMBAS DE VACIO ROTATIVAS (EMBOLO)

Esquemáticamente una bomba de éste tipo consiste de un cilindro que gira en el interior de una cámara cilíndrica provista de un resalte longitudinal (en el sentido de la generatriz), existiendo entre éste y la superficie de -- aquel un juego de unas centésimas de milímetro solamente. -- Este espacio comunica por un lado del resalte con una cáma-



ra en la cual se ha practicado ya un vacío parcial.

En la figura IV-3 se observa que al girar el rotor, su superficie acelera las moléculas del aire que se hallan en contacto con él, originando así una depresión por el lado de admisión; luego, aquellas moléculas detenidas por el resalte, aumentan localmente la presión junto al orificio de escape que comunica con la bomba preliminar. Desde luego, estas bombas se fundan en expulsar las moléculas de aire mediante vapores de mercurio o de aceite que, al condensarse, las arrastran. En la misma figura anterior se muestran las tres fases del ciclo de aspiración del émbolo.

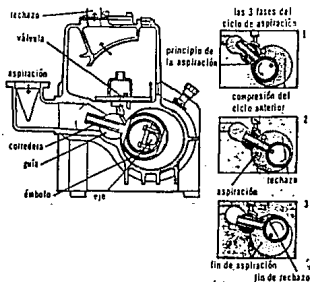


FIGURA IV-3 Bomba de vacío rotativa (émbolo).

#### IV.4 MEDICION DEL VACIO (UNIDADES Y EQUIPO)

Como en cualquier medición, la de presiones es un intervalo o diferencia respecto a alguna referencia. Las referencias usuales son la presión cero ó absoluta y la pre--

sión atmosférica. La presión cero o absoluta corresponde al vacío completo, o sea la falta total de presión. Cuando una presión se expresa como una diferencia entre el valor de presión y un vacío completo, se le denomina presión absoluta. Cuando se expresa como una diferencia entre el valor de presión y la presión atmosférica, se le denomina presión manométrica. Lo anterior lo podemos expresar mediante la siguiente ecuación:

$$P_{abs} = P_{man} + P_{atm} \quad \text{---(1)}$$

La presión manométrica se mide con un manómetro, calibrado a cero a nivel del mar. Debe notarse que la presión manométrica no siempre es mayor que la presión atmosférica. Una presión manométrica negativa indica que la presión es menor que la atmosférica o que hay un vacío parcial.

La medición de presión de vacío se refiere a valores por abajo de la presión atmosférica, esto es, valores desde la presión atmosférica local hacia el cero absoluto. El vacío representa la cantidad por la cual la presión atmosférica excede la presión absoluta. De estas definiciones vemos que la presión absoluta no puede ser negativa y el vacío no puede ser más grande que la presión atmosférica local.

La presión atmosférica estándar al nivel del mar soporta una columna de mercurio de 30 pulgadas ó 760 mm de altura. La presión barométrica a menudo se expresa en pulgadas, centímetros ó milímetros de mercurio. La presión atmosférica (atm) en unidad estándar está dada por las siguientes conversiones:

$$1 \text{ Atm} = 14.7 \text{ lb/pulg}^2 = 1.0325 \times 10^5 \text{ N/m}^2 \text{ (Pa)} = 1013250 \text{ dinas/cm}^2 = 30 \text{ pulg Hg} = 76 \text{ cm Hg} = 760 \text{ mm Hg (torr)} = 1.01325 \text{ bar}$$

La unidad de presión empleada comunmente es el Bar y sus múltiplos, esto es: 1 bar = 1000 mb =  $10^6$  dinas/cm<sup>2</sup>.

En el sistema de unidades de Ingeniería, la presión es usualmente expresada en libras por pulgada cuadrada absoluta (psia) y la presión manométrica con iguales unidades (psig). La presión es también frecuentemente expresada en términos de la altura de una columna de mercurio la cual soporta a una temperatura de 20°C (68°F) y una presión atmosférica estándar de 14.696 psia, la altura de 760 mm H<sub>g</sub> - con una densidad del mercurio de 13.5951 gr/cm<sup>3</sup>.

La presión atmosférica se mide por un barómetro. El barómetro de mercurio consiste esencialmente de un tubo lleno de mercurio el cual se coloca invertido en un recipiente con el mismo metal (véase figura IV-4). Parte del mercurio contenido en el tubo sale de ahí, pero la presión exterior del aire que actúa en la superficie del mercurio del recipiente soporta una columna de mercurio de altura h. Dado que el sistema está en equilibrio, la presión externa es igual a la presión debida al peso de la columna de mercurio, esto es:  $p = (\rho_{hg} - D)h$  donde  $\rho$  y D son las densidades de masa y peso del mercurio respectivamente.

Otro instrumento para medir presión atmosférica es el barómetro anerode, éste instrumento emplea un diafragma metálico sensible en una cámara al vacío para detectar alguna presión la cual se indica mecánicamente, véase figura IV-5.

Un dispositivo común empleado para medir la presión manométrica es el manómetro de tubo en forma de "U", - éste puede estar lleno de agua o mercurio dependiendo de la presión por medir y los extremos pueden estar abiertos a la

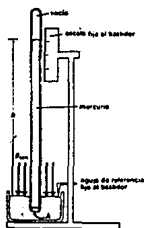


FIGURA IV-4 Principio del barómetro de mercurio



FIGURA IV-5 Barómetro Aneróide y su mecanismo.

atmósfera o que un extremo se conecte a un recipiente bajo presión. Lo anterior se puede observar en la siguiente figura IV-6, y muestra en sí los principios en que se basan los manómetros que miden presión absoluta y manométrica.

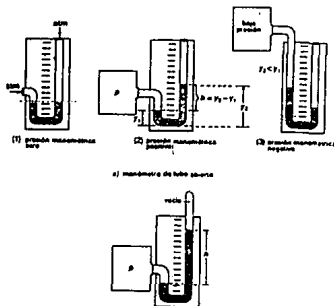


FIGURA IV-6 Manómetros de tubo abierto (a), miden la presión respecto a la atmosférica (1), presión manométrica positiva y negativa en (2) y (3) respectivamente.

La presión relativa de un gas se mide con un manómetro industrial que utiliza una membrana deformable, la -- cual activa a una aguja indicadora. Una superficie de la -- membrana está en contacto con el gas y la otra con la atmósfera; así se mide la diferencia de presión entre el gas y -- la atmósfera o sea tomando como referencia ésta última.

Si la superficie de la membrana deformable en contacto con el gas obstruye una cápsula, en la cual, se ha -- practicado un vacío, el manómetro mide la diferencia de presión entre el gas y el vacío. Siendo nula la presión en la cápsula que está al vacío, el manómetro indica la presión -- absoluta del gas. Este tipo de manómetro es más delicado -- que el de presión relativa, razón por la cual es preferible usar éste último y efectuar correcciones, considerando perturbaciones atmosféricas debidas a temperatura y altitud -- del lugar.

En la figura IV-9 se muestra el rango de presiones que cubren los manómetros, esto es, desde 0.1 hasta  $10^4$  mm Hg. Como vemos se cubre la presión de vacío y también -- presiones arriba de la atmosférica con lo que se cubre la -- mayoría de las mediciones hechas en campo a los comparti-- mientos estancos de las subestaciones aisladas y encapsuladas en SF6. Uno de los tipos más frecuentes usados, es el -- manómetro ó medidor de Bourdon, el cual se muestra en la figura IV-7.

Este medidor consta de un tubo aplanado que puede ser de bronce, latón ó acero y doblado en forma de una circunferencia, el cual, al ser sometido a una presión por el lado de entrada es rectificado o alargado. Este alargamiento se produce en el otro extremo del tubo y es proporcional a la diferencia de presiones que existen entre el interior

y el exterior de dicho tubo. Lo anterior genera un movimiento que hace girar la aguja indicadora, mediante un mecanismo de cremallera y piñón.

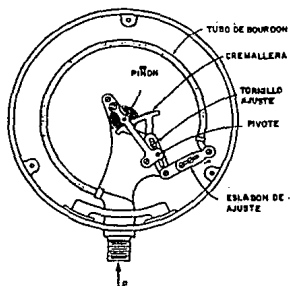


FIGURA IV-7 Componentes del manómetro de Bourdon.

Para comprobar y medir presiones de vacíos abajo de 1mm Hg se usa el manómetro MCLOAD que se considera un patrón para medir enrarecimientos, ya que la presión puede calcularse a partir de las dimensiones de manómetro. No puede usarse directamente cuando la presión es inferior a  $10^{-14}$  torr; sin embargo, las técnicas para dividir la presión permiten usarlo como patrón de calibración para intervalos considerablemente pequeños. La inexactitud de los manómetros Mcleod rara vez es menos de 1%.

Existen muchas variantes de los manómetros de Mc-

leod, pero aquí consideraremos los básicos. La teoría en -- que se basan éstos manómetros es la compresión de una muestra de gas a baja presión hasta que éste se someta a una -- presión tan suficientemente elevada que sea posible leerla en un manómetro sencillo. En la figura IV-8 muestra los elementos básicos de construcción. Sacando el émbolo, el nivel del mercurio desciende según se muestra en la posición (a), haciendo entrar el gas a la presión desconocida  $p_i$ . En (b) se introduce el émbolo y el nivel del mercurio sube, encerrando una muestra de gas de volumen conocido ( $V$ ) en el bulbo y en el tubo capilar (A). Si penetra más el émbolo como en (c), éste comprime la muestra, y el movimiento continúa hasta que el nivel del mercurio en el tubo capilar (B) llegue a cero. Luego se calcula la presión desconocida, usando la Ley de Boyle:

$$p_i(V) = pAth \quad p = p_i - h \text{ ----- (2)}$$

$$p_i = \frac{Ath^2}{V - Ath} = \frac{Ath^2}{V} \quad \text{si } V \ll Ath \text{ --- (3)}$$

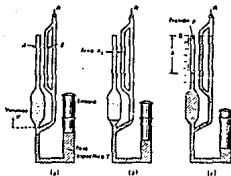


FIGURA IV-8 Manómetro de McLeod con el émbolo en ----- diferentes posiciones ilustrando su funcionamiento.

Al usar el manómetro McLeod, es importante tener presente que la lectura de la presión será errónea si el gas medido contiene algunos vapores que se han condensado por los procesos de vacío. Los inconvenientes principales del manómetro McLeod son la falta de una señal de salida que permita hacer una lectura continua y las limitaciones sobre las presiones más pequeñas que pueda medir.

En suma, existen otros medidores de vacío e incluso para presiones muy bajas los cuales sólo los mencionaremos como conocimiento general pero no se usan dentro de las mediciones usadas en éste campo, estos son: Manómetros de Pirani, de Termopar, por Ionización, etc. En la figura IV-9 se puede observar los rangos de presión en que éstos manómetros trabajan.

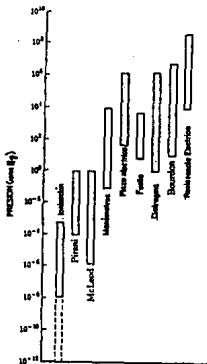


FIGURA IV-9 Resumen de rangos de la escala de presión de los manómetros.



#### IV.5 COMPOSICION Y DESARROLLO DEL VACIO

Durante el proceso de montaje de los componentes que integran la subestación, se expone a dicho equipo al -- aire del medio ambiente, lo que ocasiona que éste se quede inmerso dentro de las envolventes metálicas y tenga que extraérsele por medio de un PROCESO DE VACIO lo más antes posible y una vez concluido por completo el proceso de montaje de dicho compartimiento. Hay que tomar en cuenta que dichos componentes vienen herméticamente cerrados y con una -- presión interna de nitrógeno procedentes de fábrica, ésto -- para que se evite la penetración de aire durante su embar-- que y traslado al sitio de instalación.

El aire ambiente está compuesto de los siguientes gases: Nitrógeno (78%), Oxígeno (21%), Argón (0.93%). Bióxido de Carbono (0.033%) y pequeñas cantidades de Hidrógeno, Vapor de agua, Neon, Helio, Kriptón, Xenón y Radón. Cada uno de estos componentes participa con diferentes presiones "presión parcial", la cual es aproximadamente igual a la que -- tendría dicho componente si ocupase él sólo el volumen que ocupa la mezcla; éste hecho constituye la "Ley de Dalton". Por lo tanto, cada uno de estos componentes actúa con independencia de los demás.

Así, bajo ciertas condiciones, la presencia de vapor de agua, oxígeno y nitrógeno puede ocasionar daños a -- los componentes del equipo por corrosión u oxidación, además de poder llegar a reaccionar con algún tipo de producto en descomposición provocado por alguna falla en el equipo.

##### IV.5.1. HUMEDAD EN EL EQUIPO.

La humedad se presenta de tres maneras: como sólido

do (hielo) como agua (líquido) y como vapor o gas. El caso más frecuente encontrado en equipo es en forma de vapor de agua, este no se puede palpar por lo que su presencia pasa inadvertida pero se desplaza rápidamente.

La presión de un vapor en equilibrio con el líquido o el sólido a cualquier temperatura se denomina PRESION DE VAPOR de la sustancia a dicha temperatura. Dicha presión de vapor aumenta con la temperatura y no con el volumen. -- Así, el aire puede estar cargado de humedad en un día ca---liente y humedo en verano.

La presión parcial de vapor de agua en el aire es de algunos milímetros de mercurio a una temperatura determinada, lo anterior puede observarse en la siguiente figura IV-10.

*Presión del vapor de agua*

Temperatura (°C)	Presión de vapor (mm de mercurio)	Presión de vapor (kg/cm <sup>2</sup> )	Temperatura (°F)
0	4,58	0,0062	32
5	6,51	0,0088	41
10	8,94	0,0121	50
15	12,67	0,0172	59
20	17,5	0,0238	68
40	55,1	0,0749	104
60	149	0,2026	140
80	355	0,4828	176
100	760	1,033	212
120	1 490	2,026	248
140	2 710	3,685	284
160	4 630	6,296	320
180	7 510	10,213	356
200	11 650	15,844	392
220	17 390	23,650	428

FIGURA IV-10 Presión del vapor de agua en función de la temperatura.

La masa de vapor de agua por unidad de volumen que contiene la atmósfera se denomina HUMEDAD ABSOLUTA, y así - esta es tal que la presión parcial iguala a la presión de vapor, se dice que el vapor está SATURADO; pero si es inferior, el vapor se llama NO SATURADO. Por lo tanto, la razón de la presión parcial a la presión de vapor, a la misma temperatura, se denomina HUMEDAD RELATIVA, la cual se expresa en por ciento:

$$\text{HUMEDAD RELATIVA}(100) = \frac{\text{Presión parcial del vapor de agua}}{\text{Presión de vapor a igual temperatura}}$$

Así, la humedad relativa es 100% si el vapor está saturado y es cero si no hay vapor de agua presente.

La humedad relativa es el término empleado comúnmente para expresar el por ciento de saturación, es decir, el contenido de humedad que existe en el aire expresado como un por ciento de la humedad máxima que el aire pudiera contener a una temperatura dada.

La humedad relativa determina el punto de rocío ó la temperatura a la cual la humedad se condensará. Lo anterior se manifiesta, por ejemplo, cuando la condensación ocurre en el exterior de un vaso de agua fría cuando éste se encuentra en una habitación calurosa.

Así pues, la temperatura a la cual el vapor de agua contenido en una porción de aire se convierte en vapor saturado, se denomina PUNTO DE ROCIO y la medición de su temperatura proporciona el método más exacto para determinar la humedad relativa.

Lo anterior, nos muestra porque es necesario que

los componentes del equipo se mantengan con una presión interna de nitrógeno, ya que al abrirse debido a cuestiones - de montaje o reinstalación se proporciona una buena protección contra la entrada de aire, pero no previene la entrada de vapor de agua si la temperatura del compartimiento se encuentra por debajo del punto de rocío del aire atmosférico, pues dicho vapor de agua se condensará en su interior.

Pero si la temperatura de la parte expuesta del compartimiento está arriba del punto de rocío ó si el tiempo de exposición es corto, la cantidad de humedad que entrará al compartimiento será muy pequeña y será necesario EVACUAR la humedad por medio de un PROCESO DE VACIO.

#### IV.5.2. AIRE EN EL EQUIPO.

El aire que respiramos, como ya dijimos anteriormente, comprende principalmente oxígeno y nitrógeno. Estos elementos conservan su estado gaseoso al encontrarse dentro de un compartimiento cuando a éste se le somete a mantenimiento por un período de tiempo. Aunque estos gases pueden licuarse a bajas temperaturas, serán considerados como no - condensables durante el proceso de vacío.

El nitrógeno es básicamente un gas inerte y no en tar fácilmente en reacciones químicas, sin embargo, el oxígeno es justamente lo contrario y a la menor oportunidad se mezclará con otros elementos, pues el herrumbre y la corrosión son procesos comunes de oxidación.

Más aún, el oxígeno y la humedad se mezclan rápidamente para atacar a los componentes del equipo y crean -- principalmente corrosión, acidez o impurezas dañinas. Lo an terior puede llegar a pronunciarse cuando el SF6 contiene -

altas concentraciones de oxígeno, nitrógeno ó aire; por lo que será necesario que mediante un proceso de vacío se evacúen todos estos componentes del compartimiento.

#### IV.5.3. PROCESO DE VACIO.

EL OBJETIVO DEL PROCESO DE VACIO ES LA EVACUACION DE LA HUMEDAD (VAPOR DE AGUA), OXIGENO Y NITROGENO que como ya mencionamos son los componentes del aire atmosférico y - que en ocasiones se presentan al exponer al equipo a un proceso de montaje, esto se logra mediante una bomba de vacío.

La evacuación debe ser efectuada con total control de la presión y temperatura que se presentan en los gases - ahí contenidos pues a una presión pequeña estos ebullición ó se evaporarán a una temperatura de saturación. Por lo tanto en el proceso de vacío es necesario medir y eliminar al máximo ésta presión de vapor de agua con el propósito de evitar la contaminación del gas SF<sub>6</sub>.

Resumiendo, es necesario llegar a un valor de presión muy cercano al vacío absoluto, para esto es necesario como primera etapa de éste proceso el abatir la presión de gas existente en el interior del compartimiento, esto es -- aire atmosférico y otros gases no condensables (vapor de -- aceite y bióxido de carbono), los cuales penetran en él --- cuando se realizan conexiones de montaje.

El segundo paso consiste en evacuar los vapores - condensables que existen como son presión de vapor de agua y otros compuestos del aire, como son nitrógeno, oxígeno y otros.

##### IV.5.3.1. REALIZACION.

Antes de realizar el proceso de vacío es conveniente hacer las siguientes consideraciones respecto a la bomba de vacío y sus conexiones mecánicas con el compartimiento -- del equipo. Se supone que el compartimiento no presenta fugas en sus uniones de ensamble, así como en las conexiones -- entre el compartimiento y la bomba de vacío. Además es necesario que dicha bomba realice el vacío con su debida eficiencia para lo cual es necesario que su estado mecánico sea bueno y que la longitud y el diámetro de la manguera sea el recomendado por el fabricante de dicho tipo de bomba.

Ahora mostraremos en la figura IV-II las conexiones que deben realizarse y por medio de las cuales se llevará a cabo el proceso de vacío.

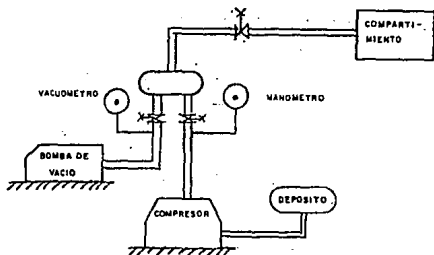


FIGURA IV-11 Esquema que muestra las conexiones para la evacuación y vacío del compartimiento.

Es recomendable realizar inicialmente la medición de la temperatura del punto de rocío del gas contenido en el compartimiento (Nitrógeno ó SF<sub>6</sub>) para tener una referencia - del contenido de humedad y posteriormente compararlo con las mediciones del punto de rocío que se harán durante el proceso de vacío, el cual se llevará a cabo tomando como referencia la gráfica de la figura IV-12, para ello seguiremos los siguientes pasos:

1) Evacuar la presión positiva (Nitrógeno) que se tenga inicialmente en el compartimiento por medio del compresor ó bien en el caso de éste último expulsarlo a la atmósfera procurando llegar hasta 0 de presión manométrica y evitar introducir humedad del medio ambiente, véase el segmento (ab).



FIGURA IV-12 Gráfica guía para el proceso de vacío y llenado.

2) Realizar la evacuación del aire contenido por medio de la bomba de vacío (segmento bc) hasta obtener un vacío de 100 micrones de Hg, bloqueando previamente la entrada al compresor. El tiempo empleado por la bomba dependerá de su capacidad de succión así como del volumen del compartimiento, pero tomando también en cuenta la longitud y -

diámetro de la manguera utilizada como puede consultarse en la gráfica y tabla de la figura IV-13. De otra manera la -- bomba no llegará a desarrollar un flujo suficiente pues tenderá a cambiar el estado de los gases condensables y sólo -- trabajará inadecuadamente.

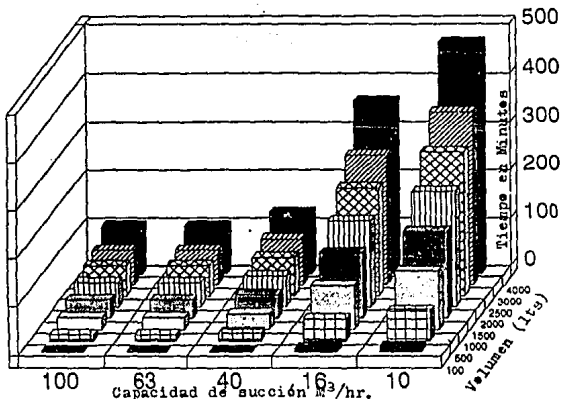


FIGURA IV-13 Gráfica y tabla de los tiempos de succión en función del volumen para una manguera de 20 mm de diámetro interior y 5 mts de -- largo.

3) Por las condiciones supuestas anteriormente, -- se llegará a alcanzar un vacío de 100 micrones de Hg pero -- en la práctica puede ocurrirnos dos cosas: a) Que se tengan fugas todavía ó b) Que se tenga exceso de humedad en el com partimiento aún no teniendo fugas, veáse segmento (cd).

En el primer caso lo podemos palpar al detener la bomba de vacío y observar el abatimiento de éste en un tiempo determinado por medio del medidor de vacío del tipo Mc--



leod instalado en la línea de vacío. En la figura IV-14 pue de observarse éste abatimiento brusco hasta los 500 micrones Hg en 7 minutos aproximadamente y se tendrá que eliminar las fugas restantes y repetir esta parte del proceso.

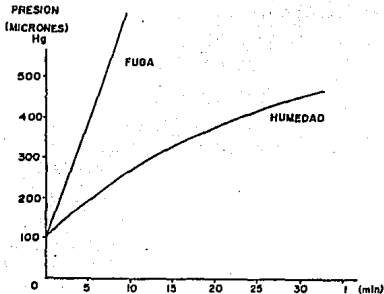


FIGURA IV-14 Gráficas de abatimiento del vacío respecto al tiempo de sostenimiento.

En el segundo caso el abatimiento será prolongado alcanzando los 500 micrones de Hg en 30 minutos, lo cual -- nos indicará que permanecen aun partículas de humedad y vapores condensables. En éste caso se deberá abatir el vacío inyectando nitrógeno hasta una presión positiva de 14.5 lb/pulg<sup>2</sup> y después dejarlo reposar por espacio de 12 horas para realizar una prueba de medición de la temperatura del -- punto de rocío de dicho gas, véase segmento (de). Si ésta -- medición mejora respecto a la inicialmente medida, se volverá a realizar el último vacío logrando llegar a valores menores a los 100 micrones de Hg; esto nos indicará que se ha logrado eliminar mayor humedad a la inicialmente encontrada.

El llenado de nitrógeno y vacío puede llegar a repetirse hasta 3 veces como máximo, pero cada vez deberá observarse la reducción de la humedad en el compartimiento hasta llegar a estabilizarse en un valor cercano a la temperatura del punto de rocío del propio gas embotellado como gas nuevo. Usualmente se emplea Nitrógeno embotellado de alta pureza, y cuyo punto de rocío normalmente oscila entre  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $-45^{\circ}\text{C}$

#### IV.6. PROCESO DE LLENADO

##### IV.6.1. PRESION NOMINAL.

Los componentes de una subestación aislada en gas SF<sub>6</sub> encapsulan a un conductor tubular concéntrico por medio de una envolvente metálica cuando se trata de un bus de fase aislada, el espacio entre la barra y la envolvente se mantiene a una presión nominal de gas (SF<sub>6</sub>) que oscila generalmente entre los 3 y 7 bares dependiendo del diseño del compartimiento por el fabricante así como de la tensión nominal de operación y de la densidad del gas en ese compartimiento, véase figura IV-15.

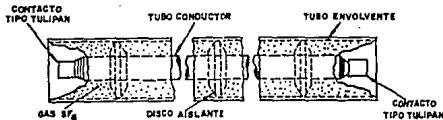


FIGURA IV-15 Compartimiento de equipo con presión de SF<sub>6</sub>.

Los fabricantes de éste equipo calculan esta presión nominal de gas (SF6) para un lugar determinado de operación y su oscilación de temperatura dentro del rango de la temperatura ambiente y la que se genera por el flujo de la corriente nominal. Normalmente el lugar de operación y su temperatura los refieren a los 760 mm Hg y los 20°C, respectivamente.

Para lugares de altitud diferentes con otra temperatura ambiente, se deben realizar correcciones respecto a la presión nominal de llenado de gas (SF6) en los compartimientos del equipo. Así, dicha presión la relacionaremos con la presión nominal de llenado para un lugar con presión atmosférica de 760 mm de Hg y 20°C de temperatura ambiente más la corrección (P1) de presión por altitud del lugar atmosférico y una corrección (P2) por temperatura del ambiente.

Por lo tanto, la presión relativa de llenado, expresada matemáticamente queda:

$$Pr = Pn + P1 + P2 \text{ - - - - - (4)}$$

Pr = Presión relativa de llenado (Bar)

Pn = Presión nominal de llenado (Bar)

P1 = Corrección de presión por altitud (Bar)

P2 = Corrección de presión por temperatura del ambiente (Bar).

Veamos ahora los factores a considerar respecto a estas correcciones así como las gráficas para realizarlos.

#### 6.1.1. CORRECCION DE PRESION (P1) POR ALTITUD.

Esta corrección procede para el caso en que la pre

sión atmosférica del lugar en el que se instala el equipo es diferente al que diseñó el fabricante, normalmente este valor corresponde a un lugar atmosférico de 760 mm Hg. Para efectuar la medición de presión correspondiente a ese lugar atmosférico se pueden emplear los siguientes medios:

a) Por medio de un barómetro aneróide (véase figura IV-5) se puede conocer la variación de presión atmosférica que implica el cambio de altitud del lugar, ésta medición se efectúa en milímetros de mercurio (mm Hg) los cuales se refieren al eje horizontal de la figura IV-16 y luego se intercepta la curva mostrada lográndose conseguir la corrección (P1) en el eje vertical de la gráfica.

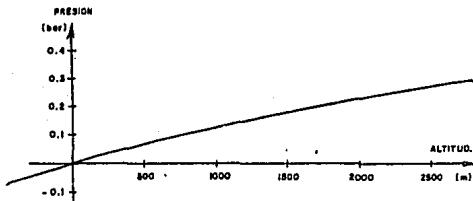


FIGURA IV- 16 Corrección de presión nominal en relación a la altitud media de lugares geográficos.

b) Cuando se carece de un barómetro aneróide para medir la presión atmosférica del lugar directa y localmente, se puede recurrir a tablas que dan la altitud media del lugar geográfico y su presión atmosférica en (mm de Hg) con --

respecto a la altura sobre el nivel del mar.

En la figura IV-17 se muestran las correcciones de presión (P1) por altitud para diferentes valores de presión atmosférica.

Presión Atmosférica milímetros de mercurio	Corrección		Presión Atmosférica milímetros de mercurio	Corrección	
	bar	lb/plg <sup>2</sup>		bar	lb/plg <sup>2</sup>
790	- 0.040	- 0.58	650	0.145	2.1025
780	- 0.025	- 0.3625	640	0.160	2.312
770	- 0.015	- 0.2175	630	0.175	2.5375
760	0	0	620	0.185	2.6825
750	0.015	0.2175	610	0.200	2.9
740	0.025	0.3625	600	0.215	3.1175
730	0.040	0.58	590	0.225	0.2625
720	0.055	0.7975	580	0.240	3.48
710	0.065	0.9425	570	0.255	3.6975
700	0.080	1.16	560	0.265	3.8425
690	0.095	1.3775	550	0.280	4.06
680	0.105	1.5225	540	0.295	4.2775
670	0.120	1.74	530	0.305	4.4225
660	0.135	1.9575	520	0.320	4.64

FIGURA IV-17 Corrección de la presión nominal empleando un barómetro aneróide.

#### 6.1.2. CORRECCION DE LA PRESION (P2) POR TEMPERATURA AMBIENTE

La temperatura del gas (SF6) puede variar respecto a la del ambiente, para los siguientes casos:

a) Si el equipo se encuentra operando y por el pasa una corriente nominal reflejada por la carga, la temperatura interna del gas (SF6) será mayor a la del ambiente pero oscilará entre estos dos valores.

b) Durante la operación de llenado el gas sufre -- cierta evaporación pues de otra manera podría llegar a so-- bre presionar el compartimiento por la baja temperatura de almacenamiento, sin embargo al comprimirlo vuelve a incre-- mentarse la temperatura.

Aún después de lo anterior y haber llegado a una - presión relativa de llenado es conveniente dar un tiempo pa-- ra que su temperatura se estabilice y llegue a ser equili-- brada por la del ambiente (posiblemente cuando el equipo se estabilice en su temperatura por efecto de ponerlo en opera-- ción, habrá que volver a realizar un relleno adicional).

El factor de corrección por temperatura (P2) es cal-- culado por la siguiente figura IV-18.

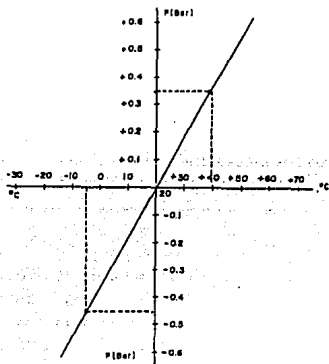


FIGURA IV-18 Corrección de la presión nominal por temperatura ambiente.

Una vez que se ha calculado la presión relativa de llenado con sus respectivas correcciones, es posible encontrar en la práctica de campo alarmas por baja presión de gas (SF<sub>6</sub>). Estas ocurren generalmente por los cambios bruscos de condiciones atmosféricas o de cambios de temperatura durante el día, en éste caso cuando el sol incide directamente sobre las envolventes de subestaciones aisladas en gas tipo intemperie.

Es también conveniente para estos casos NO descartar la posibilidad de que lleguen a crear fugas en las uniones entre compartimientos, pues durante el día ocurren dilataciones y contracciones debidas a la temperatura ambiente.

#### IV.6.2. PRECAUCIONES.

El proceso de llenado con gas (SF<sub>6</sub>) a los compartimientos del equipo implica que estos hayan quedado debidamente sellados durante el proceso de montaje y que se les haya practicado un adecuado proceso de vacío.

Además de lo anterior , hay que considerar que al efectuar el proceso de llenado no se deben de afectar las propiedades físicas, químicas y dieléctricas del gas (SF<sub>6</sub>). Por lo anterior, cabe también tomar en cuenta los aspectos siguientes:

a) A pesar de haber conseguido los requerimientos de vacío anteriormente mencionados, siempre se tendrá una cierta cantidad mínima de vapor de agua la cual no llegará a influir en la rigidez dieléctrica del gas (SF<sub>6</sub>).

b) La presión nominal de llenado y la densidad del gas (SF<sub>6</sub>) serán las que se requieren para asegurar el gradiente de potencial en ese equipo de potencia.

c) La cantidad de gas (SF<sub>6</sub>) necesaria para poder - mantener la densidad en ese compartimiento (volumen).

d) La velocidad de gas (SF<sub>6</sub>) está en función de la presión regulada y de la temperatura de la fuente de suministro del propio gas (SF<sub>6</sub>), por lo que hay que evitar que el gas cambie a su estado líquido o sólido tomando en cuenta su temperatura y presión críticas así como sus propiedades entálpicas y entópicas.

#### IV.6.3. CONEXIONES.

Luego de considerar los aspectos anteriores, pasaremos a realizar las conexiones para ejecutar el proceso de llenado de gas (SF<sub>6</sub>) a los compartimientos del equipo, lo anterior corresponderá a la última etapa de la gráfica de la figura IV-12 que empleamos como guía inicialmente para ejecutar un proceso de vacío.

A continuación se muestran en la figura IV-19 las conexiones así como los equipos para realizar un proceso de llenado.

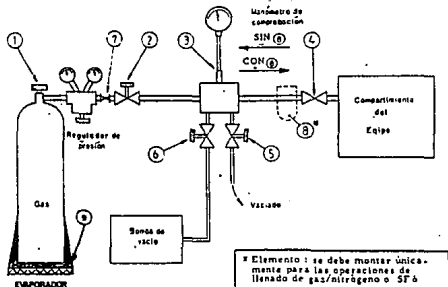


FIGURA IV-19 Diagrama de conexiones con equipo neumático para realizar el proceso de llenado de gas (SF<sub>6</sub>) a los - compartimientos.



- 1 = Válvula de la botella de SF6
- 2 = Válvula de salida de gas (SF6)
- 3 = Manovacúmetro de comprobación
- 4 = Conector del compartimiento
- 5 = Válvula de vaciado
- 6 = Válvula para no sobrepresionar la bomba de vacío.
- 7 = Válvula de seguridad
- 8 = Filtro eliminador de humedad
- 9 = Evaporador

#### IV.6.4 PROCEDIMIENTO

a) Verificar previamente que las válvulas 5 y 6 estén cerradas y que el filtro 8 esté colocado.

b) Abrir la válvula 1 de la botella de SF6 y comprobar su presión mediante el manómetro del lado de alta -- del regulador de presión.

c) Conectar el evaporador (9) a la fuente de corriente alterna para que empiece a calentar el fondo de la botella.

d) Abrir la válvula inferior del regulador de presión para regular la presión de lado de baja, este controlará la velocidad de llenado y también se tendrá una temperatura más alta a la del gas de la botella (en este caso se tiene el SF6 en forma gaseosa).

e) Abrir la válvula (2) y dejar que empiece a abastecerse el vacío previamente realizado en el compartimiento. Después de cierto tiempo se empezará a notar en el manómetro (3) la presión positiva.

f) Una vez llenado con gas (SF6) el compartimiento hasta su presión nominal (según fabricante), cerrar la válvula (1) y retornar la válvula inferior del regulador a su posición inicial (fuera).

g) Desconectar el equipo del conector (4) del compartimiento, abrir las válvulas (5) y dejar vaciar lo que ha quedado entrampado de gas.

h) Posteriormente, abrir lentamente la válvula (6) y conectar la bomba de vacío para terminar de evacuar completamente el (SF6) entrampado.

NOTA: El filtro (8) sólo se colocará cuando se introduce el gas (SF6) al compartimiento, éste tiene la función de eliminar los restos de humedad que contenga el gas o la que se arrastre debido al circular del gas por las mangueras de conexión. La válvula de seguridad (7) se coloca para evitar posibles fallas en el regulador de presión.

## CAPITULO V

PRUEBAS EN CAMPO A SUBESTACIONES ENCAPSULADAS Y AISLADAS EN  
HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

Cuando se ha terminado el ensamble de los diferentes envolventes y elementos que integran la subestación, y se han concluido satisfactoriamente los procesos de vacío y llenado de gas (SF<sub>6</sub>) a compartimientos e interruptores, antes de proceder a la energización del equipo, es indispensable realizar pruebas cuyo cumplimiento y aceptación asegurarán al futuro usuario que el equipo funcionará en buenas condiciones una vez efectuada la puesta en marcha, durante la operación normal y aún hasta determinados límites de condiciones de operación normal

Algunos usuarios no tienen conocimiento de como se deben efectuar estas pruebas, ni de la interpretación de los resultados obtenidos, por lo que solicitan al fabricante asesoría en la prueba de estos equipos.

Uno de los objetivos fundamentales de este trabajo de tesis es el de proporcionar al usuario de estas subestaciones, la información técnica suficiente sobre las pruebas a realizar, y una guía para el desarrollo de tales pruebas e interpretación de los resultados.

Las pruebas que se efectúan a todos los componentes que forman parte de una subestación encapsulada y aislada en gas (SF<sub>6</sub>) se describen en las normas IEC-517 e IEC-694.

En estas normas se especifican tres diferentes cla--

ses de pruebas, siendo éstas, las Pruebas Tipo, las Pruebas de Rutina y las Pruebas de Campo.

El propósito de las Pruebas Tipo es verificar las características de diseño de todos los integrantes, las Pruebas Tipo son principalmente:

- Pruebas para verificar el nivel de aislamiento del equipo, incluyendo pruebas de descargas parciales y pruebas dieléctricas a los circuitos auxiliares.

- Pruebas de elevación de temperatura y medición de la resistencia del circuito principal.

- Pruebas para proporcionar la capacidad de los circuitos principales y de aterrizamiento, de conducir el valor nominal pico de corriente y de resistir la corriente de corto circuito nominal.

- Pruebas para verificar la resistencia mecánica del envolvente.

- Pruebas para verificar la protección a personas, de hacer contacto con partes vivas y con partes en movimiento.

Algunas de estas pruebas tipo pueden producir daño o destrucción de las partes probadas.

El propósito de las Pruebas de Rutina es detectar posibles defectos del material o de manufactura y se realizan a todo el equipo por el fabricante y en el lugar de instalación.

Algunas Pruebas de Rutina aplicadas al equipo (SF6) son:

- Pruebas de presión a los envolventes, Pruebas de descargas parciales, Pruebas de fugas, Pruebas de operación mecánica, Pruebas de equipo auxiliar eléctrico, neumático e hidráulico, Medición de la resistencia del circuito principal, - Verificación del correcto alambrado, etcétera.

No obstante que las pruebas de Rutina se realizan en todo el equipo fabricado de acuerdo a la naturaleza y función de cada componente, es necesario efectuar pruebas durante y -- después del montaje de la subestación.

La razón de efectuar tales pruebas se debe a que, - ya sea en el embalaje, en el transporte o en el mismo proceso de montaje, algún componente se hubiese dañado, o tal vez, se hubiesen tenido errores u olvidos durante la realización de algunos de los procesos básicos (de montaje, de vacío o de llenado de gas SF6).

A dichas pruebas se les denomina Pruebas de Campo, - por realizarse en el mismo sitio en que se efectúa el montaje de la subestación, y su objetivo es verificar la correcta instalación y operación del equipo y rigidez dieléctrica, para -- asegurar que el gas (SF6) tiene la calidad de pureza suficiente para no modificar su característica de rigidez dieléctrica.

Las pruebas de campo que se deben de efectuar en la subestación, básicamente son:

- a) Pruebas de fuga de gas.
- b) Medición del contenido de humedad (Punto de Rocío)
- c) Pruebas de calidad al gas SF6.
- d) Medición de la resistencia del circuito principal.
- e) Pruebas dieléctricas en los circuitos auxiliares.
- f) Pruebas de voltaje en los circuitos principales.

En el presente capítulo se analizan las principales pruebas de campo que se recomienda efectuar al equipo que integra la subestación aislada en SF6.

#### V.1. PRUEBAS DE FUGAS DE GAS (SF6).

Esta prueba se realiza con el objeto de detectar la presencia de escape de gas (fugas) entre las envolventes herméticas ó entre otros componentes activos de la subestación aislada en gas (SF6). El hermetismo puede realizarse como ya se explicó en el capítulo I por medio de soldar una envolvente -- con otra ó sellar la unión entre bridas através de juntas de estanqueidad (doble oring) lo que puede verse en la figura I-19.

Generalmente esta prueba es una de las más frecuentes cuando ya se tiene en servicio la subestación ó también se efectúa después de haber realizado el proceso de llenado del compartimiento con gas (SF6) para checar su hermeticidad final.

Se tiene contemplado para este tres tipos ó modos de detectar el escape de gas (SF6) de un compartimiento y partiremos desde el más vulgar hasta uno de los más tecnicados a la fecha.

##### V.1.1. POR MEDIO DE UNA SOLUCION JABONOSA.

Esta prueba es la más comunmente empleada para detectar pequeñas fugas de algún gas de una tubería, unión de conector con manguera, unión de bridas entre compartimientos ó con algún componente activo del equipo.

Primeramente se prepara la solución jabonosa en un -

recipiente limpio, para esto se llena con agua limpia hasta -- más de la mitad y se le agrega jabón en polvo suficiente para poder formar burbújas en un trapo limpio o estopa empapado y - exprimido con tal solución.

Realizado lo anterior, se empieza a frotar con la es-- topa la parte que supuestamente tiene fuga, tratando de dejar residuos de la solución en las uniones y esperar brevemente -- hasta que se formen las burbujas de jabón en tal unión. Si no se forman estas burbujas no habrá fuga y tendrá que seguirse - frotando con la estopa toda la parte faltante de la unión.

#### V.1.2. POR MEDIO DE UN NIVEL DE AGUA.

Este método es usado para comprobar la estanqueidad de las uniones entre envolventes cuyo sellado se realiza por - medio de intercalar dos juntas de estanqueidad (orings) a am-- bos lados del canto del cono aislante y su unión con las bri-- das de montaje. Este tipo de sellado utiliza un orificio de co municación entre el espacio encerrado por los dos orings y la parte exterior del canto del cono aislante donde se instala -- por medio de un acoplador el nivel de agua (véase figura V-1)- para realizar esta prueba.

Así, retírese el tapón utilizado para tapar el orifi-- cio de comunicación y móntese el nivel de agua por medio del - acoplador. En ese momento deberá notarse un descenso del ni-- vel de agua (del lado del acoplador) por motivo de la compre-- sión del aire en el tubo (véase figura V-1).

Una vez estabilizado tal descenso se marca por medio de una raya el nivel del agua del lado opuesto al anterior me-- diante la letra (a). Déjese media hora para que en el caso de - existir una fuga en el sellado del orings interior ésta compre

sione el agua y suba su nivel hasta la altura (b), que también deberá marcarse.

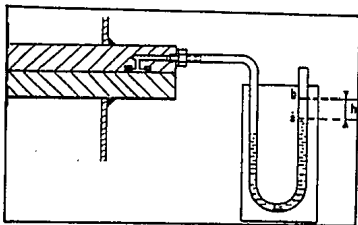


FIGURA V-1. Nivel de agua convencional utilizado con acoplador para conos aislantes - de estanqueidad.

La diferencia del nivel de agua no debe exceder los 10 milímetros pues denotará la presencia de una fuga en el oring interior.

Una vez realizada la prueba respecto al oring interior, se puede concluir el checado de fugas en la unión mediante la aplicación de solución jabonosa a la unión entre bridas para checar fuga en el oring exterior.

#### V.1.3. POR MEDIO DE UN DETECTOR DE FUGAS DE HALOGENO.

Uno de los equipos modernos usado para realizar esta prueba es el detector portátil de fugas de gas ( $SF_6$ ) el cual contiene un circuito electrónico en su interior y una sonda ex



tensible que en su parte extrema contiene la punta detectora - de gas (SF6) véase figura V-2.

El procedimiento de prueba es sumamente sencillo --- pues consiste en encender dicho equipo mediante un switch y -- luego acercar o extender la punta detectora de la sonda hacia la unión donde se cree que exista una fuga. En el caso de exis tir ésta, se escuchará un sonido audible que se agudiza al de tectar la fuga. NORMALMENTE ESTE SONIDO SE ESCUCHA CUANDO EL DE TECTOR ESTA FUNCIONANDO PERO DICHO SONIDO TIENE CIERTO INTER VALO (PAUSA) DE TIEMPO.

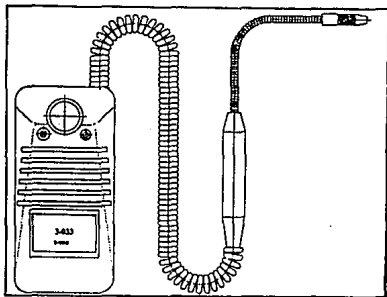


FIGURA V-2. Detector de fugas de halógeno con punta detectora acoplada a la sonda.

Existen en el mercado otros modelos en que la señal además de ser audible es visible, pero su principio de operación es el mismo, esto es: detectar de gases halógenos o sea - aquellos elementos metálicos que combinados con el flúor, iodo, cloro y cromo dan sales llamadas halogenuros.

En general, estos equipos presentan las ventajas de detectar rápidamente cualquier tipo de fuga, no incurrir en - falsas alarmas (detección) debido a la presencia de otros gases o alto contenido de humedad, así como tener la función de AUTO-CHECK para probarse así mismo.

Otra ventaja de estos equipos es la de poder adaptar les audifonos para poder oír la señal audible en ambientes muy ruidosos.

## V.2 P R U E B A S D E L C O N T E N I D O D E H U M E D A D

### DETERMINACION DE LA HUMEDAD DEL GAS (SF6) MEDIANTE LA PRUEBA - DEL PUNTO DE ROCIO.

Esta prueba se realiza al gas (SF6) para determinar su punto de rocío en grados centígrados (°C) ó fahrenheit (°F) y a la presión que se tiene en el compartimiento del equipo. - Recuérdese que el gas (SF6) nuevo debe venir garantizado con - un punto de rocío (-42°C a una atmósfera de presión) por lo -- que el gas con el que se llenó el compartimiento debe mantener se a éste valor de lo contrario se notará mediante ésta prueba que dicho gas está humedeciéndose por alguna causa.

Hay que tener en cuenta que la presión de vapor en - un lugar determinado es resultado de no solamente la humedad - contenida en el fluido que está en el sistema sino también de la tubería asociada, fugas en las tuberías, humedad entrampada en las conexiones y acoplamientos como válvulas, filtros, etc. Por lo que el punto de rocío medio puede ser equivalente al -- punto de rocío esperado a causa de estas fuentes de humedad y al equilibrio que se establecerá con el sistema o compartimien to de gas.

Factores tales como la presión de gas, velocidad de flujo, material del equipo, longitud y diámetro de la tubería influirán grandemente en los niveles de humedad y tiempo de respuesta medidos.

A continuación mencionaremos algunos equipos de medición utilizados para determinar el punto de rocío en el gas -- (SF6) desde el que utiliza el principio físico de la condensación hasta los que por medio de un sensor y un transductor electrónico realizan ésta misma función.

Partiremos inicialmente describiendo el equipo en sí una breve mención de su principio de operación y por último el procedimiento de prueba así como algunas ventajas y desventajas en cada equipo.

#### V.2.1. POR COPA DE ALNOR.

Este método es el más directo y simple pues está considerado como norma ASTM-D-2029-68 para usarse como equipo de medición y determinar la temperatura del punto de rocío del -- gas (SF6).

#### DESCRIPCION DEL EQUIPO.

El equipo consiste en una simple cuba contenida en un recipiente metálico hermético, el cual tiene una entrada y salida de gas además de tener una mirilla rectangular por donde se aprecia la superficie espejo que tiene la parte exterior de la cuba, véase figura V-3.

#### PRINCIPIO DE OPERACION

Este consiste en enfriar la cuba por un medio exter-

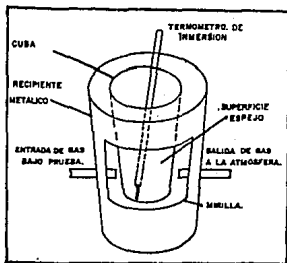


FIGURA V-3. Copa de Alnor con termómetro de inmersión.

no (acetona y hielo seco) cuya superficie exterior es brillante y pulida al espejo, ésta se empañará con la humedad condensada que posee el gas al circular entre las paredes de la cuba y el recipiente hermético.

#### PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

1) Córtese un pedazo de hielo seco en pequeños trozos de aproximadamente  $8 \text{ cm}^3$  de volumen.

2) Háganse las conexiones mecánicas para poder extraer un flujo uniforme de gas ( $\text{SF}_6$ ) del compartimiento que se de sea medir haciendo uso de mangueras, conectores y regulador de presión de dos pasos.

3) Hágase circular por espacio de 3 minutos gas seco (Nitrógeno) a través de las mangueras, el regulador, la entrada y salida del recipiente para eliminar la humedad contenida en estos componentes.

4) Vacíese la cantidad suficiente de acetona en la cuba hasta cubrir una altura de 50 milímetros.

5) Conéctese al compartimiento de gas (SF6) las conexiones mecánicas y regúlese la presión del compartimiento -- hasta que se alcance una velocidad aproximada de 0.14 M3/h ó su presión correspondiente de 0.5 Kg/cm<sup>2</sup>.

6) Empiece a agregar los pequeños trozos a la acetona previendo que ésta no se derrame fuera de la copa y que al depositar el siguiente trozo de hielo el anterior se haya disuelto auxiliándose de un termómetro de inmersión para agitar la solución regularmente.

7) Siga con lo anterior y notará que la temperatura indicada por el termómetro irá descendiendo y detenga el procedimiento cuando observe que la superficie exterior de la cuba empiece a empañarse.

8) Anote el dato de la temperatura a la cual esto ocurre y detenga el procedimiento. Esta será la temperatura del punto de rocío del gas (SF6) que está circulando en el recipiente.

NOTA: Para obtener la presión de vapor de agua en el gas (SF6) a esa temperatura puede emplearse la tabla V-I, donde localizando el punto de rocío (°C) se obtendrá la presión de vapor de agua en (mg/l) ó en (% en volumen).

## T A B L A V - I

## TEMPERATURA DE PUNTO DE ROCIO Y PRESION DE VAPOR

PUNTO DE ROCIO			PUNTO DE ROCIO		
°C	mg/LITRO	Por ciento de volumen*	°C	mg/LITRO	Por ciento de volumen*
50	82.7	12.2	6	7.25	0.924
49	78.9	11.6	5	6.79	0.861
48	75.1	11.0	4	6.36	0.804
47	71.9	10.5	3	5.94	0.748
46	68.4	9.95	2	5.55	0.696
45	65.0	9.45	1	5.18	0.649
44	62.1	8.99	0	4.84	0.602
43	59.1	8.52	-1	4.49	0.556
42	56.4	8.10	-2	4.14	0.511
41	53.5	7.67	-3	3.81	0.470
40	50.9	7.27	-4	3.52	0.431
39	48.4	6.89	-5	3.24	0.396
38	46.0	6.54	-6	2.98	0.364
37	43.8	6.20	-7	2.74	0.333
36	41.6	5.87	-8	2.53	0.306
35	39.4	5.55	-9	2.32	0.280
34	37.4	5.25	-10	2.14	0.257
33	35.6	4.96	-11	1.96	0.235
32	33.8	4.70	-12	1.81	0.215
31	32.0	4.44	-13	1.65	0.196
30	30.3	4.19	-14	1.52	0.179
29	29.2	4.01	-15	1.28	0.163
28	27.1	3.72	-16	1.27	0.149
27	25.7	3.52	-17	1.16	0.136
26	24.4	3.33	-18	1.06	0.123
25	23.0	3.12	-19	0.965	0.112
24	21.7	2.94	-20	0.882	0.102
23	20.6	2.78	-21	0.809	0.093
22	19.4	2.61	-22	0.733	0.084
21	18.3	2.46	-23	0.666	0.076
20	17.3	2.34	-24	0.608	0.069
19	16.3	2.17	-25	0.556	0.063

TEMPERATURA DE PUNTO DE ROCIO Y PRESION  
DE VAPOR

(CONTINUACION)

PUNTO DE ROCIO			PRESION DE VAPOR			PUNTO DE ROCIO			PRESION DE VAPOR		
°C	mg/LITRO	Por ciento de volumen*	°C	mg/LITRO	Por ciento de volumen*	°C	mg/LITRO	Por ciento de volumen*	°C	mg/LITRO	Por ciento de volumen*
18	15.4	2.04	-26	0.506	0.057						
17	14.4	1.91	-27	0.454	0.051						
16	13.7	1.80	-28	0.411	0.046						
15	12.8	1.68	-29	0.377	0.040						
14	12.0	1.57	-30	0.343	0.037						
13	11.3	1.48	-31	0.307	0.034						
12	10.7	1.39	-32	0.273	0.030						
11	9.94	1.29	-33	0.246	0.027						
10	9.37	1.21	-34	0.229	0.025						
9	8.76	1.13	-35	0.202	0.022						
8	8.27	1.06	-36	0.185	0.020						
7	7.73	0.988	-37	0.167	0.018						
-38	0.148	0.016	-60	0.011	0.0011						
-39	0.131	0.014	-61	0.095	0.00092						
-40	0.119	0.0127	-62	0.0083	0.00080						
-41	0.107	0.0113	-63	0.0073	0.00070						
-42	0.096	0.0102	-64	0.0064	0.00061						
-43	0.086	0.0090	-65	0.0056	0.00053						
-44	0.076	0.0080	-66	0.0048	0.00045						
-45	0.068	0.0071	-67	0.0043	0.00040						
-46	0.061	0.0063	-68	0.0036	0.00034						
-47	0.054	0.0056	-69	0.0031	0.00029						
-48	0.049	0.0050	-70	0.0027	0.00025						
-49	0.043	0.0044	-71	0.0024	0.00022						
-50	0.038	0.0039	-72	0.0021	0.00019						
-51	0.034	0.0034	-73	0.0018	0.00016						
-52	0.030	0.0030	-74	0.0015	0.00014						
-53	0.027	0.0027	-75	0.0013	0.00012						
-54	0.023	0.0023	-76	0.0011	0.00010						
-55	0.021	0.0021	-77	0.0008	0.00009						
-56	0.018	0.0018	-78	0.0007	0.00007						
-57	0.016	0.0016	-79	0.0006	0.00006						
-58	0.014	0.0014	-80	0.0005	0.00005						
-59	0.012	0.0012	-81	0.0004	0.00004						

NOTA: Dividir entre 100 el porcentaje del volumen para dar el valor de presión en Atmosferas.

## V.2.2 MEDIDORES ELECTRONICOS DE HUMEDAD.

Estos equipos son los más tecnificados para medir el punto de rocío del gas (SF<sub>6</sub>), lo indican digitalmente y abarcan una amplia gama de presiones de operación así como diferentes temperaturas de trabajo y ambiente. Son muy sencillos en su manejo y operación pues pueden colocarse en cualquier superficie fija y conectarse a una fuente de alimentación de corriente alterna común. No requieren de ningún manejo y cuidado especial además de que algunas partes pueden reemplazarse una vez que han sufrido algún deterioro.

Otra ventaja de estos equipos es que se pueden calibrar - cada determinado tiempo dependiendo de su frecuencia de uso ó con el propósito de mantener cierta tolerancia en la medición. Son completamente portátiles ya que su peso no rebasa los 6 kilogramos además de venir contenidos en un portafolio hermético para su transportación al campo.

### V.2.2.1 HIGROMETRO CON SONDA DE OXIDO DE ALUMINIO

#### DESCRIPCION DEL EQUIPO.

Este equipo consiste de un aparato electrónico el cual tiene en su parte frontal un display digital que muestra la lectura de la medición pero dependiendo de las opciones que se le integren el resultado se podrá obtener en (°F °C, PPMv, PPMw) y en un determinado caso se le podrá integrar la opción de medición de la temperatura del gas (°C, -°F).

Al lado izquierdo del display se tienen 5 botones con dos posiciones (ON-OFF) y si se integra la opción de --



temperatura se tendrá más abajo un switch con posiciones -- (Cal-Op). Véase figura V-4. La sonda se conecta al aparato electrónico por medio de un cable el cual puede llegar a medir varios metros de longitud según lo que se requiere para llegar a la toma regulada o no de gas (SF6). La sonda contiene al sensor de humedad y se puede colocar directamente al compartimiento ó a una toma regulada de gas (SF6) la cual se conecta a una celda donde se inserta dicha sonda para que el flujo de gas incida perpendicularmente a ésta y salga por el conducto que está en dirección de la sonda, -- véase figura V-5.

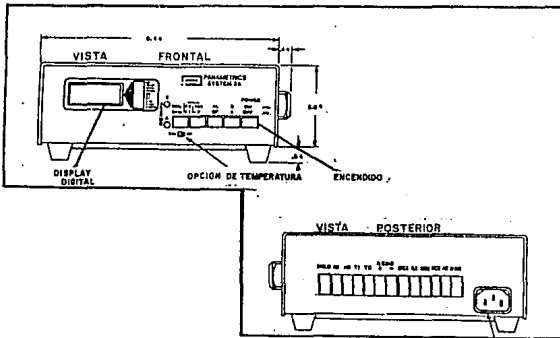


FIGURA V-4 Apariencia física de la vista frontal y posterior del medidor electrónico del punto de rocío del gas.

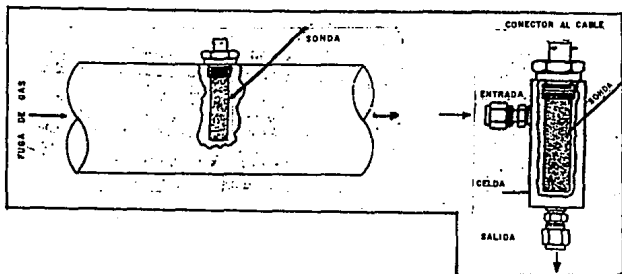


FIGURA V-5. Colocación directa y perpendicular al flujo de gas de la sonda que contiene al sensor de humedad.

#### PRINCIPIO DE OPERACION.

Este equipo mide la humedad contenida tanto en gases como en líquidos o sea el punto de rocío correspondiente al gas que está circulando en ese momento y no de donde se origina la humedad. La humedad hace variar la capacitancia establecida entre el sensor de medición y la cubierta porosa muy delgada de óxido de aluminio, ambos constituyen los electrodos de un capacitor variable, véase figura V-6. Así la humedad penetra por los pequeños poros de la cubierta de óxido de aluminio y hace que se varíe la capacitancia del sensor.

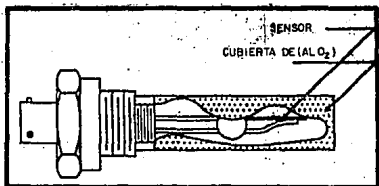


FIGURA V-6. Vista interna de la sonda del medidor electrónico del punto de rocío del gas (humedad).

**PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.**

1) Conéctese el equipo a la fuente de alimentación de corriente alterna, enciéndalo y déjese así por 10 minutos antes de empezar la medición.

2) Háganse las conexiones entre el compartimiento y el regulador de presión además de las de éste con la celda donde se instalará la sonda.

3) Hágase circular el gas (SF6) por espacio de 3 - minutos a través de las mangueras, regulador y celda para eliminar la humedad contenida en estos componentes.

4) Cíérrese las llaves de entrada y salida a la -- celda y después introduzca el sensor de óxido de aluminio en ella.

5) Vuelva a abrir ambas llaves y deje que circule el gas (SF6) por un minuto y cierre otra vez ambas llaves.

6) Anote el dato de la temperatura del punto de rocío en grados (°C ó °F) que aparece en el display y esta será la lectura encontrada para el gas (SF6) que está circulando.

**V.2.2.2 CON SENSOR INTEGRADO AL EQUIPO.**

En la figura V-7 se muestra este medidor electrónico de humedad el cual está constituido por un cilindro de medición (6) dentro del cual se tiene contenido a su alrededor material de secado y dependiendo de su posición (DENTRO-FUE-RA) este material cubrirá al sensor de medición que se en---cuentra en la parte central del cilindro. Además se cuenta -

con una manguera para conexión al compartimiento de gas y -- por el otro extremo a la entrada de presión del medidor (1), el flujo de gas es regulado en la cámara del equipo e indica do por un medidor de flujo de paso (5).

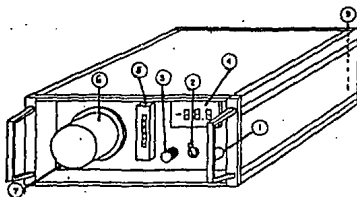


FIGURA V-7. Vista física de un medidor electrónico de humedad con sensor integrado.

Además de las partes ya mencionadas, el equipo es suministrado con un sensor de prueba que consiste de un recipiente cilíndrico que contiene cristales salinos inmersos en agua destilada, este sensor se utiliza para recalibrar el -- equipo ya que el compuesto contenido posee una humedad relativa fija del 23% y se cuenta también para esto de un potenciómetro (7). El material de secado del cilindro de medición (6) también puede reemplazarse una vez humedecido.

La lectura de la medición es indicada por un display digital (4) con un rango de  $-60^{\circ}\text{C}$  hasta  $0^{\circ}\text{C}$  con una tolerancia de  $\pm 3^{\circ}\text{C}$ . La máxima presión que se puede introducir a la cámara interna del aparato es de 10 bares manométricos pero por ningún motivo deberá obstruirse la salida de -- gas (9).

PRINCIPIO DE OPEARCION.

El gas (SF<sub>6</sub>) que se va a medir procedente de la cámara de medición es medido por el medidor de flujo de paso (5) e introducido en los poros microscópicos del sensor de medición, éste varía su capacitancia en función del contenido de vapor de agua que posee el gas (SF<sub>6</sub>). En la figura V-8 se observa la válvula de aguja (3) por medio de la cual es regulada la cantidad de gas que llega al sensor de medición. Una vez efectuada la medición del punto de rocío de gas (SF<sub>6</sub>), los restos de humedad atrapada son eliminados del sensor al ser cubierto por el material de secado una vez que el cilindro se introduce hacia adentro.

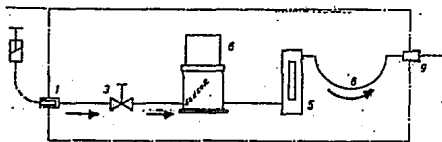


FIGURA V-8. Vista interna del esquema neumático del medidor electrónico de humedad con sensor integrado.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

- 1) Conectar el equipo a la fuente de alimentación de corriente alterna (220V).
- 2) Conectar la manguera suministrada a la toma de un gas seco (Nitrógeno) y su otro extremo al equipo e---

lectrónico (PRESION MAXIMA 10 BARES MANOMETRICOS).

3) Hacer circular durante 5 minutos el gas seco, para esto abra la válvula de aguja (3) hasta que el gas sea regulado de tal manera que la burbuja del medidor de flujo de paso (5) permanezca en la parte superior todo el tiempo.

4) Hacer el cambio de la toma de gas seco por la del gas (SF6) que se va a medir, procurando que el conector del equipo de gas (SF6) esté limpio y seco además de que el cambio se haga lo más rápido posible para evitar la entrada de humedad del ambiente.

5) Encender el equipo y esperar a que la lectura digital del medidor (4) indique una temperatura de punto de rocío de  $-56^{\circ}\text{C}$  aproximadamente o más (esto depende de cuanto tiempo estuvo almacenado el equipo o por lo menos 1 día).

6) Abrir la válvula de aguja (3) para regular el paso del flujo de gas hasta que el medidor de flujo de paso (5) indique 80 l/hr y dejarlo circular por espacio de 3 minutos.

7) Desplazar el cilindro de medición (6) hacia afuera lentamente hasta que llegue a su tope pues si se hace muy rápido podría aspirar aire através de la salida de gas (9), (EL FLUJO DEBE PERMANECER DURANTE LA MEDICION EN UN VALOR DE 80 l/hr).

8) Tomar el valor indicado por el medidor digital (4) como la temperatura del punto de rocío del gas (SF6) hasta que esta lectura permanezca estable por espacio de 30 segundos.

### V.3 PRUEBAS DE CALIDAD AL GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

Las pruebas para determinar la calidad del gas - (SF<sub>6</sub>) se realizan con la finalidad de detectar principalmente la presencia de ácidos, aire, fluoruros menores los cuales dañan al equipo y modifican sus características dielectricas. Es necesario tomar en cuenta que algunas impurezas se encuentran en el gas nuevo, como resultado del proceso de manufactura, y aunque no existan reglas precisas - en cuanto a los límites aceptables de impurezas en el gas (SF<sub>6</sub>) en servicio, ya que dependen del diseño y localización del equipo, la experiencia dará los límites promedio máximos para decidir en un momento dado si es necesario re generar o reemplazar el gas.

#### V.3.1 CONTENIDO DE AIRE, OXIGENO O NITROGENO.

Particularmente el contenido de oxígeno debe mantenerse bajo para evitar el deterioro de los productos ácidos y de esta forma la corrosión de partes metálicas. El oxígeno puede infiltrarse accidentalmente como resultado de la existencia de fugas durante el llenado o por procedimientos inadecuados durante el mantenimiento y aunque no existe valor normalizado de la cantidad permisible en el interior de la subestación para que ésta continúe en servicio, el límite cuando el SF<sub>6</sub> es nuevo es de 0.05% en peso (según norma IEC-376).

Para determinar la concentración de aire o sus principales elementos que son O<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>, así como el tetrafluoruro de carbono (CF<sub>4</sub>), en una muestra de gas (SF<sub>6</sub>) puede llevarse a cabo mediante un análisis con un cromatografía



co con detector de conductividad térmica, éste debe contar con columnas de 2m de longitud y su diámetro (exterior) -- puede ser de 5 ó 6 mm.

Durante esta prueba las muestras del (SF6) deben ser inyectadas por medio de válvulas de Inyección capaces de controlar muestras de 1 ml. Desde luego esta prueba debe ser efectuada en laboratorio, para pruebas en sitio y para detectar O<sub>2</sub> en concreto se recomienda usar un analizador -- de oxígeno portátil, el cual mide la susceptibilidad magnética de la muestra de gas, esta prueba se basa en el hecho de que el oxígeno es uno de los pocos gases que son fuertemente paramagnéticos, tal como el óxido nítrico y peróxido de nitrógeno.

Comercialmente existen dos tipos de este analizador, el de rotor suspendido y el de viento magnético, de cualquiera de ellos que se trate, son capaces de detectar tan pequeñas cantidades de oxígeno como 250 ppm en peso -- (1000 ppm en volumen).

### V.3.2 PRUEBAS DE ACIDEZ.

Mediante esta prueba se determina la concentración de ácidos presentes en el gas (SF6) en ppm en peso -- (ppmw) y calculadas como ácido fluorhídrico (HF). Estos ácidos se originan durante la degradación del (SF6) debida a un arco eléctrico ocurrido en presencia de humedad principalmente, los cuales afectan a los materiales que destruyen el equipo. No obstante que no existe un valor normalizado para cuando está en uso, si el (SF6) es nuevo no se permite un valor mayor de 2.4 ppmv en volumen como ácido fluorhídrico.

De acuerdo a lo anterior, la acidez en el gas -- (SF6) nuevo es casi nula, por lo que se recomienda que esta prueba se realice cuando se efectúe la primera inspección a la subestación después de la energización.

El desarrollar tal prueba implica que se realice un procedimiento químico que se trata con detalle en la -- norma IEC-480, éste se desarrolla mediante la medición de productos en descomposición del gas (SF6).

### V.3.2.1 MEDICION DE PRODUCTOS EN DESCOMPOSICION DEL GAS (SF6).

#### DESCRIPCION DEL EQUIPO.

Este equipo viene contenido en un portafolio para su transportación al campo además de sus accesorios para su conexión al compartimiento de gas (SF6) y poder tomar de éste una muestra que se almacena en el depósito (4) del equipo. En la figura V-9 se muestra el diagrama neumático del equipo además de señalar los componentes que lo integran como son: Válvulas de aguja de entrada (1) y salida (2), manómetro (3) de rango 0-6 bar relativos, depósito de presión (4), receptáculo de ampolleta (5) y conector rápido del equipo (6).



FIGURA V-9. Diagrama neumático del medidor de productos en descomposición del gas (SF6).

Los accesorios suministrados con este equipo son necesarios para poder extraer la muestra de gas (SF6) del compartimiento, así se tienen tres conectores tipo aguja - de los cuales dos se tienen adaptados a cada uno de los conectores para compartimiento de gas (DN-20 y DN-8) y el otro a un extremo de la manguera (8). En el otro extremo - de la manguera se tiene un conector rápido para insertar - cualquiera de los dos conectores tipo aguja. En el caso de que la presión del compartimiento de gas (SF6) sea menos a 2 bares relativos se puede emplear un pequeño compresor de membrana (7) para poder inyectar el gas en el depósito (4) hasta 2 bares relativos. Por último, en el paquete se incluye una caja de ampollitas para detectar la presencia de PRODUCTOS EN DESCOMPOSICION del gas (SF6).

#### PRINCIPIO DE OPERACION.

El gas (SF6) tomado como muestra y almacenado en el depósito del equipo es introducido en la ampollita a -- una velocidad constante el cual reaccionará con el YODO SOLIDO y hará que éste se decolore ante la presencia de los PRODUCTOS EN DESCOMPOSICION contenidos en el gas de mues--tra. Las ampollitas tienen una caducidad limitada antes de abrirse aunque también después de usarse deberán mantenerse no mas de una hora sin haberse decolorado. La ampollita decolorada debe sustituirse por otra para una nueva prueba.

#### METODO DE PRUEBA.

Debe suponerse que el conector es el adecuado pa--ra el compartimiento de gas y que la manguera tiene la lon--gitud adecuada hasta ese lugar de la toma pues de lo con--trario deberá conseguirse el conector y la longitud adecu--da para obtener la muestra de gas. En la figura V-10 se --muestra el equipo y alguno de sus accesorios.

Es también necesario saber con anterioridad la presión nominal del compartimento de gas pues si esta es menor a dos bares relativos se deberá usar el pequeño compresor de membrana (7) para poder inyectar en el depósito del equipo una presión de prueba de 2 bares relativos, véase figura V-11. Ahora veamos los pasos a seguir para realizar esta prueba:

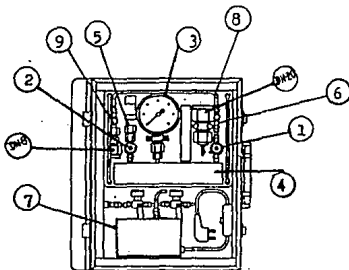


FIGURA V-10. Vista física de los componentes de un medidor de productos en descomposición del gas (SF6).

1) Retire el equipo del portafolio y los accesorios que se utilizarán así como la caja de ampóletas. Cierre el portafolio y sitúelo en una base horizontal de manera que el equipo quede en esta posición sobre él.

2) Verifique que las válvulas de aguja de entrada (1) y salida (2) estén cerradas y conecte el extremo de la manguera con conector aguja (9) al conector rápido de entrada (6) al equipo.

3) Conecte el otro extremo de la manguera con co

nector rápido (10) a uno de los conectores de aguja acoplados al del compartimiento de gas (DN-8) según sea el caso. Enrosque uno de estos conectores a la entrada de gas del - compartimiento hasta que se venza la válvula check que mantiene la presión de gas.

4) Abra la válvula de aguja de entrada (1) hasta que la presión de gas indicada en el manómetro (3) del equipo registre una lectura de 2 bares relativos. Cierre la válvula de aguja anterior y mantenga esta primera muestra de gas en el depósito (4) por 2 minutos y después haga un barrido con ella abriendo la válvula de aguja de salida (2). Vuelva a cerrar la válvula de aguja anteriorimmediatamente después que se haya evacuado la muestra de gas a la atmósfera.

5) Repita el paso anterior hasta que se tenga una segunda muestra almacenada en el depósito (4) del equipo. Saque una ampollita de la caja y quíbrele por ambos extremos el vidrio que la contiene.

6) Coloque la ampollita en el receptáculo (5), - para esto retire la tuerca de éste e introdúzcala por el - extremo indicado por una flecha que viene impresa en la ampollita. En el otro extremo de la ampollita introduzca el arosello que viene incluido y desplácelo hacia adentro de la tuerca. Sitúe la ampollita en su receptáculo (5) de manera que el arosello quede en su cavidad y así enrosque la tuerca en dicho extremo.

7) Una vez colocada la ampollita verifique que - esta quede bien fija según el apriete dado a la tuerca.

8) Abra la válvula de aguja de salida (2) hasta observar que la presión del manómetro (3) descienda hasta

un bar relativo. En éste intervalo deberá observarse la de coloración del YODO SOLIDO si es que se tiene la presencia de PRODUCTOS EN DESCOMPOSICION en la segunda muestra de -- gas (SF6).

#### O B S E R V A C I O N .

La decoloración del YODO SOLIDO puede ir del café claro hasta el blanco pero tomaremos como indicación de la presencia de los PRODUCTOS EN DESCOMPOSICION el color - BLANCO. Esta decoloración es medida através de una escala graduada en la ampollita de 0 hasta 9, así en la tabla se hace la equivalencia entre esta escala graduada y las partes por millón en volumen (PPMv) correspondientes a los -- PRODUCTOS EN DESCOMPOSICION contenidos en la muestra.

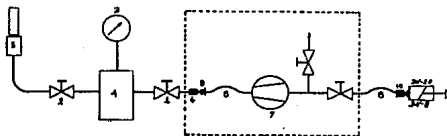


FIGURA V-11. Interconexión del pequeño compresor de membrana al diagrama neumático para muestreo de presiones inferiores a 2 bares.

Una indicación en la escala es señal de que el - gas se está contaminando ó descomponiendo por alguna fuente de origen, pero habrá que tomar en consideración si la muestra procede de una cámara de interrupción ó de el encapsulado de una cuchilla seccionadora y en otro caso de - un tramo de barra.

## TABLA DE EQUIVALENCIA:

Concentración de productos en des composición (ppmv).	2	4	6	10	14	20	30	40	50
Esc. de Ampolleta	1	2	3	4	5	6	7	8	9

## V.4 PRUEBA A BOQUILLAS SF6 - AIRE

La conexión de las subestaciones en gas (SF6) a otros equipos externos como son: transformadores ó líneas, se pueden hacer de diferentes formas:

La selección de un tipo de conexión depende de - muchos factores, por lo que para cada Proyecto en particular se deben analizar las ventajas y desventajas que presentan cada una de ellas.

Las alternativas de conexión son las siguientes:

- 1.- Con cable desnudo.
- 2.- Con cable de aislamiento sólido.
- 3.- Con cable en aceite.
- 4.- Con cable en gas.
- 5.- Con ducto en gas.

Para poder realizar las alternativas de conexión mencionadas anteriormente, se cuenta con módulos para conexión terminal como son:

## BOQUILLAS

GAS (SF6)-AIRE.

GAS (SF6)-CABLE.

GAS (SF6)-ACEITE.

La conexión entre los dos medios se efectúa mediante una boquilla de porcelana a la cual se le da cierto ángulo para cumplir con las distancias con el aire.

La característica principal es la separación del medio de aislamiento de la subestación en (SF6) de aquellas piezas de alta tensión a unirse.

La conexión del cable va directamente a la subestación en SF6, los fabricantes de cables montan junto con el cable también resina fundida de unión que, impermeabiliza el medio de aislamiento del cable de la subestación en (SF6).

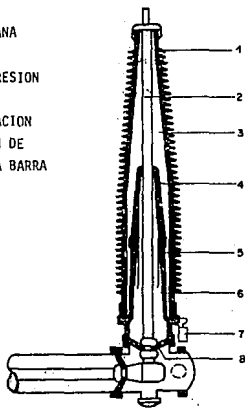
En sí una boquilla SF6-Aire, es una boquilla en la cual el espacio entre el lado de la superficie de la envolvente aislante y el aislamiento sólido, es llenado con un gas a una presión atmosférica o más alta. La boquilla de gas-aire deberá ser de porcelana y el llenado de gas (SF6) (o de otro aislante) se propone por los fabricantes, teniendo los mismos rangos de corriente, tensión y N.B.I. (nivel Básico de Impulso), según se observa en la figura V. 12.

La boquilla gas-aire debe ser adecuada para resistir altas contaminaciones en condiciones del viento.

La distancia mínima de fuga requerida es de 5cm/KV de fase a tierra a menos que el fabricante pueda demostrar que sus boquillas son adecuadas con una distancia de fuga corta ( de acuerdo a las normas IEC-137 ).



1. AISLADOR DE PORCELANA
2. CONDUCTOR
3. GAS (SF<sub>6</sub>) A BAJA PRESION
4. BARRERA AISLANTE
5. ELECTRODO DE GRADUACION
6. GAS (SF<sub>6</sub>) A PRESION DE LA ENVOLVENTE DE LA BARRA
7. MEDIDOR DE PRESION
8. AISLADOR SOPORTE

FIGURA V. 12 BOQUILLA (SF<sub>6</sub>) AIRE.

El diseño debe permitir fácil instalación para el lavado de una línea en vivo estacionaria alrededor de cada boquilla.

#### V.4.1. PRUEBAS PARA DETERMINAR EL FACTOR DE POTENCIA A BOQUILLAS.

El principal propósito de las pruebas efectuadas a las boquillas es determinar el grado de penetración de humedad por la parte superior al aislamiento de la boquilla o bushing.

La prueba de factor de potencia se efectúa también en campo con el fin de determinar el estado en que se encuentra el aislamiento dada la penetración de humedad o la acción de otros fenómenos.

Esta prueba se considera no destructiva y el principio básico es la detección del cambio en las características de un aislamiento, el cual puede ser asociado con el -- efecto de mezcla, calentamiento, ionización, rayos y otros agentes destructivos, los cuales reducen su rígidez dieléctrica.

Todos los dieléctricos, por ejemplo el Nitrógeno o el Hexafluoruro de Azufre, manifiestan pérdidas cuando -- son sometidos al efecto de un campo eléctrico de corriente alterna y estas pérdidas en muchos materiales aislantes dependen del grado de humedad presente. Los equipos de medición del factor de potencia incorporan dispositivos para medir en miliwatts las pérdidas producidas en el aislamiento, así como los milivolts-ampers (mV A) suministrados para producirlas, entonces de la relación de (mW) entre (mVA), se -- obtiene el coeficiente llamado factor de potencia -----

$$(F.P = \frac{mV}{mVA}).$$

Como el grado de humedad y contaminación de los aislamientos depende la temperatura, entonces el valor del factor de potencia se debe referir a una temperatura de ---  
20°C, para poder hacer comparaciones.

IT= CORRIENTE TOTAL  
IC= CORRIENTE CAPACITIVA  
IR= CORRIENTE RESISTIVA

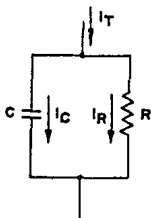


FIGURA V. 13. Circuito eléctrico equivalente de una boquilla.

De acuerdo a la norma IEC-137, la medición del -- Factor de disipación ( $\text{Tan} \delta$ ), se hace en función del voltaje por medio de un dispositivo denominado Puente de Schering o bien otro método equivalente.

La realización de esta prueba tiene como valores mínimos de tensión los siguientes:

- Para boquillas de  $V_n = 36 \text{ KV}$   
 Voltaje de Prueba =  $1.05 V_n / \sqrt{3}$ , aproximadamente  $0.6 V_n$
- Para boquillas de  $V_n = 52 \text{ KV}$   
 Voltaje de Prueba = De  $0.5 V_n / 3$  a  $1.5 / \sqrt{3}$

Específicamente para boquillas aisladas en gas el valor de la Tangente  $\delta$  medido a  $1.05 \text{ Vn} / \sqrt{3}$ , es de 0.010 - con un incremento máximo de 3 milésimas, referidos estos valores a 20°C.

En carencia del equipo necesario para la medición del factor de potencia, es posible utilizar equipo para la determinación del FACTOR DE DISIPACION O TANGENTE  $\delta$ , bajo las condiciones que a continuación se especifican.

Como se indica en las figuras V. 13 y 14 al aplicar una tensión alterna a la boquilla bajo prueba, - se hace circular una corriente alterna que se divide en dos componentes, una corriente capacitiva y una corriente resistiva, resultado de la formación de un circuito RC; ésto se representa por medio de un triángulo de corrientes, figura V. 15, donde se indican las corrientes resistiva y capacitiva:

$$\text{Tang } \delta = \frac{I_r}{I_c}$$

También se establece que el coseno  $\delta$  Factor de Potencia, es la relación entre la corriente resistiva y la corriente total:

$$\text{Cos } \theta = \frac{I_r}{I_t}$$

Para efectos prácticos se establece la hipótesis de que el valor del ángulo ( $\delta$ ) es muy pequeño, ésto ocurre cuando el valor de la corriente resistiva  $I_r$  es bastante menor en comparación con el valor de la corriente capacitiva  $I_c$ . Bajo esas condiciones los valores del Cos  $\theta$  y de la Tan  $\delta$  son aproximadamente iguales.

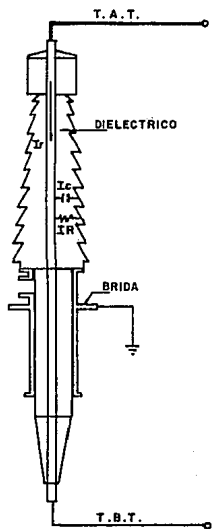


FIGURA V. 14 COMPORTAMIENTO ELECTRICO DE LA BOQUILLA EN LA PRUEBA DE F.P.

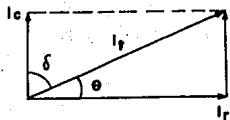


FIGURA V.15 REPRESENTACION DEL FACTOR DE POTENCIA (F.P.) Y EL FACTOR DISIPACION ( $\text{TANG. } \delta$  ).

$$\cos \theta \approx \tan \delta$$

En consecuencia, es posible con el equipo la determinación del Factor de Disipación o Tangente  $\delta$ , conocer el valor del factor de Potencia o Coseno ( $\theta$ ).

Adicionalmente, el factor de potencia puede ser - obtenido por cualquiera de los siguientes métodos.

1. a) Método del espécimen de prueba aterrizado.

Esta es una medición de las cualidades aislantes del aislamiento entre el conductor y el bastidor de montaje de una boquilla.

La aplicación de esta prueba es limitada a boquillas desconectadas del sistema, la Prueba se realiza energizando el conductor por medio de la terminal de alta tensión y aterrizando el bastidor de montaje con la terminal de baja tensión, como se aprecia en la figura V. 16.

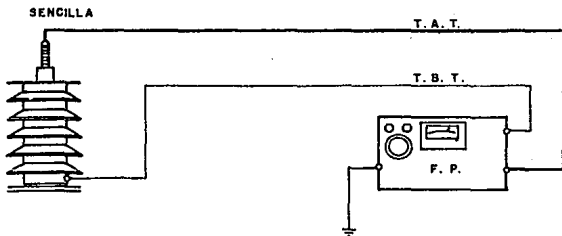


FIGURA V. 16 'Especimen de prueba aterrizado en la medición de F.P.

## 1. b) Método de Collar Caliente.

Esta es una medición del estado que guarda una pequeña parte del aislamiento de la boquilla entre el área de los faldones y el conductor, se efectúa energizando uno o más collares situados en la porcelana de la boquilla, aterrizando el conductor central.

Estas pruebas pueden detectar rajaduras en la porcelana y bajo nivel de aislamiento.

La forma en como se realizan las conexiones se muestra ejemplificada en la figura V. 17

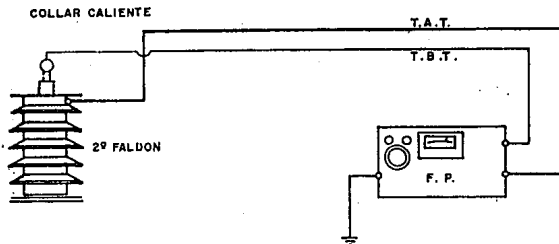


FIGURA V. 17 Medición del F.P. en la Prueba de Collar Caliente.

1.c) Método de Espécimen de Prueba No Aterrizando  
(U.S.T.).

Esta es una medición del aislamiento entre el conductor central y el derivador capacitivo, derivador del factor de potencia o brida no aterrizada de una boquilla instalada o no, que esté equipada con un derivador de este tipo. Todas las boquillas de 66 KV en adelante la tienen.

La prueba se efectúa conectando la terminal de alta tensión a la terminal de la boquilla (conductor central) y la terminal de baja tensión al derivador capacitivo, como se ilustra en la figura V. 18

Para las boquillas que tengan tangente capacitiva, los valores que se obtengan de mVA deberán ser convertidos a microfarads con el objeto de hacer la comparación con el dato de placa que proporciona el fabricante, cuando éste sea - el caso; o bien, si el dato de placa se da en factor de potencia, calcular éste de los mVA y mW obtenidos en la prueba para efectuar la comparación correspondiente.

Prueba de presión a boquillas aisladas en gas.

Esta prueba es muy importante porque garantiza la correcta aplicación en cuanto a la presión que debe sopor--tar interiormente la boquilla aislada con gas.

Tomando como base la norma IEC-137, se recomienda que las boquillas aisladas con gas, por ejemplo (SF<sub>6</sub>), se - les debe aplicar una presión interior de  $1.5 \pm 0.1$  veces la presión máxima de operación, por un tiempo de 15 minutos.

Se considera que ha pasado la prueba si no existe evidencia de daño mecánico, deformación o ruptura.



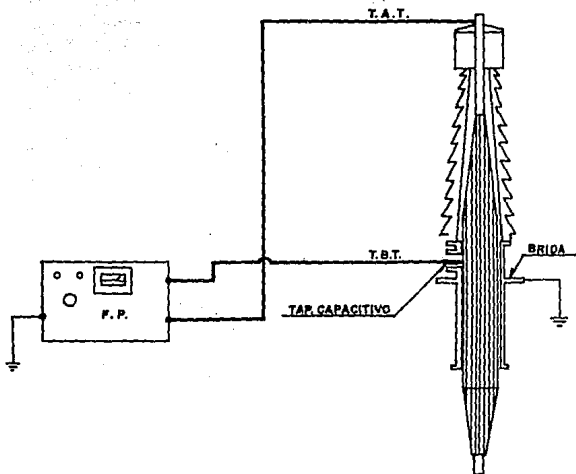


FIGURA V. 18 PRUEBA DE "UST" A BOQUILLA TIPO  
CONDENSADOR CON TAP. CAPACITIVO  
EN LA MEDICION DEL F.P.

V.5 PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA  
A CONTACTOS A PRESION O  
DESlizABLES .

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, - pérdidas de potencia, etcétera, esta prueba detecta esos -- puntos.

En general esta prueba se utiliza en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión o deslizables, tales circuitos se encuentran en interruptores, restauradores, dedos de contacto de reguladores o de - cambiadores de derivaciones; pero básicamente es aplicable a interruptores de potencia.

El instrumento que mide la resistencia de contactos se denomina probador de baja resistencia ohmica o "DUCTER"; el cual tiene un rango de medida de 0 a 20 ohms.

Se deben evitar los campos magnéticos intensos, - ya que como el DUCTER es un instrumento muy sensible se obtendrán errores en la apreciación de las lecturas.

PREPARACION DEL EQUIPO PARA LA PRUEBA.

a) El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en la posición cerrado, la prueba se debe efectuar con -- los cables de llegada conectados a las terminales de las bo quillas.

b) Se deben limpiar las partes donde se va a realizar la conexión eléctrica del probador a fin de que cuan-

do ésta se efectúe se asegure un buen contacto.

#### INTERPRETACION DE RESULTADOS.

Esta prueba permite detectar oportunamente los -- problemas que se presentan por alta resistencia de contac-- tos, que puede ser causada por cualquier elemento que forma el conjunto de contactos desde el conector de la boquilla - hasta los conectores fijos y móviles con todos sus acceso-- rios.

La resistencia de contacto varía de acuerdo al fa-- bricante y diseño del equipo; por lo tanto, es muy importan-- te conocer los valores límite establecidos en los instructi-- vos y en los datos de puesta en servicio, con el fin de --- efectuar comparaciones con los resultados obtenidos.

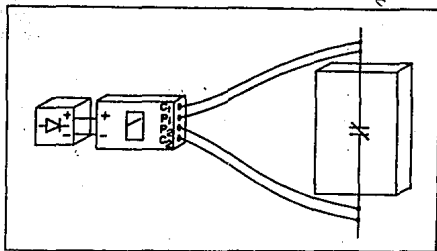


FIGURA V. 19 Conexiones del ducter para medir la resistencia de contacto de un interruptor.

## V.6 PRUEBAS DE TIEMPO DE APERTURA, CIERRE Y SINCRONISMO DE INTERRUPTORES.

Un interruptor es un dispositivo mecánico diseñado para abrir y cerrar sus contactos en un circuito eléctrico - bajo condiciones normales o anormales, en toda instalación eléctrica se considera de fundamental importancia, ya que su función principal es la de proteger al sistema y a otros --- equipos mediante la interrupción de corrientes indeseables - como en el caso de fallas.

Existen un campo bastante amplio para el estudio de los interruptores debido a la importancia que presenta -- este equipo, del cual se requiere de operaciones confiables disponibles en cualquier momento, y aún después de la operación, el interruptor debe de conservar sus características - y no producir situaciones o fenomenos anormales al resto del sistema.

Así, una prueba de campo necesaria de realizar -- cuando el montaje de la subestación ha concluido, es la determinación de los tiempos de operación de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, con la intención de conocer si aún se encuentran dentro de las - características especificadas en norma y no fueron afectados durante el transporte o en el propio proceso de montaje.

Otra prueba de campo igualmente importante que la anterior, es la verificación del sincronismo de los polos o fases de cada interruptor de potencia.

Las anteriores pruebas deberán de efectuarse en - forma periódica a todos los interruptores de potencia de la subestación, de conformidad a lo establecido a las guías y -

programas de mantenimiento.

#### V.6.1. EQUIPO DE PRUEBA.

Para la prueba de tiempos de operación de interruptores de potencia existen varios tipos y marcas de equipos que se utilizan, entre ellos se distinguen dos tipos principales que son los de tipo cronógrafo y los de tipo oscilógrafo; las características generales de los equipos más comunemente usados a la fecha se muestran en la tabla V. 1 - , en ésta, se hacen algunas observaciones sobre su aplicación, así como la cita de sus ventajas y desventajas.

Los instrumentos de pruebas se agrupan en dos clases, los que utilizan dispositivos electromecánicos y los que utilizan galvanómetros; en los primeros, una señal eléctrica energiza una bobina, la que actúa mecánicamente sobre agujas que marcan un trazo sobre papel especialmente tratado en su superficie; los de tipo galvanómetro al accionar varían el punto de incidencia de un rayo luminoso sobre papel fotosensible. En ambos casos el movimiento del papel es efectuado por un motor de corriente directa a una velocidad constante, en algunos equipos la velocidad puede ser ajustada a distintos valores.

La señal de referencia puede ser en base a la frecuencia del sistema o bien puede ser tomada de la salida de un oscilador incluida en el equipo de prueba, cuya frecuencia es conocida.

#### V.6.2. PRINCIPIO DE PRUEBA.

En base a una referencia de tiempo conocida y trazada sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los diferentes contactos de

TABLA V. 1

PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS  
PARA LAS PRUEBAS DE TIEMPOS DE OPERACION DE INTERRUPTORES.

EQUIPO	VELOCIDAD DE GRAFICADO	No. DE CANALES DE REGISTRO	CONTROL DE OPERACIONES CIERRE Y APERTURA	ESCALA DE TIEMPO	CALIDAD DE GRAFICADO	OBSERVACIONES
FAVAG MOD. 17,5120.009	300 mm/neg	4	NO	m s (1ms=1cm)	BUENA	USO LIMITADO POR SU BAJA VELOCIDAD Y REDUCIDO NUMERO DE CANALES. NO TIENE CONTROL PARA LAS OPERACIONES DEL INTERRUPTOR.
FAVAG MOD. 17,5120.001	1000 mm seg	4	NO	m s (1ms=1mm)	BUENA	REDUCIDO NUMERO DE CANALES NO TIENE CONTROL PARA LAS OPERACIONES DEL INTERRUPTOR
AEG	1000 mm/seg	5	SI	m s (1ms=1mm)	BUENA	REDUCIDO NUMERO DE CANALES DE REGISTRO
MILLIGRAPH 4v - 6 c	VARIABLE	10 (4 BOBINAS) (8 CONTACTOS)	SI	m s (VARIABLE)	BUENA	VELOCIDAD VARIABLE DEBIDO A QUE EL MOVIMIENTO DEL PAPEL ES MANUAL. POR LO TANTO LO ES TAMBIEN LA ESCALA DEL TIEMPO
MILLIGRAPH	VARIABLE	10 (2 BOBINAS) (8 CONTACTOS)	SI	m s (VARIABLE)	BUENA	MAYOR NUMERO DE CANALES, VELOCIDAD VARIABLE DEBIDO A QUE EL MOVIMIENTO DEL PAPEL ES MANUAL
DOBLE TR - 2 PR - 2	25.4mm/seg HASTA 3225.8mm_seg	21 (18 CONTACTOS) (3 EVENTOS)	SI	m s (1ms=3 22 mm) AJUSTABLE	BUENA (SENSIBLE A LA LUZ)	ALTA VELOCIDAD Y EXCELENTE PRECISION. NUMERO SUFICIENTE DE CANALES PARA INTERRUPTORES MULTICAMARAS DE TENSIONES ALTAS. CUENTA CON ADITAMENTOS Y ACCESORIOS PARA FUNCIONES ADICIONALES COMO ES EL ANALISIS DE CARRERA. COSTO ELEVADO CON RELACION A OTROS EQUIPOS.
HONEYWELL ACB-1-828	2.54mm/seg HASTA 3048mm/seg	28 (24 CONTACTOS) (4 EVENTOS)	SI	(1ms=3.05mm) AJUSTABLE	(SENSIBLE A LA LUZ)	ALTA VELOCIDAD Y EXCELENTE PRECISION. NUMERO SUFICIENTE DE CANALES PARA INTERRUPTORES MULTICAMARA DE TENSIONES ALTAS. COSTO ELEVADO CON RELACION A OTROS EQUIPOS. EQUIPO DELICADO NO ADECUADO PARA USO RUDO EN EL CAMPO.

un interruptor se tocan o separan, como consecuencia de las señales de apertura y cierre que envían los dispositivos de mando del Interruptor de Potencia; estas señales de mando - también son graficadas sobre el papel de registro, la señal de referencia permite entonces medir tiempo y secuencia de los eventos anteriores.

### V.6.3. DETERMINACION DEL TIEMPO DE APERTURA.

La determinación de este tiempo se efectúa al interruptor registrando el instante de apertura de cada una - de las fases y midiendo el intervalo de cada una, a partir de la señal de disparo del interruptor, también registrada.

Esta prueba es general e independiente del número de cámaras o contactos en serie por fase, puesto que se mide la fase completa, sin embargo, debe tenerse en cuenta -- que en el caso de varios contactos en serie, se registra en la gráfica el instante en que se abre el primer par de contactos; de esta misma prueba puede obtenerse además, el sin cronismo entre fases del interruptor en la apertura.

En la figura V. 20 se muestra una gráfica típi ca que se obtiene en la determinación del tiempo de apertura, este tiempo deberá ser como máximo de 50 milisegundos - (ms) o sea de tres ciclos.

El tiempo de interrupción está compuesto por el - tiempo de apertura o separación mecánica de los contactos - más el tiempo de arqueo, entonces puede establecerse que -- los tiempos de apertura medidos en el campo deben ser menores a los tiempos de interrupción nominales indicados en da tos de placa, en general son uno o dos ciclos menores que - éstos.

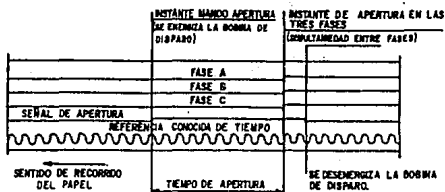


FIGURA V. 20

## DETERMINACION DEL TIEMPO DE APERTURA

## V.6.4. DETERMINACION DEL TIEMPO DE CIERRE.

Para efectuar esta medición se acciona el interruptor completo, registrando el instante de cierre de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de cierre del interruptor, la cual también se registra.

Esta prueba es general e independiente del número de contactos en serie por fase, ya que se miden las fases completas.

Se debe considerar que en el caso de varios contactos en serie por fase, se registra en la gráfica el instante en que se cierra el último par de contactos; se prueba a la vez, la simultaneidad que existe entre las fases en el cierre del interruptor.

La figura V. 21 muestra una gráfica típica que se obtiene en la determinación del tiempo de cierre, este -



tiempo deberá ser como máximo de 166 ms o sea diez ciclos.

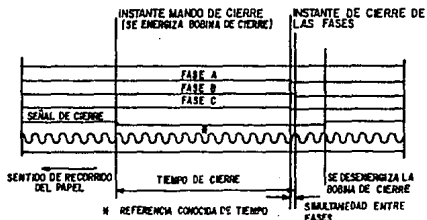


FIGURA V. 21  
DETERMINACION DEL TIEMPO DE CIERRE.

#### V.6.5. DETERMINACION DEL TIEMPO CIERRE-APERTURA EN CONDICIONES DE DISPARO LIBRE

Disparo libre significa el predominio de una señal de apertura sobre una de cierre, además el interruptor no deberá abrir y cerrar repetidamente mientras se estén aplicando señales de apertura y cierre simultáneamente, para este caso debe contar con un dispositivo de protección.

Esta prueba se efectúa al interruptor completo, y consiste en dar al interruptor, estando en posición abierto una orden de disparo, la cual debe mantenerse mientras se da orden de cierre; el interruptor en estas condiciones debe de responder a la orden de cierre inmediatamente después, abrir otra vez obedeciendo así a la orden de disparo accionado y permaneciendo en esta posición de la cual no podrá moverse aunque la señal de cierre persista, a menos que esta última se interrumpa y vuelva a darse nuevamente.

El tiempo a medir en este caso es el intervalo entre la orden de cierre inicial hasta la apertura de las --- tres fases que sigue al cierre. Este tiempo es característico del interruptor y da una idea del retardo que por inercia propia, tiene el interruptor la cual depende de su diseño.

La gráfica obtenida en la prueba registra además de las señales de los mandos de cierre y apertura, los instantes de cierre y apertura en cada una de las fases.

La figura V. 22 muestra un ejemplo típico de esta medición.

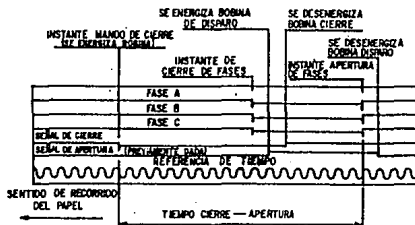


FIGURA V. 22

DETERMINACION DEL TIEMPO CIERRE - APERTURA.

Los valores que deben obtenerse en el campo, son prácticamente similares a los de la suma del tiempo de cierre más el de apertura, las variaciones con respecto a éstos, pueden deberse a que en este caso la señal de apertura está dependiendo de que se complete primero la operación de cierre previamente dada, puesto que entra en juego la acción de los contactos que forman parte del circuito de disparo, con relación a los contactos principales.

#### V.6.6. DIAGRAMAS DE CONEXIONES.

Las conexiones entre el equipo de pruebas y el interruptor por probar son en términos generales simples y requieren del criterio personal de quien va a realizar la --- prueba, así como conocimientos del arreglo físico de las cámaras y contactos del interruptor, del equipo de prueba y - de sus terminales de conexiones.

Deberá ponerse especial atención en la forma de - conectar los equipos de prueba que cuenten con control so--bre las operaciones de cierre y apertura del interruptor, - de tal forma que no se interfiera con las funciones del circuito de control del interruptor.

#### V.7. DETERMINACION DE LA RELACION Y ANGULO DE FASE EN TRANSFOR MADORES DE MEDIDA.

Los métodos utilizados para verificar tanto la relación de transformación como el ángulo de fase están deteminados por la precisión requerida de los transformadores, pues estos, pueden utilizarse ya sea para aplicaciones de - medición o los de señalización-protección. Para la selec--ción del método más apropiado debe considerarse la preci--sión requerida de acuerdo con su aplicación, esto es:

1.- Los métodos de prueba para las aplicaciones - en medición deben dar resultados hasta de 0.1% de toleran--cia en la relación y  $3/60^\circ$  en el ángulo de fase.

2.- Los métodos de prueba para aplicaciones como

señalización deben dar resultados hasta 1.0% de tolerancia para la relación y de 1° en el ángulo de fase.

Los métodos de calibración para la primera clasificación, se dividen en dos grupos, los cuales son:

- Directos.
- Por Comparación.

Cada uno de éstos se dividen a su vez en dos subgrupos:

- Calibración por deflexión.
- Calibración por detección nula.

Para el caso de los transformadores de potencial el método directo por detección nula es el más aplicable de acuerdo con la precisión y rango de voltaje de dichos transformadores. Este método tiene como elementos principales capacitores de precisión y, se divide en dos subgrupos, uno de los cuales cuenta con dos capacitores conectados en serie -- (Método del divisor capacitivo). Tal como un divisor de voltaje para acoplarse a los devanados, los cuales pueden conectarse con polaridad aditiva o sustractiva, el detector nulo se coloca entre dos puntos y mediante el ajuste de los parámetros medibles (voltaje, corriente) es llevado al equilibrio.

En el otro subgrupo, cada capacitor se conecta en serie con el devanado de un comparador de corrientes y energizado por separado. La relación es establecida por ajustes de los devanados comparados.

El método directo de detección nula utiliza divisores resistivos en lugar que los capacitivos, están limitados a un voltaje máximo de 30 KV.

## V.7.1. METODO DE DIVISOR CAPACITIVO.

En éste método los devanados son conectados en polaridad aditiva, ya que el capacitor  $C_1$  se conecta al devanado primario y  $C_2$  al secundario, el ajuste para la relación y ángulo de fase es dado por divisores inductivos de voltaje.

El divisor "B" se usa para balancear la relación - cuando dicho balance se obtiene por la inyección de una pequeña corriente del divisor "A" a través de la resistencia - "R", ver figura V. 23

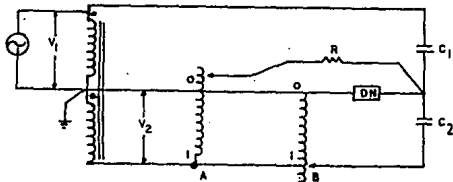


FIGURA V. 23 Prueba de relación por el método de divisor capacitivo.

La relación está dada por:

$$N = \frac{C_1}{C_2} \cdot nb$$

$nb$  = es la relación del divisor B.

$na$  = es la relación del divisor A.

y el ángulo de fase =  $na \frac{1}{RC_2 \omega}$  (radianes)

V.7.2. DETERMINACION DE LA RELACION POR METODOS DE COMPARACION.

Estos métodos determinan la relación y ángulo de fase de un transformador por comparación con un transformador de referencia, de la cual se conocen sus parámetros. Los devanados primarios de ambos transformadores se conectan en paralelo y las mediciones se hacen en los devanados secundarios. Las terminales comunes de los cuatro devanados se conectan a tierra, tal como muestra la figura V.24

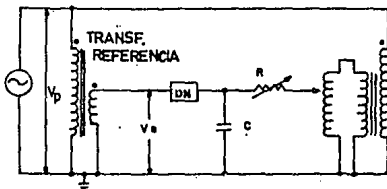


FIGURA V. 24 Relación determinada mediante el método de comparación.

La relación está dada por la ecuación siguiente:

$$N_x = N_s \frac{1}{N_d} \quad \text{donde:}$$

$N_x$  = Relación del transformador bajo prueba.

$N_s$  = Relación del transformador de referencia.

$N_d$  = Relación del divisor inductivo.

## V.8 PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

### V.8.1. VERIFICACION DE LA RELACION DE TRANSFORMACION.

Las normas indican que dicha verificación debe realizarse para las diferentes relaciones; pero para el caso de la prueba de campo se recomienda realizar únicamente en las relaciones en que se encuentra trabajando el transformador - de corriente.

Básicamente existen tres métodos aceptados para verificar la relación de transformación de los transformadores de corriente, siendo:

- Método de Tensión.
- Método de Corriente.
- Método del transformador patrón (TTR).

#### 1.1- PROCEDIMIENTO DE PRUEBA POR EL METODO DE TENSION.

Una vez que se tiene la seguridad de que el circuito se encuentra libre y mediante una fuente de tensión de corriente alterna controlada a través de un autotransformador variable (variac), un amperímetro y dos volímetros, se realiza la prueba de relación de transformación, alimentando a las - terminales del secundario del transformador de corriente, -- con un voltaje adecuado, inferior al nivel de saturación, -- tal como se indica en la figura V. 25

El voltaje del devanado primario se debe medir con un volímetro de alta impedancia (20,000 ohm/volt o mayor). Se recomienda incluir un amperímetro con la finalidad de detectar una corriente de excitación excesiva.

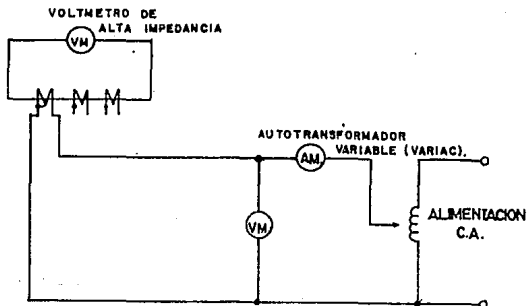


FIGURA V. 25 Medición de la relación de transformación de un transformador de corriente por el método de tensión.

Simultáneamente se deben tomar las lecturas de los voltajes del devanado primario y del secundario, para realizar el cálculo de la relación de transformación " $a_T$ ", como sigue:

$$a_T = \frac{V_p}{V_s}$$

El mismo procedimiento se efectúa para los otros secundarios o transformadores de corriente restantes.

#### 1.2- PROCEDIMIENTO DE PRUEBA POR EL METODO DE CORRIENTE.

Por medio de una fuente de alta corriente alterna controlada a través de un autotransformador variable (variac) un transformador de carga y un transformador de corriente de relación de transformación conocida, alimentando a las termi



nales del primario  $P_1 - P_2$  del transformador de corriente, - tal como se indica en la figura V. 26

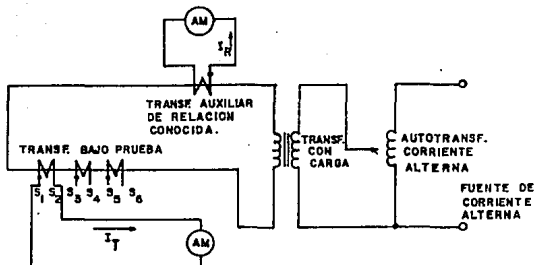


FIGURA V.26 Medición de la relación de transformación de un transformador de corriente por el método de corriente.

Se debe ajustar la fuente de corriente a un valor deseado y simultáneamente tomar las lecturas de las corrientes del devanado primario y del secundario, para realizar el cálculo de la relación de transformación " $a_T$ ", con la expresión siguiente:

$$a_T = a_R \cdot \frac{I_R}{I_T}$$

donde:

$a_T$  = Relación de transformación del transformador de corriente bajo prueba.

$a_R$  = Relación de transformación del transformador de corriente auxiliar ya conocida.

$I_R$  = Corriente secundaria del transformador de corriente auxiliar.

$I_T$  = Corriente secundaria del transformador de corriente bajo prueba.

El mismo procedimiento se efectúa para los otros secundarios o transformadores de corriente restantes.

### 1.3.- PROCEDIMIENTO DE PRUEBA POR EL METODO DEL TRANSFORMADOR PATRON (TTR):

En casos especiales se utiliza este método para medir la relación de transformación en transformadores de corriente, ya que permite medir con precisión una relación hasta de 130, y para relaciones mayores es necesario utilizar un transformador auxiliar, lo cual ocasiona un mayor error; además, se tiene el inconveniente que la medición se realiza en el devanado secundario.

### V.8.2. POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

La polaridad de los transformadores de corriente se refiere a la dirección que tiene una corriente instantánea al circular por el arrollamiento del transformador. Se dice que el primario y el secundario del transformador tiene la misma polaridad cuando una corriente instantánea entra por el primario y sale por el secundario en la misma dirección, formando así un circuito continuo.

Se tienen tres métodos muy usados en la determina-

ción de la polaridad en los transformadores de medición, éstos son:

- El golpe de inductivo con corriente directa.
- El de comparación con un transformador de polaridad conocida.
- El de comparación de los voltajes en los devanados.

A continuación se hace una pequeña descripción de los métodos mencionados, buscando dar una alternativa para la aplicación de ellos en el campo.

#### 2.1- GOLPE INDUCTIVO CON CORRIENTE DIRECTA.

1.- De acuerdo con la figura V. 27 se realiza la conexión en el transformador, para lo cual, se debe recordar que por lo general en los transformadores de corriente, el devanado de "alta" (primario) es marcado con las letras  $P_1 - P_2$ .

2.- Se conecta con un vólmetro entre las terminales del devanado de "alta" y en la misma forma una batería, de modo tal que el vólmetro marque dentro de la escala (El positivo de la batería con el dispositivo del vólmetro).

3.- Se desconecta la terminal 2 del devanado de "alta" del vólmetro y se conecta éste a la terminal 2 del devanado de "baja" (secundario).

4.- Se cierra el circuito de la batería y se observa la deflexión de la aguja del vólmetro, si ésta es dentro de la escala, significa que le fué aplicado a su borne positivo una tensión cuya polaridad era positiva respecto al otro borne.

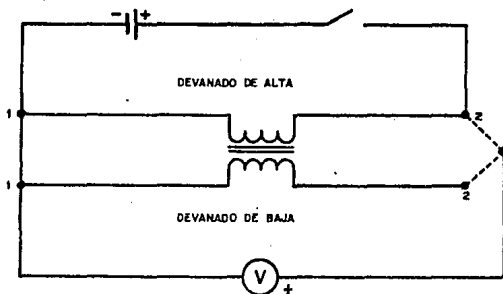


FIGURA V. 27 Dterminación de la polaridad mediante golpe inductivo.

Todos los transformadores de corriente deben ser -  
desmagnetizados para eliminar el magnetismo residual del núcleo, y debe desmagnetizarse después de la aplicación de --  
corriente directa. Esto es necesario debido a que el nivel --  
de magnetismo que puede permanecer afecta la relación y ángu  
lo de fase, y esto para condiciones de séveras sobrecargas -  
puede afectar los esquemas de protección.

#### Z.2- COMPARACION DE UN TRANSFORMADOR DE POLARIDAD CONOCIDA.

La figura V. 28. muestra la forma de conectar los transformadores para hacer comparación. Se energiza el circuíto haciendo circular una corriente de  $P_1$  hacia  $P_2$  y si el ampérmetro marca la suma de corrientes en ambos devanados de -- "alta", entonces la polaridad del transformador bajo prueba es contraria a la del transformador patrón. Si el ampérmetro marca cero, entonces la polaridad del transformador bajo --- prueba es la misma que la del transformador patrón.

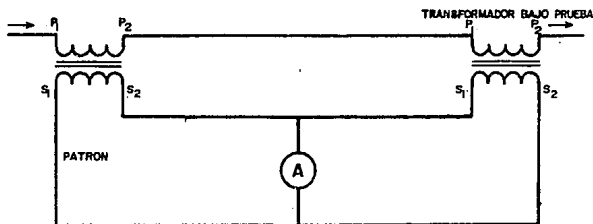


FIGURA V. 28 Determinación de la polaridad por comparación con un transformador de igual relación y polaridad conocida.

### 2.3.- COMPARACION DE VOLTAJES EN LOS DEVANADOS.

1.- Se conectan los devanados de "alta" y "baja" - de acuerdo como se muestra en la figura V. 29 , en el caso de los transformadores de corriente el devanado de "alta" es marcado con  $P_1 - P_2$ .

2.- Se energiza el circuito con una fuente controlada de voltaje, conectada al devanado de "alta", se toman - los voltajes entre los puntos AB y BD. Si el voltaje entre - BD es menor que el voltaje entre AB, entonces la polaridad - corresponde con las marcas. En caso que el voltaje entre BD - sea mayor que entre AB entonces la polaridad es contraria a las marcas.

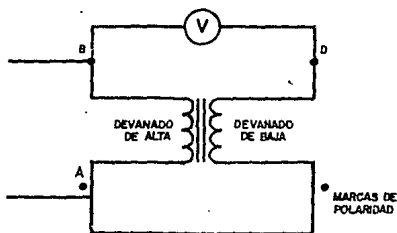


FIGURA V.29 Determinación de la polaridad por comparación de voltaje en los devanados.

Debe tenerse en consideración que el voltaje que se aplica entre los devanados, debe ser siempre en el devanado de "alta" pues de otro modo pueden inducirse voltajes muy peligrosos. Por otra parte, este método se aplica a transformadores de alta relación, la diferencia entre los voltajes no puede determinarse con mucha certeza.

#### V.9 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO

Incluida en las pruebas de mayor importancia que se debe de efectuar al término del montaje de las subestaciones, se encuentra la prueba dieléctrica denominada de Potencial Aplicado, cuyo principal objetivo es verificar si la rigidez dieléctrica del medio aislante usado en los equipos y componentes de alta tensión de la instalación, posee un valor adecuado para aislar entre barra y envolvente, la tensión

de operación e incluso las sobretensiones transitorias de origen externo e interno.

El medio aislante está constituido por los discos o conos aislantes y por el gas presurizado (SF<sub>6</sub>), de la calidad y buen estado de ambos dependerá también el adecuado funcionamiento y seguridad de la subestación.

Con lo que respecta al equipo aunque cada uno de los componentes es verificado en fábrica al efectuarles la prueba de rutina, la prueba de potencial aplicado indicará si se tuvieron, y no se han alterado, las condiciones de calidad requeridas durante el proceso de montaje de la subestación, comprobando entre otros aspectos: La exacta alineación de las barras conductoras, con el fin de no modificar la configuración del campo eléctrico entre barras y envolventes; la calidad del acabado que presenta cada uno de sus elementos, principalmente en las barras y aisladores-soporte; la ausencia de cuerpos extraños en el interior de las envolventes.

Según lo anterior, dado su diferente propósito, la prueba de potencial aplicado no reemplaza a las pruebas dieléctricas tipo y de rutina, sino que las complementa, con la intención de verificar la integridad dieléctrica de la instalación completa, detectando las irregularidades antes mencionadas.

Se recomienda que ésta prueba se efectúe después de haber realizado todas las demás pruebas de campo recomendadas.

Además de la prueba de potencial aplicado, otras pruebas dieléctricas de campo son las que aplican un impulso de voltaje, estas últimas no están dentro de los objetivos de este trabajo, si se desea mayor información se pueden consultar las normas ya citadas.

Si bien para la realización de la prueba de potencial aplicado se requiere de equipo adicional, incrementando costos, se recomienda por el fabricante e incluso por usuarios experimentados, que esta prueba no se excluya por ninguna razón o circunstancia, de hacerlo puede ocurrir que, de existir algún error u olvido en uno o varios de los procesos efectuados, se presenten fallas internas al energizar, al -- realizar maniobras o durante algún fenómeno transitorio, las cuales podían poner en peligro al personal y quizá provocasen también daño parcial o la destrucción de la subestación.

Así al evitar un accidente al personal y la pérdida o daño del equipo, son razones más que suficientes para -- que esta prueba se realice, de acuerdo al procedimiento y valores establecidos en la norma IEC-517, los cuales se verán en forma básica en este tema.

#### V.9.1. CONDICIONES PARA LA REALIZACION DE LA PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.

Antes de realizar la prueba de potencial aplicado se deben de hacer las siguientes pruebas y consideraciones:

1.- Verificar los valores de la presión y de la -- densidad del (SF6) que se encuentra en los envoltentes e interruptores de la subestación.

2.- Verificar la pureza del (SF6) .

3.- Verificar la resistencia de contacto del circuito o circuitos principales de la subestación.

4.- Análisis de las características dieléctricas -- del (SF6) bajo diferentes distribuciones de campo eléctrico.



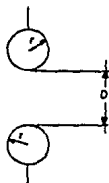
5.- Determinación de la capacidad del equipo de -- prueba.

Los puntos 1, 2 y 3 se analizaron en temas anteriores, por lo que a continuación se analizan los siguientes -- puntos (4 y 5).

V.9.1.1. ANALISIS DE LAS CONDICIONES DEL (SF6) BAJO DIFERENTES DISTRIBUCIONES DE CAMPO ELECTRICO.

Para saber si el (SF6) cumple con sus características dieléctricas, es necesario hacer un análisis de esta propiedad para diferentes distribuciones de campo.

Primeramente se presenta el estudio de la distribución de campo eléctrico de una configuración esfera-esfera, para determinar la tensión de ruptura del dieléctrico.



$r =$  RADIO DE ESFERAS = 25mm.  
 $D =$  SEPARACION DE ESFERAS = 10 mm.

CONFIGURACION ESFERA - ESFERA

La tensión de ruptura para este tipo de configuración de electrodos, separados una distancia "D" de 10mm y un radio de esferas de 25mm, es determinada por la siguiente expresión:

$$E_M = E_A \left( \frac{D/r + 1 + (D/r + 1)^2 + 8}{4} \right)$$

Donde:

$E_M$  = Tensión de ruptura dieléctrica KV

$E_A$  = Gradiente de potencial KV/mm

D = Separación de las esferas.

r = Radio de las esferas.

El gradiente de potencial es:

$$E_A = \frac{V}{D} \quad E_A = \frac{230}{10} \quad 23 \text{ KV/mm}$$

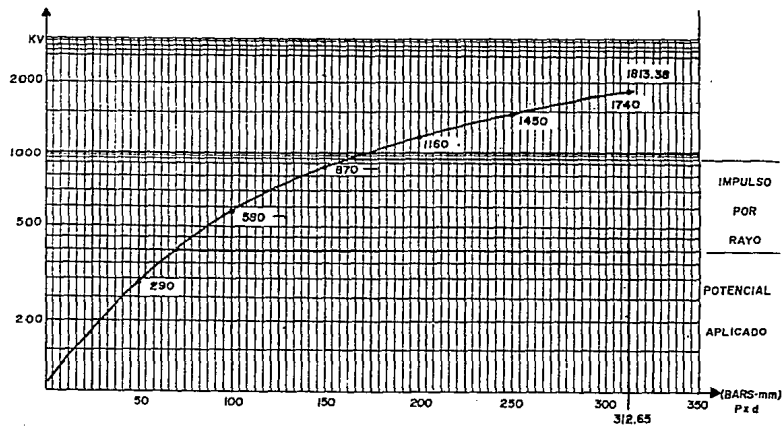
Sustituyendo valores:

$$E_M = 23 \frac{10/25 + 1 + (10/25 + 1)^2 + 8}{4}$$

$$E_M = 23 (1.1389)$$

$$E_M = 26.19 \text{ KV}$$

Si este valor lo comparamos en la gráfica de la ley de Paschen, se observa que el dieléctrico SF6 es perforado inmediatamente.



CURVA CARACTERISTICA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL SF<sub>6</sub> EN FUNCION DE LA PRESION POR DISTANCIA.

Ahora, si se aumenta la presión, se puede observar de la gráfica que la tensión de ruptura del dieléctrico aumenta.

Se realiza una comparación con la distribución de campo esfera-esfera para conocer la  $E_M$  es necesario considerar el gradiente de potencial  $E_A$  en la envolvente.

$$\text{La tensión nominal es de 230 KV}$$

$$E_A = \frac{230}{110} = 2.081 \frac{\text{KV}}{\text{mm}}$$

El gradiente  $E_A$  se considera únicamente la distancia  $r_2 - r_1$  como similitud a electrodos esféricos separados una distancia "D".

$$P \text{ absoluta} = 0.7733 + 2.069$$

$$P \text{ absoluta} = 2.8423 \text{ bars}$$

El producto  $P \times D$  es igual a :

$$Pd = 2.8423 (110)$$

$$Pd = 312.653 \text{ Bars-mm}$$

Por lo tanto al observar en la gráfica KV Vs Pd y para valores de  $P \times d$  muy grandes, la tensión crece casi proporcionalmente a la distancia, las tensiones continuas alternas y de impulso son casi proporcionales a la densidad del aire y por tanto a la presión.

#### V.9.1.2. DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA FUENTE PARA EFECTUAR LA PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.

Para obtener los parámetros eléctricos de la envol

vente y bus considerado, se tomaron datos de la capacitancia utilizando un puente de Shering.

La capacitancia se calcula con la siguiente expresión:

$$C = \frac{55.6 \epsilon}{2.81 \log \frac{r_e}{r_i}} \text{ Pf/m}$$

$$C_T = C \times L$$

Donde:

$\epsilon$  = Constante dieléctrica del (SF6) = 1

L = Longitud de la envolvente

$r_e$  = Radio exterior (m)

$r_i$  = Radio interior (m)

C = Capacitancia por unidad de longitud Pf/m

$C_T$  = Capacitancia total (Pf)

$$C = \frac{55.6 (1)}{2.31 \log \left( \frac{180.37}{69.85} \right)} = 58.4208 \text{ Pf/m}$$

$$C_T = 58.4208 (29.6) = 1729.25 \text{ Pf}$$

La reactancia capacitiva es:

$$X_C = \frac{1}{2 \pi f C_T} = \frac{1}{2 \pi (60) (1729.25)} = 1533949.62 \text{ OHMS}$$

La capacidad de la fuente es:

$$VA = \frac{v^2}{Xc} = \frac{(395000)^2}{1533949.62} = 101,714.55 \text{ VA}$$

$$= 100 \text{ KVA}$$

Se elige entonces un transformador de ---- (112.5KVA)  
 Esto sería un equipo para prueba de laboratorio.  
 con una relación de transformación de 23KV a 400 KV.

Por problemas de diseño, un transformador de 23 a  
 400 KV no se fabrica, por lo que se pueden usar transformadores  
 en cascada, conectados para obtener el potencial requeredo  
 en la prueba.

23 KV-----> 230 KV-----> 400 KV  
 23 KV-----> 85 KV-----> 230 KV-----> 400 KV

## CAPITULO VI

## MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS (SF6)

Un gran número de usuarios de las Subestaciones Aisladas en Gas (GIS) no han desarrollado sus programas de mantenimiento sino que se han confiado a los consejos del fabricante del equipo para establecer una rutina de mantenimiento de sus instalaciones ó en otros casos no esperan programar inspecciones interinas por muchos años y confían en que sólo se requerirán algunas - inspecciones de rutina durante cierto tiempo de funcionamiento -- del equipo (garantía).

Así pues, la mayoría de los fabricantes han emitido recomendaciones provisionales para el mantenimiento de las partes - internas del equipo en contacto con el gas (SF6) ya que la experiencia actual de éste campo se encuentra restringida principalmente en equipos de interrupción donde en el caso de estar sujetos a una incidencia de fallas anormalmente alta ocasionaría interrupciones prolongadas y altos costos inevitables de corrección pues estos además del tiempo se invertirían en el desmantelamiento de los ensambles internos del equipo.

## VI.1 CLASIFICACION DEL MANTENIMIENTO

El mantenimiento se define como una combinación de acciones técnicas y administrativas destinadas a conservar el equipo ó restaurarlo a un estado donde puede realizar la función para el cual fue diseñado. El mantenimiento puede dividirse en dos tipos principales:

1.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO que se ejecuta con motivo de reparar el equipo y retornarlo a una condición de operación aceptable.

1.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO que se aplica al equipo para detectar y evitar que se presente una falla y cuando éste se planea conforme a un período programado durante la vida útil esperada del equipo se conoce como MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLANIFICADO.

Evidentemente, la manera de mantener un equipo en buen estado de operación funcional reside en establecer un programa de mantenimiento preventivo planificado y éste comprende tres etapas:

a) INSPECCION Y VERIFICACION DE LA OPERACION. La inspección consiste en revisar si al equipo le falta limpieza en sus componentes para poder detectar cualquier condición anormal sin desmantelar el equipo. Las verificaciones de cada operación funcional se realizan con objeto de comprobar ésta y poder detectar algún indicio de anomalía (incipiente).

La rutina de ésta inspección y verificación debe establecerse por medio del fabricante según el equipo y la aplicación a que se destine.

b) REVISION PARCIAL. Esta consiste en desarrollar ciertas labores de limpieza, ajuste y lubricación planificadas en algunos componentes del equipo y con la periodicidad ya establecida. Posteriormente se volverán a comprobar sus funciones de operación hasta que coincidan con las inicialmente realizadas.

c) REVISION O MANTENIMIENTO MAYOR. También llamada revisión total, ésta comprende la inspección interna en forma detallada de algunos componentes principales del equipo mediante su des-



mantelamiento parcial, mediciones y pruebas no destructivas para determinar la condición existente de dicho componente.

Es importante considerar pertinente que en la reparación se abarque el reemplazo de partes desgastadas o de baja calidad - para que el equipo retorne a su condición de operación inicial.

#### VI.2 ACCESOS PARA LA OPERACION Y EL MANTENIMIENTO.

Indudablemente que hay un gran número de factores a considerar en el diseño general de una subestación aislada en gas -- (GIS) pero es indispensable que sus prácticas de operación y mantenimiento estén bien establecidas para conservar en lo posible - su buen funcionamiento durante la vida útil del equipo. Aunado a lo anterior hay que considerar el espacio y acceso disponible que se tenga para realizar estas prácticas así como considerar el tipo de instalación: interior, exterior, subterránea ó cercana a -- otros equipos.

Para efectos del mantenimiento es indispensable que el acceso a las mirillas de inspección, mecanismos del interruptor, cuchillas seccionadoras y de tierra así como a los monitores de densidad sea el adecuado de manera que no resulte incómodo el desarrollar tal actividad. En algunas ocasiones se encontrarán equipos de interrupción vertical con su mecanismo en la base del polo y en otros casos el polo tendrá una posición horizontal con sus - bridas de entrada soportando a los otros componentes de la bahía, para estos dos casos se tiene accesibilidad por el gabinete para efectuar el mantenimiento y reparación de componentes.

En otros casos el acceso a los puntos de inspección se realiza por medio de plataformas a diferentes alturas para lo --- cual se utilizan escaleras fijas a los herrajes que sostiene al - equipo, así se puede subir desde el piso a inspeccionar los aco-- plamientos de mecanismos de cuchillas seccionadoras y de tierra - pues se puede cerciorar cuando llegan a su límite aunque el indí-

cador visual llegará erróneamente a indicar otra posición.

Los puntos para el monitoreo y manejo del gas (SF6) se encuentran concentrados en varios lugares de la instalación aunque en otros casos se tienen conectores únicos para insertar el manómetro a cada compartimiento en particular (monofásico) pero cuando éste es trifásico dichos compartimientos se unen con tubería de pequeño diámetro igualadoras de presión y el monitoreo se realiza en cualquier fase del equipo.

### VI.3 PRECAUCION Y SEGURIDAD

Antes de efectuar cualquier servicio de mantenimiento, es esencial que se tomen las medidas de seguridad especificadas por el fabricante ó las establecidas por el usuario. La norma BS 66 26 sintetiza lo anterior al decir que el equipo debe aislarse, probar la ausencia de potencial e inmediatamente conectarse a tierra.

Las maniobras apropiadas incluyen la apertura del interruptor (desconexión), el aislamiento de la terminal proveniente de la fuente y el aterrizaje de las terminales hacia el lado de la carga.

Una vez más, las instrucciones de mantenimiento de parte del fabricante deben incluir recomendaciones de seguridad apropiadas, las cuales deben seguirse siempre al pie de la letra.

### VI.4 EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS (SF6) GIS.

El mantenimiento preventivo es necesario para asegurar disponibilidad del equipo conforme a lo planeado previamente desde su diseño y diferirá claramente de las reparaciones que se le

hagan las cuales deberán evitarse en lo posible. Así el mantenimiento preventivo constituye un elemento de una cadena de factores interrelacionados como son: esfuerzo, edad, calidad y dimensionamiento. Por otro lado, la instalación, operación y reparación serán factores que influyen en el costo total durante el ciclo de vida del equipo.

Durante el desarrollo y el diseño de un equipo el fabricante formula recomendaciones relativas al mantenimiento las cuales se fundamentan en pruebas extensivas y ciertos cálculos del costo de operación. Sin embargo, los procedimientos de mantenimiento deben ser adaptados por el usuario de modo que aplique sus propias estrategias y experiencias del mantenimiento.

#### 4.1. MANTENIMIENTO DE RUTINA.

A continuación se menciona lo que en general los fabricantes de equipo en gas (SF<sub>6</sub>) recomiendan como mantenimiento de rutina:

--- Pruebas del contenido de humedad del gas (SF<sub>6</sub>) y de la presión nominal en los compartimientos del equipo.

--- Revisión y ajuste de los dispositivos auxiliares de protección y control de los componentes del equipo.

--- Lubricación de los mecanismos de accionamiento y acoplamiento de cuchillas seccionadoras y de tierra, así como de sus dispositivos auxiliares (interlock, switch limite, etc.).

--- Verificación de la operación de interruptores, cuchillas seccionadoras y de tierra así como el sincronismo de los primeros.

--- Revisión y lubricación del sistema de almacenamiento de energía oleo-neumático ó de resorte en el mecanismo - de operación del interruptor.

#### 4.1.1. HUMEDAD Y PRESION.

Estas pruebas deben realizarse simultáneamente pues cuando se mide la presión del compartimiento se tiene un nivel de humedad en el gas (SF<sub>6</sub>), además ésta presión debe de compensarse respecto a la temperatura ambiente pues el fabricante parte de una referencia (760 mm Hg y 20°C) para fijar el nivel de humedad a la presión del compartimiento.

Una vez que se han efectuado las pruebas de humedad al gas (SF<sub>6</sub>) y de presión al compartimiento (siempre y cuando no haya fugas) por alguno de los métodos ya mencionados en el capítulo # 5, se procederá a utilizar la gráfica de la figura VI-1 con los siguientes datos (ppmv, T amb) del gas del compartimiento.

Si el punto trazado en la gráfica con estos datos está - debajo de la curva (300/20°C), la humedad contenida en el gas está dentro de los límites que permite el fabricante para ese equipo. - Si no ocurre lo anterior deberá eliminarse en lo posible la humedad por medio de un tratamiento de secado del gas ó del compartimiento según sea el caso.

Si después de haber efectuado las dos pruebas anteriores la presión en el compartimiento ha disminuído habrá que reponer la presión tomando en cuenta la compensación por temperatura ambiente y altitud del lugar mencionados y analizados en el capítulo # 3 -- (Relleno del compartimiento).

NOTA.- Los compartimientos del interruptor deben tener y conservar un mejor grado de humedad (secado) que los otros compartimientos del equipo pues contienen filtros absorbedores de humedad compuestos por alúmina activada (AL<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) ó tamiz molecular que captarán los restos de humedad desprendida de algunas partes del equipo.

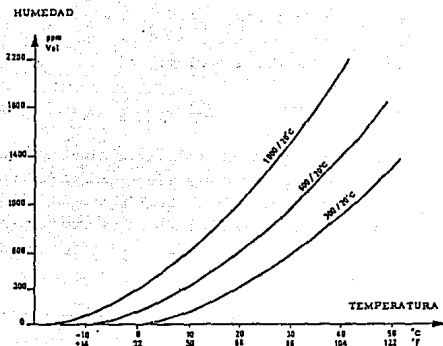


FIGURA VI-1 Variación de la humedad en relación con la temperatura del gas (SF6) dentro del --- compartimiento.

#### 4.1.2. FUGAS DE ACEITE O AIRE

Una ventaja de los interruptores con mecanismo hidráulico de operación es que dentro del gabinete donde se localiza el aparato de mando se pueden apreciar las fugas de aceite hidráulico en alguna unión o acoplamiento y así poder checar en toda la extensión del circuito hidráulico tales fugas, véase figura VI-2.

En algunos casos se puede dar un ligero apriete al conector o acoplamiento para tratar de eliminar la fuga, si esto no ocurre se tendrá que bajar la presión hidráulica y reparar la fuga correspondiente.

Cuando se trata de mecanismos de operación neumática -

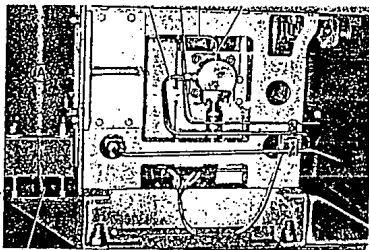


FIGURA VI-2 Tuberías y conexiones de un mecanismo hidráulico de un interruptor en SF6.

el chequeo de fugas puede realizarse mediante el empleo de jabonadura ó por un detector de fugas de halógeno, lo anterior se hace presente al estar trabajando continuamente la compresora pues tendrá que estar reponiendo presión al tanque neumático, véase - figura I-10.

Otro de los mecanismos usados por los interruptores en subestaciones aisladas en gas (GIS) es el resorte operado por motor eléctrico el cual puede observarse en la figura VI-3, en éste caso debe verificarse la presencia de polvo en sus componentes internos, algunos resortes deformados u oxidados así como si anillos de retención, tuercas, pernos están flojos o desplazados de su lugar.

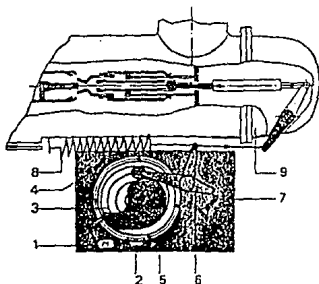


FIGURA VI-3 Vista seccional de un mecanismo de resorte accionado por (1) motor, (2) engranaje, (3) resorte cierre, (4) perno de cierre, (5) caja, (6) manivela, (7) perno de disparo, (8) resorte de disparo, (9) tanque del interruptor.

#### 4.1.3. DISPOSITIVOS DE SEÑALIZACION.

Cada uno de los componentes de la subestación aislada en gas (GIS) posee un dispositivo de señalización por medio del cual se puede observar si dicho equipo realizó correctamente la operación de "CIERRE" ó "APERTURA". Estas operaciones se deben realizar tanto en forma manual como por medio de su mecanismo -- eléctrico (Automática).

En el caso de los interruptores dichas operaciones se identifican por las letras C con fondo color rojo y A con fondo color verde, respectivamente. En el caso de las cuchillas seccionadoras las indicaciones son sólo por medio del color; el mismo caso ocurre con las cuchillas de tierra.

De la forma anterior se puede probar si los equipos operan correctamente. A continuación se muestra un resumen de la frecuencia con la que se deben realizar estas pruebas rutinarias como parte del mantenimiento preventivo recomendado por un fabricante de equipo.

## PRUEBAS DE RUTINA

OPERACIONES A EJECUTAR	F R E C U E N C I A		
	3 - 6 meses	cada 6 meses	cada año
PRESION DE GAS (SF6)	X		
HUMEDAD DEL GAS (SF6)		X	
FUGAS DE ACEITE-AIRE	X		X
OP. DISP. SEÑAL	X		X

## 4.2 MANTENIMIENTO PERIODICO (Anualmente)

Este se realiza aplicando sólo la lubricación debida a los acoplamientos mecánicos de cuchillas seccionadoras y al sistema de almacenamiento de energía de interruptores (oleo-neumático y de resorte) como se menciona a continuación:

## 4.2.1. LUBRICACION DE LA JUNTA DE LA VARILLA DEL GATO HIDRAULICO DEL INTERRUPTOR.

Si la cantidad de grasa que se aloja en el compartimiento de la junta de la varilla que acopla el gato hidráulico es insuficiente, se deberá aplicar con el grasero la cantidad adecuada para reponer lo faltante. El tipo de grasa debe ser una compuesta de silicón.



**4.2.2 LUBRICACION DE LAS ARTICULACIONES ENTRE LOS ACOPLAMIENTOS DE LAS CUCHILLAS SECCIONADORAS Y DE TIERRA CON SUS APARATOS DE MANDO.**

En éste caso se procede a lubricar las articulaciones de las varillas entre las cuchillas seccionadoras (1) y de tierra (2) con sus equipos de mando (motores). Se recomienda usar --grasa para aplicaciones múltiples ó algunas recomendadas por el fabricante del equipo, véase figura VI-4.

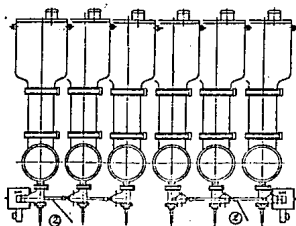
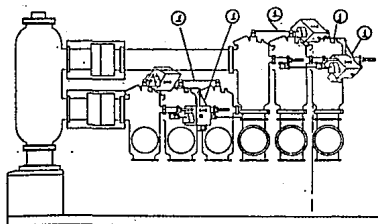


FIGURA VI-4 (Vista superior) Varillas de operación para cuchillas seccionadoras de barra y (vista inferior) para cuchillas de puesta a tierra.

## 4.2.3. VERIFICACION DE LAS CUCHILLAS SECCIONADORAS

a) Varillas. Estas no requieren ningún mantenimiento en especial pero sí en lo referente a las transmisiones en ángulo ó reductoras pues se deben limpiar perfectamente de manera que se elimine cualquier capa contaminada ó suciedad para evitar que -- produzca su obstrucción ó atascamiento.

b) Equipos de mando. Dentro de estos equipos se incluyen sus componentes electro-mecánicos los cuales tienen un perfodo inicial de funcionamiento sin mantenimiento pero deberán verifficarse posteriormente bajo los siguientes términos; véase figura VI-5.

- 1) Apretar todas las terminales de block de conexión - (1).
- 2) Comprobar que los contactos auxiliares del inter---lock (2) realicen sus función (señalización, fin de recorrido, etc.).
- 3) Verificar en buen funcionamiento del motor eléctrico (17), percatándose de no escuchar ruidos extra---ños, transmisiones flojas, etc.
- 4) Verificar el funcionamiento de los dispositivos de bloqueo eléctrico (2) y mecánico (3).
- 5) Verificar el funcionamiento de las resistencias calefactoras (70) del gabinete del equipo (72).

## VI.5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLANIFICADO.

Uno de los componentes más importantes de una subestación es el interruptor de potencia en sus varios niveles de ten-

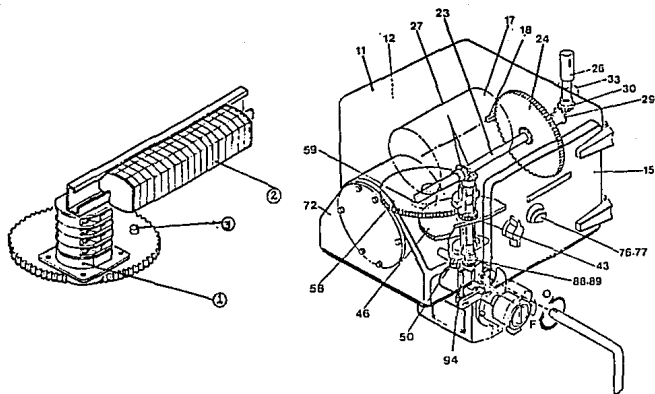


FIGURA VI-5 (Derecha) Mecanismo de transmisión y engranaje del equipo de mando, (izquierda) - componentes del interlock.

sión, es éste componente al cual se le debe aplicar un programa de mantenimiento preventivo planificado.

El mantenimiento preventivo planificado para interruptores en SF<sub>6</sub> es analizado desde el punto de vista FABRICANTE-U-SUARIO; sin embargo, los parámetros que influirán en su mantenimiento será el número de ciclos de operación realizados por su mecanismo de operación así como la suma de corrientes de interrupción en los contactos cuando llegue a presentarse una falla en el sistema.

Indudablemente que mientras el fabricante basa el diseño de su producto en normas internacionales y dicta las indica--

ciones necesarias para el mantenimiento, el usuario se guía por su experiencia en otros equipos con diseños similares y siguiendo los criterios de reparación de su propia compañía.

Es por lo tanto esencial que el fabricante diseñe el interruptor tomando en cuenta los factores que afectarán el trabajo de mantenimiento como son: fácil reemplazo de componentes, accesibilidad adecuada, herramientas simples, pesos ligeros y un menor número de partes. Así pues, el mantenimiento debe basarse en procedimientos de prueba bien establecidos y que sus valores de medición sean comparados con respecto a un valor de norma internacional.

Adicionalmente, el fabricante debe planear los pasos necesarios para realizar estas mediciones apropiadas y tomarlos como referencia para comprobar todos los trabajos ejecutados de mantenimiento. A continuación se menciona una guía de mediciones de prueba en las que se puede apoyar el mantenimiento:

- Resultados de prueba y cálculo de su desarrollo.
- Pruebas de diseño basadas en normas internacionales.
- Pruebas complementarias.
- Pruebas de tiempo amplificado.
- Pruebas del rango de funcionalidad.
- Pruebas repetidas en algunos componentes.
- Aplicación constante de experiencias operacionales para la fabricación de partes convencionales o de nuevo diseño.

Por otra parte, los demás componentes del interruptor están diseñados y dimensionados de manera que dentro del ciclo de vida del equipo estén más o menos libres de mantenimiento.

## 5.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLANIFICADO CON CEPTUADO POR UN FABRICANTE DE EQUIPO.

### 5.1.1. ANTECEDENTES.

La concepción del mecanismo de operación por resorte - mecánico tiene ya una tradición de varias décadas. Desde 1934 - aproximadamente 30,000 mecanismos de operación de éste tipo en interruptores de bajo volumen de aceite así como para gas (SF<sub>6</sub>) han sido producidos. Esta excelente experiencia mundial ha sido la base para el constante desarrollo técnico de estos equipos.

Un comentario de un fabricante de estos equipos lo basa en sus siguientes niveles de producción hace algunas décadas.

AIS (72.5 - 420) KV con 6500 unidades tripolares en --  
1977.

GIS (72.5 - 425) KV con 1400 unidades tripolares en --  
1977.

### 5.1.2. ESFUERZOS PASIVOS Y ACTIVOS.

Como se dijo inicialmente, los dos elementos principales de un interruptor que necesitan mantenimiento son los componentes expuestos al arco eléctrico y las del mecanismo de operación. Mas que el envejecimiento pasivo de estos componentes es la operación activa del interruptor la que impone la mayor parte de los esfuerzos a estos elementos.

El factor clave en el envejecimiento pasivo del sistema de contacto es la RIGIDEZ DE AISLAMIENTO que se tiene dentro de la cámara de interrupción y la formada interiormente por --- otros componentes del sistema, así esta permanece casi constante. Adicionalmente se cuenta también con un medidor para comprobar la densidad del propio gas (SF<sub>6</sub>).

El envejecimiento activo del sistema de contacto depende de los esfuerzos eléctricos y mecánicos, así como de la calidad de los materiales que se emplean. Comúnmente, el envejecimiento excede a los 2000 ciclos de operación especificado por la norma IEC-56.

El factor principal es el deterioro del contacto por arqueo, el cual depende de la suma de corrientes por maniobra. El desplazamiento mas alto permitido del punto de operación de contacto, así como los criterios que se adopten para calcular el desgaste, deben especificarse en el manual del fabricante. El deterioro de los contactos pueden evaluarse externamente midiendo la carrera del mecanismo de operación.

Los requerimientos debido a los esfuerzos pasivos y el mantenimiento del mecanismo de operación por resorte, son casi poco considerables. La energía de operación se almacena en un resorte enganchado y permanece casi sin cambio por toda la vida útil del interruptor; el empaque de los cojinetes y de otras partes móviles se asegura con una grasa para evitar que la fricción aumente. Una ventilación adecuada y el hecho de tener resistencias calefactoras impiden que la condensación y la corrosión se creen internamente.

Aunque las fuerzas de aceleración y de paro provocadas por operaciones de maniobra generan altos niveles de esfuerzos en el mecanismo de operación, la capacidad para soportar estas fuerzas está en función del diseño del mecanismo mas que en los procedimientos de mantenimiento.

### 5.1.3. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.

Un programa de mantenimiento preventivo planificado adecuado por un fabricante de equipo de interrupción para llevarse a cabo durante la vida útil estimada del equipo (20 años) sería el siguiente:

--- ANUALMENTE. (Interruptor en servicio) esto comprende de una inspección menor y limpieza. Se debe inspeccionar visualmente todo el equipo, comprobar la presión de gas (SF6), el nivel de aceite en el amortiguador y la operación de las resistencias calefactoras en el gabinete contra la condensación. Llevar un conteo del número de ciclos de operación realizados y las -- desconexiones ocasionadas por fallas.

--- CADA 4 ó 6 AÑOS. (Interruptor fuera de servicio). Además de la inspección menor realizada anteriormente se debe efectuar una operación completa del interruptor (manual y electricamente), la limpieza total del mecanismo de operación (principalmente los resortes) y comprobar la retención de los pernos así como verificar el funcionamiento del medidor de densidad -- del gas (SF6) con sus respectivos niveles de alarma. La condición de los contactos de arqueo debe evaluarse a partir de los datos de operación suministrados por el fabricante, y si estos son inadecuados ó indican un desgaste insatisfactorio del contacto, se deberá practicar pruebas para obtener la medición de la carrera del mecanismo de operación.

--- CADA 8 ó 12 AÑOS ó después de 2500 ciclos de operación. Considerada como una inspección mayor se deberá proceder inicialmente con la inspección menor anterior y comprobar el -- ajuste - los tiempos de cierre y apertura así como la operación de las bobinas de cierre y apertura por su rango de voltaje. Se debe verificar la resistencia ohmica de los contactos y efectuar una evaluación exterior de la condición del contacto de arqueo. Asimismo, se deberán analizar otros parámetros adicionales como son la curva del tiempo de recorrido, el punto de partida del - amortiguador y el desplazamiento del volante. Por último se deberá efectuar un análisis del contenido de humedad del gas (SF6).

--- CADA 15 ó 20 AÑOS ó 5000 ciclos de operación. Para realizar este Mantenimiento mayor al equipo se deberá decidir - mediante criterios de inspección realizados por parte de perso-

nal calificado ó por el fabricante de equipo. Los trabajos incluyen la reparación general de los contactos, de la unidad de extinción del arco y una revisión completa de su mecanismo de operación.

En la práctica, muchos usuarios efectúan el mantenimiento más a menudo de lo que se detalló previamente, algunas veces por instrucciones de su propia compañía o cuando el equipo está expuesto a condiciones extremas de corrosión o de contaminación.

## 5.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLANIFICADO POR UNA EMPRESA ELECTRICA DE SERVICIO PUBLICO.

### 5.2.1. REFERENCIAS.

La BKW (BERNISCHE KRAPFVERKE AG) es una de las 10 mas grandes compañías eléctricas en Suiza. Tiene a su cargo 8 centrales hidráulicas y una nuclear además de tener participación en 60 subestaciones eléctricas que abastecen a un millón de clientes con un total de 9036 GWH abastecidos en el año de 1988.

5.2.2. CONCEPCION DEL MANTENIMIENTO. La BKW practica un mantenimiento preventivo planeado al equipo que pone inicialmente en operación y lo ejecuta con el objetivo de asegurar su confiabilidad operacional, disponibilidad y eficiencia económica como parte de la instalación. Quedan exentos de esta planeación aquellos equipos que salen fuera de operación por falla.

El término mantenimiento describe para ellos cualquier actividad relacionada con vigilancia, inspección, trabajos de servicio, verificaciones operacionales, etc. Una forma en que esta empresa mejora el trabajo de mantenimiento es el de seleccionar el personal encargado de planificar o programar estos --



trabajos y por otra parte la adquisición de material estandarizado con ciertas características técnicas, refacciones originales y desde luego una vida planeada de servicio para el equipo.

5.2.3. MANTENIMIENTO DE EQUIPO. En la BKW el mantenimiento preventivo se considera un componente dinámico en el cual se realiza una adaptación constante del trabajo de mantenimiento a la experiencia operacional del equipo; sin embargo las actividades periódicas de mantenimiento especificadas en las instrucciones de operación se aplican a cualquier clase de equipo independientemente de lo recomendado por el fabricante.

Las recomendaciones de mantenimiento de los distintos fabricantes son respetadas para cada equipo a tal grado que se sigan conservando las condiciones de garantía y seguridad. Por otra parte cuando se tienen ciertas condiciones muy específicas en algún equipo es también la experiencia operacional la que -- dictará el criterio a seguir para ejecutar y planear su mantenimiento.

De todas estas consideraciones, la BKW menciona las siguientes instrucciones de mantenimiento para interruptores con mecanismo de operación por resorte.

a) TRABAJO DE MANTENIMIENTO MENOR.

(Vigilancia, inspección, limpieza)

- Anualmente (Interruptor en servicio)
- Inspección visual de su condición general exterior.
- Determinación del número de ciclos de operación y aperturas de cortos circuitos.
- Inspección de la presión de gas (SF<sub>6</sub>).
- Inspección del sistema de calefacción en el mecanismo de operación.

- Cada 4 años (interruptor fuera de servicio).  
(Adicionalmente).
- Maniobras de disparo a través de su protección.
- Verificación del compartimiento del interruptor incluyendo su instalación primaria, conexiones de gas y el equipo secundario.
- Verificación de la función del medidor de densidad.
- Limpieza del mecanismo de operación por resorte y chequeo del fluido del amortiguador.
- Cada 8 años (Interruptor fuera de servicio).  
(Adicionalmente).
- Medición de la calidad del gas (SF6).
- Chequeo y limpieza del sistema aislante (aisladores, palancas, etc.) además de todos los componentes del equipo.

b) TRABAJO DE MANTENIMIENTO MAYOR  
(Reparación en un local adecuado).

- Después de aproximadamente 16 años o mediante algún criterio de diagnóstico: tiempos de operación, número de ciclos de operación ó número de interrupciones de corto circuito (suma de corrientes en corto circuito).
- Reparación de contactos y de la unidad de interrupción.
- Reparación completa del mecanismo de operación.
- La vigilancia de estos trabajos es llevada a cabo por

especialistas entrenados por el fabricante de equipo. En algunos casos muy especiales el fabricante provee un soporte técnico de expertos para solucionar algunos problemas o fallas muy excepcionales.

VI.6. COSTOS COMPARATIVOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLANIFICADO APLICADO A INTERRUPTORES DE ALTA TENSION DE SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS (GIS) Y A SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE (AIS).

La empresa Sprecher Energie ha realizado durante el año de 1989 una serie de cálculos relativos a los costos de mantenimiento incurridos por interruptores de alta tensión (245 KV y 40 KA) aislados en gas (SF6), con mecanismo unipolar de operación por resorte con un promedio de 150 ciclos de operación anual y comparados como un porcentaje del precio original de compra.

El periodo de cálculo durante el cual se estimaron estos costos fue de 30 años y que corresponde a un periodo de vida útil planificada del equipo (interruptores).

+	30 inspecciones menores	7 - 9%
+	05 inspecciones normales	4 - 5%
+	02 inspecciones menores	7 -10%
+	partes de repuesto	1%
+	instrumentos de prueba	2 - 5%
+	costo del capital (5%)	3 - 7%
	total por 30 años	24 -37%

De lo anterior se concluye que el costo anual por gastos de mantenimiento oscila entre un 0.8 - 1.2% del precio de compra original del equipo. Para Sprecher Energie éste cálculo no varía considerablemente si el interruptor pertenece a una --

subestación aislada en gas (GIS) o aislada en aire (AIS), y lo demuestra un estudio realizado por la empresa eléctrica de servicio público BKW.

La empresa BKW tiene a su cargo 480 interruptores en un rango de 420 - 52 KV instalados en sus redes, cien de éstos interruptores son aislados en gas (SF6), así se llegó a la siguiente tabla que relaciona los gastos de mantenimiento de toda la población del equipo.

COSTOS ANUALES DE MANTENIMIENTO

EQUIPO	VALOR DE COMPRA EQUIPO	COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO	
		EN SF6	EN % DEL VALOR DE COMPRA
SUBESTACIONES	401; 000,000	5,971,000	1.4
INTERRUPTORES	38; 600,000	505,000	1.3
INT. EN SF6	9; 800,000	290,000	0.9 ..... 1.0

En la tabla anterior se aprecia que el costo necesario de mantenimiento anual es de 1.3% en promedio del precio de compra para equipo NO aislado en gas (SF6) y nótese que éste NO difiere considerablemente del gasto incurrido por interruptores - aislados en gas (SF6) que es del 0.9 al 1.0%. Como dato adicional, la empresa BKW manifiesta que la mayor parte del gasto de mantenimiento resulta de los salarios del personal encargado de estas actividades (5/6) y el resto (1/6) para el costo del material.

VI.7 MANTENIMIENTO CORRECTIVO EN SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS (SF6).

La experiencia de servicio de las instalaciones en gas (SF6) no ha sido consistente pues algunos usuarios no han experimentado fallas o problemas significativos mientras que otros han tenido fallas las cuales han provocado interrupciones prolongadas implicando que se hicieran reparaciones urgentes y costosas antes de volver a poner dicha instalación en servicio.

De acuerdo con la experiencia en el extranjero un número determinado de instalaciones tuvieron fallas mayores en el inicio de su vida útil. El funcionamiento después de estos eventos iniciales, ha sido generalmente satisfactorio.

Solo una instalación ha tenido mas de una falla mayor. Esta excepción consiste en cuatro fallas mayores, tres de las cuales ocurrieron dentro del mes de la energización inicial de las partes respectivas del equipo de interrupción y una falla que surgió cuatro años después de la instalación se puso en servicio.

Además de las fallas eléctricas, se presentó una corrosión severa en los puntos de sello de la envolvente, que causó una fuga pronunciada de gas (SF6) en una instalación exterior de 500 KV.

#### VI.7.1 F A L L A S.

Los usuarios del GIS en Australia y Nueva Zelanda, han experimentado siete casos de fallas eléctricas internas. Todas, excepto una de ellas, ocurrieron durante la puesta en servicio o en las primeras semanas de operación. Una de estas fallas se atribuyó al diseño del sistema de contacto en el seccionador, el cual fue modificado mas tarde para asegurar un nivel de seguridad mas alto contra el flameo, desde la zona de contacto hacia la envolvente durante las maniobras de apertura y cierre.

Se consideró que las fallas restantes tenían su origen en los procesos de fabricación o de montaje, específicamente:

- Contaminación de los materiales del aislamiento debido a partículas extrañas.
- Defecto de fabricación.

La única falla eléctrica que ocurrió después de un período de servicio significativo, se originó por la fractura de una boquilla de teflón durante la operación de cierre de un interruptor de 500 KV. La boquilla se atascó entre el contacto de uno de los interruptores, esto provocó que las resistencias de cierre se energizaran por un período excesivo. Lo anterior ocasionó un sobreesfuerzo térmico de las resistencias y la aparición de un arco entre la resistencia y la envolvente. Aun no se ha encontrado la causa de la falla en la boquilla.

#### VI.7.2 OTROS PROBLEMAS MAYORES.

Un determinado número de problemas más significativos han requerido la atención de los usuarios respectivos.

CORROSION. El mas serio de estos tiene relación con la fuga de gas (SF6) que pasa por las capas de sello de las bridas de aluminio donde estas son afectadas por la corrosión derivada de la entrada de contaminantes transportados por el agua. Esto se observó primeramente en una instalación expuesta a una severa contaminación salina. El agua entró en el area de sello a través de las arandelas de resorte de acero inoxidable que se utilizan para apretar los pernos de fijación de la brida contra la vibración. Las tuercas y arandelas se montaron en la parte superior de las bridas horizontales y consecuentemente permitieron la entrada del agua y su acumulación entre los pernos y la brida así como entre las bridas. El uso de dos anillos u orings en serie probó ser inadecuado para prevenir la pérdida de sellado en los casos mas severamente afectados.

Han ocurrido otros problemas de corrosión en las bridas del interruptor y en los pernos de fijación de la brida, a pesar de que los requerimientos de la especificación establecen que deben ser a prueba de la corrosión.

El rango de las posibles soluciones de estos problemas de CORROSION pueden aplicarse a los equipos en servicio, puede estar mas restringido que el disponible para los fabricantes de nuevas instalaciones. Las opciones restringidas para los equipos instalados, incluyen recubrimientos a base de selladores al rededor de los pernos, en la superficie de contacto de las bridas y el uso de cubiertas para protección de las areas sensibles a la lluvia. En una instalación por lo menos, un determinado número de componentes tendrá que ser removido para inspeccionar y reparar las bridas afectadas por la corrosión. Este trabajo tendrá un costo alto y disminuirá seriamente la disponibilidad del equipo o instalación.

Las soluciones prácticas se deberán desarrollar si es que se quiere que todas las instalaciones existentes y futuras logren una vida de servicio libre de problemas, lo cual se previó cuando se tomaron las decisiones para utilizar las GIS en - SF6.

**MAL DISEÑO.** En dos unidades seccionadoras de 110 KV -- conectadas en anillo a las boquillas de los transformadores, se tuvo una erosión eléctrica en el mecanismo interno para la conexión del movimiento lineal en una fase de los seccionadores que controlan a los transformadores. Los fabricantes atribuyeron el problema a un diseño defectuoso del contacto deslizante, instalado para unir los elementos lineales con los accionamientos rotatorios. El arqueo anormal formó cantidades considerables de - productos metálicos derivados de la descomposición del gas (SF6).

Aparte de este caso, la conexión directa del equipo de interrupción a los transformadores parece que se ha llevado a -

cabo sin problemas significativos.

Otro caso resultó en una instalación en la que la aplicación de vacío a los compartimientos del interruptor tuvo como resultado en algunos casos fugas significativas del gas -- (SF6) desde los compartimientos de los transformadores de corriente adyacente al interruptor por un sello de la boquilla.

El sello consistía en un anillo plano sujetado entre -- las bridas por medio de tornillos, los cuales se dimensionaron inadecuadamente para desarrollar una suficiente presión -- de sujeción.

El sello tampoco estaba retenido en la forma adecuada. Debido a la extensión del trabajo para resolver en forma permanente este problema, los tornillos se apretaron hasta su -- torque límite y antes de la evacuación de los compartimientos del interruptor, la presión del gas en los compartimientos -- del TC se redujo aproximadamente a 100 KPa.

#### VI.7.3 PROBLEMAS MENORES.

Han ocurrido una variedad de anomalías durante la vida en servicio de las instalaciones en gas (SF6). El problema -- mas común ha sido la fuga de gas (SF6) de distintas maneras, entre estas se incluyen las siguientes:

- De los arosellos u orings de la brida debido a la solidificación de la grasa de silicón por una mala colocación del soporte de arosello durante su instalación.
- Por el mal acoplamiento a la envolvente de los dispositivos de control, señalización y de sobrepre- --



sión.

- De los discos de grafito poroso para liberación de presión pues estos tuvieron un mal proceso de fabricación.
- De los fuelles expansores acoplados a las envolventes de aluminio por su mala colocación.

Otros problemas que han ocurrido de diferente índole a los anteriores se han presentado en otros componentes del equipo, como a continuación se menciona.

- Presencia de aire en las tuberías de los sistemas - hidráulicos que forman parte del mecanismo del interruptor.
- Mal funcionamiento de dispositivos de control, contactos de relevadores en circuito abierto, contador de operaciones sin funcionar y ajustes incorrectos en los dispositivos de control y alarma.
- Fugas de aceite en acoplamientos de tuberías y otros componentes del sistema hidráulico.
- Operación lenta del mecanismo del interruptor debido a un atascamiento de las electroválvulas ó a una in suficiente tensión del resorte del mecanismo.
- Se suscitó un número de casos en los que se quemaron los motores de accionamiento de las cuchillas - seccionadoras y de las de tierra. En una instalación estos incidentes se asociaron con la penetración de agua a los mecanismos por mala hermeticidad de su - carcasa. En otros casos se concluyó que el devanado

de los motores no se habia impregnado adecuadamente con barniz lo cual se solucionó cambiando estos motores y mejorando el hermetismo ó sello del mecanismo.

En otras instalaciones, la falla de un determinado número de motores impulsores se debió al sobrecalentamiento, como resultado de un número excesivo de operaciones durante el funcionamiento inicial. En éste último caso, los motores se pusieron a un régimen corto de tiempo y se los excluyó su protección contra sobrecarga. Otros casos de este tipo se encontraron por una atribución de sobrecarga mecánica en el mecanismo impulsor (atascamiento).

Las fallas y anomalías a que se ha hecho referencia, - tienen su origen en el diseño, fabricación e instalación del -- equipo. La experiencia sugiere que se debe dar mayor atención a la verificación de la operación satisfactoria de los componentes de la instalación (principalmente del tipo intemperie). También existe interés en mejorar los procedimientos para asegurar la calidad en la fabricación e instalación de equipos. Estas medidas son esenciales para mejorar la disponibilidad de las instalaciones y evitar contratiempos a los usuarios en lo futuro.

## EXPERIENCIA EN EQUIPO INSTALADO

UNA VEZ TERMINADO LOS TEMAS QUE COMPREDEN ESTA TESIS Y POR LOS CUALES HE DADO A CONOCER LO QUE ES UNA SUBESTACION AISLADA EN GAS (SF<sub>6</sub>) ASI COMO CIERTOS PROBLEMAS FUTUROS QUE TENDRA QUE RESOLVER EL USUARIO DE ESTE EQUIPO POR NO HABER SEGUIDO UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DESDE SU ENTRADA EN SERVICIO O NO HABER COMPLETADO LOS DEBIDOS PROCESOS DE VACIO Y LLENADO DEL GAS COMO RESULTADO DE UNA INADECUADA INSTALACION DE CIERTOS COMPARTIMIENTOS LA MALA CALIDAD DE LA HERMETICIDAD DE LOS MISMOS, CREO CONVENIENTE CITAR ALGUNOS PROBLEMAS EN CASOS DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS INSTALADAS EN EL SISTEMA ELECTRICO CENTRAL DEL AREA METROPOLITANA EN LOS QUE HAN EMPEZADO A APARECER CIERTAS ANOMALIAS.

BROWN BOVERI CO.

FUGAS DE ACEITE EN EL SISTEMA HIDRAULICO , CAMBIO DE EMPAQUES EN PRESOSTATOS, SERIALIZACION ERRONEA DEL INTERLOCK.

DELLE ALSTHON

FUGAS DE ACEITE EN EL SISTEMA HIDRAULICO , TRANSMISIONES FLOJAS O MAL ACOPLAMIENTO, HUMEDIFICACION DEL GAS EN ALGUNOS COMPARTIMIENTOS

A.E.G.

BRINGO A TIERRA EN CUCHILLA DE  
PTA. A TIERRA COMPONENTES DAÑADOS  
DE FABRICA FALLA AL ENTRAR EN  
SERVICIO.

SPRECHET AND SCHUCH

HUMEDIFICACION DEL GAS EN COMPAR-  
TIMIENTOS DE CONEXION TERMINAL  
(SF6-CADLE) Y BARRAS PRINCIPALES

I.T.E.

DESCOMPOSICION CONSTANTE DEL -  
GAS RELLENOS FRECUENTES POR ALARMAS  
DE B.P. LIMPIEZA DE ZONAS CONTAMI-  
NADAS CAMBIO DE MANGUERAS DEL SIS-  
TEMA HIDRAULICO.

COMO RESULTADO DE LO ANTERIOR Y DEBIDO AL AUGE QUE HA  
TOMADO ESTE TIPO DE SUBESTACIONES (GIS) EN LA ACTUALIDAD, CREO  
CON VENIENTE ADVERTIR AL FUTURO USUARIO DE ESTAS SUBESTACIONES  
QUE NO SE DEJE INFLUIR TOTALMENTE POR LAS RECOMENDACIONES  
DEL FABRICANTE DE EQUIPO Y QUE FORMULE SUS PROPIOS CRITERIOS  
DE MANTENIMIENTO EN FUNCION DESUS EXPERIENCIAS CON EQUIPOS  
SIMILARES O CRITERIOS DE SU PROPIA COMPAÑIA. POR ULTIMO, NO  
OLVIDE VIGILAR LA HUMEDAD DEL GAS ASI COMO LOS SISTEMAS DE  
ACCIONAMIENTO (ELECTRICO, NEUMATICO O HIDRAULICO) DE LOS MECA-  
NISMOS DE CADA COMPONENTE DURANTE EL PRIMER AÑO (GARANTIA)  
DE ESTAR EN SERVICIO LA SUBESTIMACION, ES CONVENIENTE CONSULTAR

LOS INSTRUCTIVOS DEL EQUIPO PARA IDEAR UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLANIFICADO DE LA SUBESTIMACION COMPLETA.

A CONTINUACION SE ENCONTRARA EN LA SIGUIENTE TABLA UN RESUMEN DE LAS SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS INSTALADAS EN EL SISTEMA ELECTRICO CENTRAL DEL AREA METROPOLITANA ASI COMO LA MARCA DEL EQUIPO, TENSION NOMINAL, ARREGLO, CONEXIONES TERMINALES Y FECHA APROXIMADA DE SU ENTRADA EN SERVICIO.

## B I B L I O G R A F I A

AISLANTE GASEOSO HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF<sub>6</sub>).  
 Compañía de Luz y Fuerza del Centro (En Liquidación).  
 Gerencia de Planeación e Ingeniería (Laboratorio)  
 Febrero 1978.

BUSHING FOR ALTERNATING VOLTAGE ABOVE 1000 VOLTS  
 IEC 137, 1984.

CARACTERISTICAS DEL GAS (SF<sub>6</sub>) NUEVO  
 Compañía de Luz y Fuerza del Centro (En Liquidación).  
 Gerencia de Producción mantenimiento y Talleres.

CLASIFICACION OF THE DILO SERVICE CARTS.  
 Folleto D-8943 Babenhausen 07/90  
 DILO

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS.  
 José Raúl Martín  
 Primera edición 1987.  
 Mc Graw Hill

DISEÑO Y APLICACION DE SISTEMAS DE MEDICION  
 Ernest O. Doebelin  
 Segunda impresión 1981.  
 Editorial Diana.

EQUIPOS BLINDADOS MAT HASTA 550 KV HEXABLOC  
 Folleto IPV-1/88-3000 EX  
 MERLIN GERIN

EXPERIENCIA CON EL MONTAJE, OPERACION Y MANTENIMIENTO  
 DE SUBESTACIONES EN SF<sub>6</sub>  
 G.T. DOWER A.C. SPICER  
 Instituto de Investigaciones Eléctricas  
 Traducción L-0790

EXPERIMENTAL METHODS FOR ENGINEERS.  
 J.P. Holman  
 Second Edition 1971  
 International Student Edition

FISICA CON APLICACIONES  
 J.D. WILSON  
 Primera Edición 1984  
 Interamericana

FLUOBLOC SUBESTACION AISLADA EN GAS (SF<sub>6</sub>) 245 KV  
 Alstom Atlantique Villeurbanne  
 Folleto 1120/1-1a Instalación y comprobación

Folleto 1120/2 Descripción y funcionamiento

GAS INSULATOR METAL ENCLOSED SWITCHGEAR FOR RATED VOLTAGE  
72.5 KV AND ABOVE  
IEC 517  
First edition, 1975

GUIDE TO THE CHECKING OF SULFUR HEXAFLUORURE SF6 TAKEN  
FROM ELECTRICAL EQUIPMENT.  
IEC 480 1974  
First edition

HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6)  
Delle Alsthom  
Edición 9/79

HIGH VOLTAGE SF6 GAS INSULATED METAL CLAD SWITCHGEAR  
TYPE B212  
Folleto 47-B3 Sprecher Energie

INSTALACIONES DE MANIOBRA BLINDADAS Y  
AISLADAS CON SF6 PARA ALTAS TENSIONES HASTA 765 KV.  
Folleto A22V.7.64/0686 SP AEG

MANTENIMIENTO DE INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE EN SF6  
Sesión 26 de Agosto al 1<sup>o</sup> de Septiembre de 1990  
Cigre Sprecher Energie Bernische Kraftwerke Ltd  
Paris - Switzerland

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE EQUIPO DE INTERRUPCION DE SF6  
W. Williams Traducción L-0790  
Instituto de Investigaciones Eléctricas

MANUAL DE MANEJO DEL GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6)  
Comisión Federal de Electricidad  
Edición Noviembre 1968

MANUAL DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES DE  
CORRIENTE DE 85, 150, 230 y 400 KV  
Compañía de Luz y Fuerza del Centro (En Liquidación)  
Gerencia de Producción Mantenimiento y Talleres.  
Septiembre 1986.

MECANICA MOVIMIENTO ONDULATORIO Y CALOR  
Francis W. Sears  
Primera edición en español 1965 Aguilar

PRINCIPIOS DE REFRIGERACION  
Reyl Dossat  
Editorial CECSA, México.

PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES  
B. Ravindranath M. Chander  
Primera edición 1980 Limusa

SF6 GAS INSULATED SWITCHGEAR (GIS)  
Publicación No CH-A 307336E  
BROWN BOVERI COMPANY

SF6 GAS INSULATED SWITCHGEAR FOR ALL APPLICATIONS  
Folleto Brown Boveri  
Brown Boveri Company

SF6 GAS INSULATED SUBSTATION EQUIPMENT,  
Folleto publicado por HITACHI

SF6 SERVICE AND MEASUREMENT DEVICES  
Folleto D-11900 Babenhausen  
DILO

SPECIFICATION AND ACCEPTANCE OF NEW SF6  
IEC 376 1971  
First Edition

SUBESTACIONES BLINDADAS Y AISLADAS CON GAS SF6  
PARA TENSIONES DE 123 - 420 KV  
Especificación Provisional CFE VY200-40  
Comisión Federal de Electricidad Julio 1990

THE SF6 GAS  
Folleto de Allied Chemical 524-999-187 2M  
Allied Corporation 1987

UTILIZACION DEL GAS (SF6) EN LOS INTERRUPTORES  
DE POTENCIA Y EN SUBESTACIONES BLINDADAS DE -  
ALTA Y MUY ALTA TENSION.  
Quincena Técnica Franco-Mexicana  
Delle Alsthom Noviembre 1979.



S.E. AISLADAS EN GAS (SF6)

NOMBRE	KV	MARCA	ARREGLO	CIRCUITOS	CONEXIONES TERMINALES	FECHA DE SERVICIO.
HUASTECA	85	SPRECHER AND S	DOBLE BARRA C/AMARRE	OCHO BAHIAS	3CTSCS+4BTS AI	JUNIO DE 1983.
ODON DE BUEN	150	BROWN BOVERI	DOBLE BARRA C/AMARRO	SOLO BAIAS	2LTS AI+3BTSAC	FEBRERO DE 1983.
SAN BERNABE	150	A.E.G.	INTERRUPTOR Y MEDIO	DIEZ BAHIAS	7LTS AI+3BTSAC	DICIEMBRE DE 1990
AZCAPOTZALCO	230	SPRECHER AND S	DOBLE BARRA C/AMARRO	DIETO BAHIAS	3CTSCS+3BTSAC	ENERO DE 1985
CEILAN	230	SPRECHER AND S	DOBLE BARRA C/AMARRO	DIEZ BAHIAS	4CTSCS+2LTS AI+ 3BTS AI	AGOSTO DE 1991.
COYOACAN	230	I.T.E.	DOBLE BARRA C/AMARRO	SEIS BAHIAS	2CTSAC+3BTSAC	DICIEMBRE DE 1979
CUAUHTEMOC	230	DELLE ALSTHOM	DOBLE BARRA C/AMARRO	SIETE BAHIAS	3CTSAC+3BT (SCS)	OCTUBRE DE 1990
LAS AGUILAS	230	SPRECHER AND S	INTERRUPTOR Y MEDIO	SEIS BAHIAS	6LTS AI	JULIO DE 1981
MERCED	230	BROWN BOVERI	DOBLE BARRA C/AMARRO	OCHO BAHIAS	3CTSAC+4BTSAC	JULIO DE 1981
PERALVILLO	230	DELLE ALSTHOM	DOBLE BARRA C/AMARRO	SIETE BAHIAS	3CTSAC+3BTSAC	DICIEMBRE DE 1985
SAN ANGUEL	230	I.T.E.	DOBLE BARRA C/AMARRO	DIEZ BAHIAS	2CTSAC+4LTS AI+ 3BTSAC	SEPTIEMBRE DE 1979
TACUBAYA	230	I.T.E.	DOBLE BARRA C/AMARRO	SEIS BAHIAS	2LTS AI+3BTSAC	FEBRERO DE 1986
VERTIZ	230	DELLE ALSTHOM	DOBLE BARRA C/AMARRO	OCHO BAHIAS	4CTSAC+3BTSAC	OCTUBRE DE 1987
SAN BERNABE	400	A.E.G.	INTERRUPTOR Y MEDIO	OCHO BAHIAS	4LTS AI+4BTSAC	DICIEMBRE DE 1990

CTSCS Cable de transmisión con conexión SF6 Cable (SOLIDO)  
 CTSCAI Cable de transmisión con conexión SF6 Cable (ACEITE)  
 B.T. SAC. Banco de Transformadores con conexión SF6 ACEITE  
 B.T. SAI. Banco de Transformadores con conexión SF6 AIRE  
 LT SAI Línea de Transmisión con conexión SF6 AIRE.