

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA



DESCRIPCION, MONTAJE Y PRUEBAS
SUBESTACION ENCAPSULADA
PACHACHACA 220 KV.

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

AUGUSTO DE LA CRUZ PUICON

Promoción 1983 - 1

LIMA . PERU . 1986

INDICE

CAPITULO	Pág.
I.- INTRODUCCION	
1.1 Generalidades	7
1.2 Ubicación	8
1.3 Justificación Técnico-Económico de la Instalación	9
1.3.1.- Selección del Tipo de Instalación	9
1.3.2.- Alternativas Consideradas	10
1.3.3.- Ventajas de las Instalaciones al Exterior	10
1.3.4.- Ventajas de las Instalaciones Encapsuladas en SF ₆	10
1.3.5.- Comparación económica de las Alternativas	10
1.3.5.1 Consideraciones para el Análisis	10
1.3.5.2 Costo de la Instalación del tipo Exte- rior con Equipo Con- vencional	11
1.3.5.3 Costo de la Instalación Encapsulada en SF ₆	14
1.3.5.4 Costo de Mantenimiento de Instalación tipo Con- vencional	15
1.3.5.5 Valor Actual para la Ins- talación Convencional ..	16
1.3.5.6 Porcentaje de Comparación	16
1.3.6.- Conclusión	16
1.4 Definiciones	16

II.- DESCRIPCION DE LA S.E ENCAPSULADA	
2.1 Descripción	21
2.2 Características de la S.E Encapsulada	25
2.3 Medio Aislante y Extintor de Arco ...	26
2.3.1.- Características del gas Hexafluoruro de Azufre (SF ₆)	26
2.3.2.- Propiedades Eléctricas	29
2.3.3.- Características Comerciales ..	30
2.4 Descripción del Equipo Eléctrico Instalado	
2.4.1 Interruptor	31
2.4.1.1.- Descripción de 1 polo	32
2.4.1.2.- Funcionamiento	34
2.4.1.3.- Estanqueidad	34
2.4.1.4.- Mecanismo de Control Hidráulico	36
2.4.2 Seccionador	37
2.4.2.1.- Descripción de 1 polo	37
2.4.2.2.- Señalización	40
2.4.2.3.- Comando Eléctrico ..	40
2.4.3 Seccionador de Puesta a tierra.	44
2.4.3.1.- Descripción de 1 polo	46
2.4.3.2.- Funcionamiento	47
2.4.4 Transformador de Corriente ...	47
2.4.5 Transformador de Tensión	49
2.5 Equipo Auxiliar	50
2.6 Protección Anticorrosiva del Encapsulado y estructural	52
2.7 Condiciones de Seguridad para el Diseño de Puesta a Tierra	
2.7.1.- Generalidades	53
2.7.2.- Valores Admisibles de Tensiones de Toque y Paso	54
III.- MONTAJE DE LA SUBESTACION ENCAPSULADA	
3.1 Generalidades	60

3.2 Consideraciones de Obras Civiles	61
3.3 Montaje de Equipo Electromecánico.....	62
3.3.1.- Pre-Montaje en Fábrica	62
3.3.2.- Montaje en Sitio	63
3.3.3.- Observaciones	69
IV.- PRUEBAS ELECTROMECANICAS DE LA S.E ENCAPSULADA	
4.1 Generalidades	72
4.1.1 Clasificación de Pruebas de la Instalación	72
a.- Pruebas Tipo de la Instalación	73
b.- Pruebas de Rutina	74
c.- Pruebas de Verificación después de Montaje en Sitio ..	74
4.2 Pruebas Tipo de la Instalación	
4.2.1 Tensión Fase-Tierra y Fase-Fase.	76
4.2.2 Tensión a través de la posición abierta de los dispositivos de corte (switching)	77
4.3 Pruebas de Rutina	
4.3.1 Inspección de Suministros	77
4.3.2 Fuga de Gas	77
4.3.3 Contactos Eléctricos	79
4.3.4 Operación Mecánica	79
4.3.5 Sostenimiento Dieléctrico	79
4.4 Pruebas de Verificación después de Montaje en Sitio	80
4.4.1 Componentes de Celdas Encapsuladas	80
4.4.2 Interruptor	81
4.4.3 Seccionador	
a.- Seccionador de Aislamiento (Barra); Seccionador de Línea	82
b.- Seccionador de Puesta a	

Tierra	82
4.4.4 Transformador de Tensión	82
4.4.5 Transformador de Corriente ..	83
4.4.6 Chequeo de Cableado	83
4.4.7 Dispositivos de Control	
a.- Presóstat o	84
b.- Estanqueidad	84
c.- Contenido de Humedad	84
4.4.8 Resistencia de Contacto	84
4.4.9 Prueba de Sostenimiento Die- léctrico	88
V.- SERVICIO DE MANTENIMIENTO	92
VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
VII.- PRESUPUESTO DE SUMINISTRO - TRANSPORTE -MON TAJE SUBESTACION ENCAOSULADA	116
VIII.- BIBLIOGRAFIA	118
IX.- ANEXOS	120
<u>ANEXO "A"</u>	
CONSIDERACIONES TECNICAS PARA EL DISEÑO DEL ENCAPSULADO	
1.- Introducción	
2.- Consideraciones Asumidas	
3.- Cálculo de la Corriente Inducida en el Encapsula do y el campo Magnético fuera del Encapsulado .	
4.- Pérdidas en el Encapsulado	
5.- Consideraciones en el diseño para Selección del Espesor Apropriado del Encapsulado .	
6.- Comparación de Materiales de fabricación del En- capsulado .	
7.- Comentarios .	
<u>ANEXO "B"</u>	
CALCULO DE RED DE TIERRA	
1.- Unidades y Definiciones	

2.-Características de la Red de Tierra

ANEXO C

Normas

- 1.- IEC N°517-1975 "High-voltage metal-enclosed switchgear for rated voltages of 72.5 Kv and above"
- 2.- IEEE std 27-1974 "Standard for Switchgear Assemblies Including Metal-Enclosed Bus"

ANEXO D

Planos .

CAPITULO I

I.- INTRODUCCION

1.1 Generalidades

A medida que crece el desarrollo de los países , la demanda por un mayor nivel de vida aumenta con tinuamente y con ella el consumo de energía en to das sus formas .

La repartición de la energía eléctrica genera- da en las centrales Eléctricas se realiza por me dio de las llamadas subestaciones de transmisión y subtransmisión, que puede alojarse dentro de edifi cios ó disponerse al aire libre .

Los subestación de Pachachaca forma del Proyecto Linea de transmisión Mantaro-Pachachaca-Callahuan- ca y S.S.E.E, 220 Kv .

Los estudios de este proyecto fueron elaborados teniendo como fin el de incrementar el flujo de potencia a los centros de consume existentes y la obtención de mejores condiciones de operaciones del sistema interconectado de la Región Central dándole mayor confiabilidad .

La construcción del proyecto Linea de transmi sión Mantaro-Pachachaca-Callahuanca, permitirá transportar la energía generada en la Central Hi droeléctrica Mantaro, por la ampliación efectua- da al entrar en servicio los grupos 4,5,6 y 7 del órden de 114 Mw c/u dará una ampliación total de 456 Mw de potencia instalada .

Esta línea cubrirá el crecimiento de la demanda garantizando una capacidad de transmisión de 550 Mw hacia Lima y el sistema interconectado Centro- Norte .

El Proyecto comprendió :

Linea de transmisión 220 Kv. Mantaro-Pacha- chaca-Callahuanca ; doble terna para trans- portar 300 Mw con una longitud de 265 Km .

- Línea de transmisión 220 Kv. Pachachaca-Pomacocha; simple terna con una longitud de 13.3 Km .
 - Subestación de 220 Kv. en Callahuanca para doble terna e interconexión con Electrolima.
 - Subestación de 220 Kv. en Pachachaca para doble terna e interconexión con Centromin.
 - Salida Pachachaca II en Campo Armiño .
- Ampliación de la subestación Huayucachi.

Los estudios definitivos del proyecto Línea de transmisión M-P-C y SS.EE ; fueron elaborados en base a un contrato de prestación de servicios profesionales, suscritos entre el Instituto de Investigaciones Energéticas y Servicio de Ingeniería Eléctrica (INIE) y el Consorcio Electrowatt Ingenieros Consultores S.A. y Societe Generale pour L'industrie IC Ginebra y Losana (EWI+SGI) , habiendo sido entregados los documentos finales en Agosto de 1,978, siendo aprobado dicho estudio por resolución Ministerial N° 0929-78 EM/DGE del 10-11-78 con lo cual Electoperú quedó expedito para llevar a cabo el proceso de licitación y contratación de los equipos y Obras Civiles respectivos . Mediante Decreto Ley N° 23116 del 9-7-78 se declara de necesidad y utilidad Pública y de preferente interés nacional la ampliación del sistema de Transmisión de Mantaro de la región Centro-Norte .

1.2 UBICACION

La subestación de Pachachaca se encuentra ubicada en el distrito de Yauli, Provincia de Yauli, Departamento de Junin, a una altitud de 4100 m.s.n.m.; el acceso a la subestación se realiza por medio de la carretera Central (170 Km) y un camino afirmado, la zona es de un alto nivel isoceraúnico, atmósfera corrosiva, dada que cercana a la S.E se encuentra una planta concentradora de mineral .

Asimismo cabe mencionar que dada la ubicación

del Perú en una región Telúrica, los más fuertes terremotos durante los últimos años llegaron hasta el grado VIII de la escala Modificada de Mercalli, por esto las construcciones y equipos electromecánicos deben ser diseñados para soportar esfuerzos causados por movimientos sísmicos de las siguientes características.

0.5 g para la aceleración horizontal
0.2 g para la aceleración vertical
0-10 ciclos/seg frecuencia de los movimientos .

1.3 JUSTIFICACION TECNICO-ECONOMICO DE LA INSTALACION

1.3.1.- Selección del Tipo de Instalación

Las instalaciones de distribución con envoltente metálica y aislamiento en SF₆ se utilizan cada vez más desde hace varios años en el dominio de las tensiones nominales comprendidas entre 72.5Kv y 525 Kv.

Las experiencias obtenidas durante la explotación han demostrado que el comportamiento en servicio es excelente, las expectativas con respecto a la operación simplificada, mínimo de mantenimiento, seguridad de suministro y confiabilidad no solamente han sido confirmados sino que serán todavía superadas a medidas que aumente el tiempo de servicio, todo esto hace que tengamos presente al momento de efectuar nuestro análisis de las alternativas, a este tipo de instalaciones.

Debido a que la zona en la que se encuentra ubicada la S.E. es una zona a una altitud de 4100 m.s.n.m. , elevado nivel isoceraúnico, atmósfera corrosiva, zona sísmica, son estos factores que también se tendrá en cuenta para la selección del

tipo de instalación, la cual se hizo ha-
ciendo una comparación de costos, entre
una instalación encapsulada en SF₆ confi-
guración "anillo" y una instalación del
tipo convencional sistema doble barra.

1.3.2.- Alternativas Consideradas

De acuerdo a lo anterior consideramos los
siguientes soluciones :

A.- Instalación al exterior con equipo
convencional de acuerdo al diagrama
unifilar del esquema TG2 sistema do-
ble barra con acoplamiento.

B.- Instalación en edificio (estructura
metálica), con equipo encapsulado en
gas SF₆ de acuerdo al diagrama unifi-
lar del esquema TG3 sistema "anillo"

1.3.3.- Ventajas de las Instalaciones al Exterior

Menor Inversión

Posibilidad de efectuar revisiones pe-
riódicas visualmente .

- Facilidad de mantenimiento .

1.3.4.- Ventajas de las Instalaciones Encapsula-
das en SF₆ .

- Ahorro de espacio, tanto en volumen co-
mo en superficie .

- Son insensibles a la contaminación .

Tiempo de montaje menor .

- Mantenimiento mínimo .

Mayor seguridad contra accidentes.

- Mayor tiempo de vida útil .

1.3.5.- Comparación económica de las Alternativas

Para efectuar la comparación económica de
las dos alternativas utilizamos el valor
actual de ambos eligiendo aquella que ten-
ga el menor valor .

1.3.5.1 Consideraciones para el Análisis

Se tomará en cuenta lo sgte :

- 1.- Costo de las instalaciones
- 2.- Costo de Mantenimiento.

No se ha tomado en cuenta el costo del terreno ya que es mínimo , casi nulo , pagando una pequeña cantidad a la comunidad campesina propietario de los terrenos.

En los costos de las instalaciones solo se tendrán en cuenta los costos particulares de cada alternativa no considerandose aquellos costos que son comunes a ambos .

Para los costos de Mantenimiento se tendrán en cuenta los costos de mantenimiento para el caso de instalación al exterior tipo convencional, ya que los costos de mantenimiento para el caso de la instalación en SF6 se reducen al mínimo según la experiencia de los usuarios .

La comparación se efectuará en US\$ tanto para la componente en moneda extranjera como para la nacional, al 30 de Febrero de 1985.

1.3.5.2 Costos de la instalación del tipo Exterior con equipo Convencional Sistema doble barra .

A.- Suministro de Equipo Electromecánico (CIF).	Moneda Extranjera (US\$)	Moneda Nacional (US\$)
- Interruptor (7)	510,989.8	
- Seccionadores de barra (42)	245,073.1	

- Seccionadores con puesta a tierra (18)	134,438.9	
- Transformado- res de medida (corriente)	211,759.1	
- Estructura	636,681.3	
- Material de puesta a tie rra	109,077.4	
B.- Montaje y Transporte		
- Interrupto- res	37,793.7	54,697.7
-- Seccionadores	24,398.7	178,250.3
- Transformado- res	15,502.8	39,847.5
- Estructura principal	-----	171,233.5
- Conexionado	7,999.4	34,378.4
C.- Obras Civiles Comprende:		
- Bases para e- quipos y estruc tura principal		
- Enrripiado patio 220 Kv y Pistas		
- Otros		2,842,631.75

Debido a que la subestación de Pa-
chachaca se encuentra ubicado a
4100 m.s.n.m., al diseñar el nivel
de aislamiento para el equipo elec
tromécanica del tipo convencional,
se ha tenido que elegir el corres-
pondiente para una tensión de 362
Kv (Tensión nominal corregida por
altitud). Lo cual hace que el costo
de la instalación se incremente
enormemente (REF N°6) tal como se
muestra en la Fig. 1

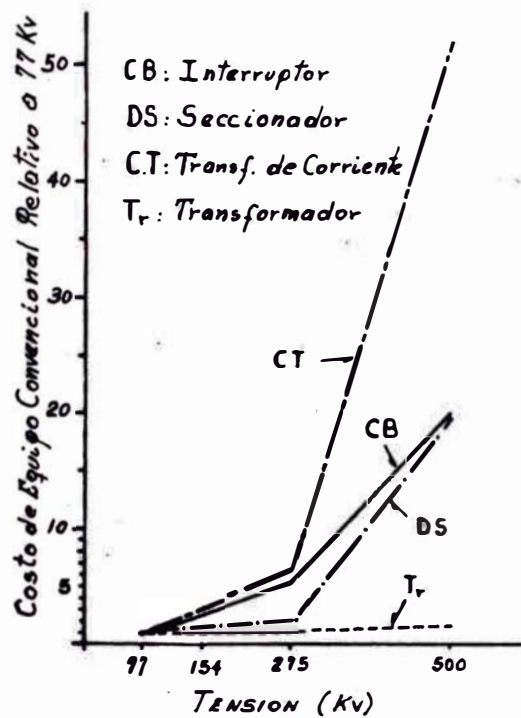


Fig. 1.- Incremento de Costo para cada equipo en proporción a la Tensión (para área con contaminación moderada)

Resumen

A.- Equipo Electromecánico

US\$ 1'848,019.6

B.- Montaje y Transporte

US\$ 564,102.0

C.- Obras Civiles

US\$ 2'842,631.75

1.3.5.3 Costo de la Instalación Encapsulada en SF6 y Sistema anillo .

Una de las ventajas de este tipo de instalación es la que no necesita corregir el nivel de aislamiento por altitud, por lo tanto se diseñará con el correspondiente para una tensión de 245 Kv.

En el presente costo de la instalación se incluye el relativo al edificio (estructura) dentro del cual se instalará el equipo encapsulado, el cual se justifica debido a que en la zona llueve 4 meses al año y el resto del año cae granizo lo cual trae como consecuencia que el tiempo de montaje sea mayor por lo que el costo total se haría mayor; debido a que durante el montaje del equipo encapsulado se necesita un mínimo de polvo y humedad para que la instalación sea lo más eficiente durante su operación .

Moneda Ex
tranjera
(US\$)

Moneda
Nacional
(US\$)

A.- Equipo 2'838,626.5
Electro
mecáni-
co

Módulos
(Celdas
Encapsu
ladas)
de sali
da, inclu
ye red
de tie-
rra, Tra-
nsf. de
corrien
te y e-
dificios

B.- Montaje y Trans porte.	169,444.4	464,742.2
C.- OBRAS CIVILES Resumen (total)		1'054,782.1
=A+B+C= US\$	4'527,595.2	

1.3.5.4 Costo de Mantenimiento de Instalación
Tipo Convencional 220 Kv.

La zona en la que se encuentra ubica
da la subestación es de alto índice de
precipitaciones pluviales .

Los sgts. costos anuales incluyen
mano de obra, materiales y transpor
te .

Moneda Nacio
nal (US\$)

A.- Mantenimiento en Frio .		
6 Celdas de Linea 150 US\$/ Celda		900
1 Celda de Acopla miento-180 US\$/Cel da		<u>180</u>
		1080
B.- Mantenimiento en Caliente.		
6 Celdas de Linea 330 US\$/Celda		1980
1 Celda de Acopla miento-410 US\$/Celda		410
		<u>2390</u>

C.- Mantenimiento de Estructuras

7 Celdas-90 US\$/
Celda 630

Resumen

A.- Mantenimiento en Frio US\$ 1080

B.- Mantenimiento en Caliente US\$ 2390

C.- Mantenimiento de estructura US\$ 630

Finalmente, el valor actual por costo de mantenimiento para los 25 años de vida útil de la Instalación es :

$$\text{Total} = 25 \times 4100 = \text{US\$ } 102,500$$

1.3.5.5 Valor Actual Total para la Instalación Convencional (1.3.5.2 + 1.3.5.4)

$$1'848,019.6 + 564,102.0 + 2'842,631.75 + 102,500 = \text{US\$ } 5'357,253.35 .$$

1.3.5.6 Porcentaje de Comparación

	Convencional	SF6
Valor Actual de la Instalación	5'357,253.35	4'527,595.2
Porcentaje Comparativo	100%	84.5%

1.3.6.- Conclusión

Como consecuencia de los valores comparados para las dos soluciones, resulta que la instalación en SF6 es 15.5% más barata que la instalación convencional, esto es debido principalmente a las condiciones atmosféricas y geográficas de la zona en lo que se encuentra ubicado la sub-estación, que hace que los costos de los equipos convencionales se incrementen demasiado .

1.4 DEFINICIONES

1.4.1. EQUIPO DE MANIOBRA (SWITCHGEAR)

Un término general cubre los dispositivos de maniobra (switchgear) y sus combinaciones con equipo asociado de control, medida, protección y regulación, también montaje de tales equipos ó dispositivos con interconexiones asociadas, accesorios, encapsulado y estructura de soporte, destinado en principio para usar en conexión con generación transmisión, distribución y conversión (Transformación) de potencia eléctrica .

1.4.2. EQUIPO DE MANIOBRA (SWITCHGEAR) ENCAPSULADO

Es el equipo de maniobra (switchgear) ensamblado dentro de encapsulado de metal (metal-enclosure) externo y puesto a tierra .

1.4.3 EQUIPO DE MANIOBRA ENSAMBLADO EN FABRICA

Es el equipo de maniobra montado (ensamblado) parcialmente para ser transportable, el cual deberá ser probado bajo responsabilidad del fabricante.

1.4.4 ENCAPSULADO (Enclosure)

Son las partes circundantes del equipo encapsulado (metal-enclosed switchgear) usado para alojar el fluido aislante bajo las condiciones necesariamente prescritas, para mantener con seguridad el nivel de aislamiento . Esto permite un acercamiento sin poner en peligro la vida del personal, contiene también partes movibles y protege a los componentes internos de los equipos contra efectos externos .

1.4.5 COMPARTIMIENTO

Es una parte del equipo de maniobra encapsulado (metal-enclosed switchgear) totalmente encapsulado excepto, para los medios necesarios de interconexión y control

1.4.6 SEPARACION

Una parte del encapsulado de un compartimiento separado de otro compartimiento .

1.4.7 VALOR DE TENSION (de equipo de maniobra encapsulado) .

La tensión usada para designar el equipo encapsulado y para lo cual las condiciones de operación están relacionadas .

1.4.8 NIVEL DE AISLAMIENTO (de equipo de Maniobra Encapsulada) .

Son los valores de la tensión de sostenimiento al impulso y la tensión de sostenimiento a la frecuencia de red, los cuales caracterizan el aislamiento del equipo encapsulado, con respecto a la capacidad para soportar el esfuerzo dieléctrico .

1.4.9 CORRIENTE NOMINAL (de un circuito)

Es la corriente del circuito, la cual el equipo de maniobra es capaz de transportar continuamente bajo condiciones especificados del uso y funcionamiento .

Este valor es expresado como un valor eficaz

1.4.10 CORRIENTE DE SOSTENIMIENTO DE CORTA DURACION

Es la corriente probable para el cual un circuito de equipo encapsulado puede estar sujeto durante un corto tiempo especificado bajo las condiciones prescritas de uso y funcionamiento

1.4.11 CORRIENTE PICO DE SOSTENIMIENTO

Es la probable corriente pico para el cual un circuito de equipo encapsulado puede estar sujeto bajo las condiciones prescritas de uso y funcionamiento .

1.4.12 VALOR DE FRECUENCIA (de equipo Encapsulado)

Es la frecuencia de servicio para el cual el equipo encapsulado está diseñado.

1.4.13 TEMPERATURA AMBIENTE

Es la temperatura, determinada bajo condiciones prescritas, del aire externo circundante del equipo encapsulado .

1.4.14 VALOR DE PRESION DEL GAS COMPRIMIDO SUMINISTRADO PARA LA OPERACION ó INTERRUPCION .

Es el valor de presión de un gas comprimido , suministrada para la operación de un mecanismo (dispositivo) de control neumático ó un soplido de gas en el interruptor, es la presión asignada por el fabricante a la cual la condición de operación del dispositivo de control ó de la extensión del arco están determinadas

1.4.15 VALOR DE LA DENSIDAD DEL GAS AISLANTE

El valor de la densidad del gas aislante es la densidad asignada por el fabricante a la cual el equipo es operado en servicio .

1.4.16 DENSIDAD MINIMA DE OPERACION DEL GAS AISLANTE

La densidad mínima de operación del gas aislante es la densidad asignada por el fabricante bajo el cual el valor del nivel de aislamiento no está garantizado .

CARACTERISTICAS DEL EQUIPO ENCAPSULADO

- Tensión de Servicio
- Nivel de Aislamiento
- Frecuencia de Servicio
- Corriente Nominal
- Corriente de Sostenimiento de corta duración y corriente pico de sostenimiento para los circuitos principales y de tierra .
- Grado de protección de los circuitos auxiliares y de control .

CAPITULO II

II.- DESCRIPCION DE LA S.E ENCAPSULADA

2.1 Descripción

En la presente tesis se desarrolla con amplitud todo lo concerniente al equipo encapsulado - aislado en gas SF₆; los demás equipos del tipo - convencional que forman parte de la subestación (transformador de tensión tipo capacitivo, pararrayos) cumple con las especificaciones técnicas exigidas en las normas internacionales para equipos convencionales .

Además de los equipos de alta tensión, en la S.E tenemos los siguientes equipos en baja tensión:

- Servicios Auxiliares de Corriente Alterna
 - . Celda de transformación
10/0.380-0.220 Kv
 - . Generador Diesel para Emergencia
- Servicios Auxiliares de Corriente Continua
 - . Banco de Baterías de 220 V, 48 V
 - . Cargadores de Baterías de 220 V, 48 V
 - . Ondulador Monofásico
- Equipo de Protección de la Línea y de la S.E 220KV
 - . Protección de Distancia
 - . Primaria (Principal) LZ96 (estado sólido)
 - . Secundaria (Respaldo) L8b (electromecánica)
 - . Protección de Falla de Interruptor
 - . Relé de Reenganche

La subestación encapsulada completa debe estar a una sola presión de SF₆ para eliminar el peligro de cualquier fuga entre compartimentos y el riesgo de una elevación anormal de presión.

Además como todos los compartimentos soportan los mismos esfuerzos causados por la misma presión;

ellos pueden ser uniformemente diseñados. La presión usada ha sido elegida con un criterio para evitar realizar cualquier tipo de calefacción en baja temperatura aún por debajo de 0° C .

La elevación de presión requerida para el soplo del arco es obtenido por el movimiento respectivo de un cilindro y un pistón .Esta técnica de encapsulado en SF₆ no necesita planta compresora, la cual presentaría dificultades dado que no debe entrar aceite en el sistema del gas. Esto conduce el uso de un sistema de filtrado bastante sofisticado ó un pistón seco operado por un compresor .

Las unidades (equipo) son colocados en encapsulados que están fabricados de una aleación de aluminio

La fuga de gas en el montaje esta condicionada a la seguridad que preste las dos juntas de estanqueidad ó empaquetaduras (O-ring)

Cualquier fuga de gas a través de la junta interior es recogida en el espacio anular entre la 2 juntas y es comunicado al exterior mediante una abertura la cual normalmente está tapada, una de las ventajas con este tipo de diseño es posible hacer un fácil chequeo de las fugas de gas después del montaje por medio de un sencillo calibrador (manómetro de agua) ó un dispositivo de detección de fugas de gas "SF₆" .

El encapsulado de una misma fase estan interconectados eléctricamente y deben estar puestos a tierra por lo menos a ambos lados terminales de cada fase , que tenemos una corriente circulante en el encapsulado prácticamente igual a la corriente que fluye por la barra conductora (ver Anexo A) .

La disposición del encapsulado permite a éste, ser capaz de soportar las altas corrientes de corto circuito . Este diseño permite tener un valor prácticamente nulo de fuerzas electrodinámicas entre fases bajo condiciones de cortocircuito dado que el

campo magnético externo al encapsulado es de un valor insignificante . (ver Anexo A) .

La arquitectura (disposición de equipo) de la subestación es siempre diseñada para permitir un fácil desmontaje parcial .

Dentro de una misma fase, el gas está generalmente ocupando varios compartimientos, cada compartimiento incluye todos los monitores de gas y dispositivos de maniobra de gas :

- Válvula de llenado o vaciado .
- Presóstato compensado (corregido) por la temperatura ambiente del sitio (ó también llamado monitor de presión permanente) .
- Diafragma de seguridad (disco de carbón) diseñado para crear un punto débil en caso de un incremento anormal de presión .
- Una célula fotoeléctrica para detectar posibles fallas internas y ubicadas en los compartimentos de uniones de barras seccionadores, interruptores; y así poder detectar falsos contactos (en la S.E. Pachachaca no se encuentran instalados por no estar comprendidos en el contacto) .

La independencia del gas entre compartimientos están asegurados por unos conos aislantes , los cuales son fabricados con resina epóxica, estos aisladores tienen una gran longitud de fuga , dando así una excelente seguridad dielectrica . En compartimientos de gran longitud tenemos conos aislantes tipo abiertos los cuales sirven para la interconexión de la barra conductora; y evitar tener barras muy largas con los cuales se tendría problemas de pandeo (arqueo) .

Los equipos de maniobra (unidades), incluyendo las barras son monofásicas, impidiendo cualquier falla trifasica. Así mismo los equipos (unidades) de

gran tamaño en este tipo de subestación están soportadas por estructuras de acero. los otros componentes son generalmente autosoportados y acoplados por medio de las juntas (Joinmg Flanges), la medida de la tensión de servicio puede ser llevado a cabo por medio de unidades de diferentes diseño, dependiendo del criterio a ser tomado para cada caso particular .

La medida de la corriente de las fases es llevado a cabo por medio de transformadores del tipo toroidal y montados exteriormente; sobre el tubo ó encapsulado .

La subestación encapsulado está conectada a una línea de transmisión aérea via un bushing SF6/Aire.

La subestación Pachachaca ha sido diseñada para tener una capacidad de 13 celdas de alta tensión (220 Kv); el sistema empleado es el tipo anillo, a este anillo llegan o salen las siguientes líneas de transmisión :

- Actualmente Montadas :

- . Línea Callahuanca 1y2.- De interconexión con la Subestación de Callahuanca .
- . Línea Centromin 1.- De interconexión con la Subestación de Oroya nueva .
- . Línea Mantaro 1y2.- De interconexión con la subestación de Campo Armiño .
- . Línea Pomacocha 1.- De interconexión con la subestación de Pomacocha
- . Montaje Futuro:
 - . Línea Centromin
 - . Línea Atacayán
 - . Línea Mantaro 3

- . Línea Pomachocha 2
- . Reserva .

Cada tramo del anillo consta de :

- a) Dos seccionadores de barra .
- b) Un interruptor de Potencia .
- c) Dos seccionadores de puesta a tierra.
- d) Dos transformadores de corriente una a cada lado del interruptor .
- e) Un transformador de tensión inductivo .

Para las salidas a la Línea tenemos :

- f) Un seccionador de Línea .
- g) Dos seccionadores de puesta a tierra ; colocados uno a cada lado del seccionador de Línea .
- h) Trampa de Onda
- i) Pararrayos .
- j) Transformador de Tensión tipo capacitivo

Todos estos equipos se encuentran dentro de las celdas blindadas y aisladas en gas SF₆, a excepción de : (d); que es del tipo toroidal y se encuentra fuera de la celda; (h), (i), (j), que se encuentra en el Patio Exterior a la Intemperie .

Otra de las ventajas de esta Tecnología es la de reducir el costo de mantenimiento y es más segura .

Se ha colocado una doble protección :

Protección Primaria : Relé de Estado Sólido .

Protección Secundaria : Relé Electromecánico .

La subestación se ubica dentro del tipo "Híbrido"; la cual es una combinación de Componentes aislados en aire; como tiene 2 medios aislantes (aire-gas) los cuales tienen diferentes características ; la coordinación de aislamiento debe ser cuidadosamente planificada .

2.2. Características de la Sub-estación encapsulada .

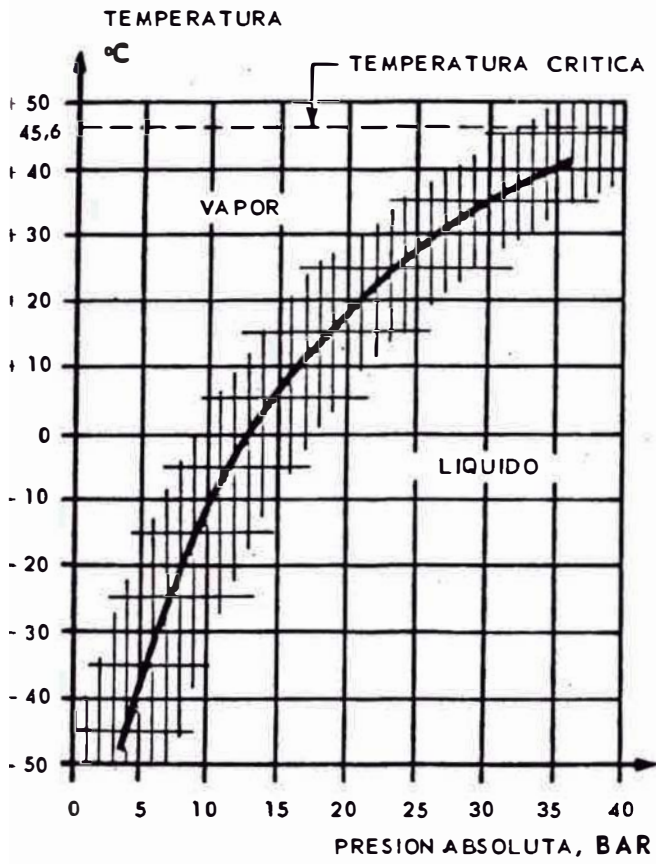
- Características Técnicas Generales de Equipo En-

- capsulado .
 - . Valor de Presión a 20° C y a nivel del mar (Valor relativo). 3.4 bar
 - . Tensión Máxima de Servicio 245 Kv
 - . Tensión Normal de Servicio 220 Kv
 - . Valor de Corriente 3150 A
 - . Capacidad de Ruptura 31.5 KA
 - . Corriente Dinámica de corto periodo (valor pico) 80 KA
 - . Corriente térmica de corto periodo . 31.5 KA
 - . Máxima Duración de la Corriente de corto circuito 1 seg .
 - . Resistencia Dieléctrica; a la altitud del lugar.
 - A la frecuencia de servicio 60 Hz/72 s. 395 Kv
 - Onda de impulso : 1,2/50 us (valor pico) 950 Kv
 - . Valor de Frecuencia 60 Hz
 - . Temperatura ambiente
 - Máxima 30° C
 - Mínima -5° C

2.3 Medio Aislante y Extintor de Arco .

2.3.1.-Características del gas Hexafloruro de Azufre (SF6) .

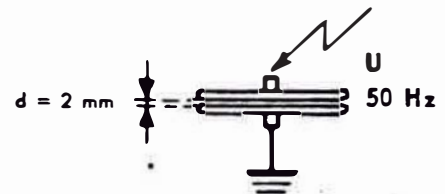
El SF6 es un gas incoloro e inodoro, es especialmente estable, el calentamiento no lo descompone, sino por encima de 500° C a pesar de que ciertas materias pueden facilitar un poco esta descomposición. Una descomposición parcial del SF6 se observa bajo la acción del arco. Los productos de descomposición son esencialmente productos gaseosos (fluoruros de azufre de grados inferiores o compuestos de azufre-fluor-oxígeno), y productos sólidos (fluoruros y sulfuros metálicos) .



CURVA DE PRESION
DE VAPOR SATURANTE
DEL SF₆

Fig. 2

TENSION DISRUPTIVA
DEL HEXAFLUORURO DE AZUFRE,
DEL AIRE Y DEL GAS CARBONICO EN
RELACION CON LA PRESION



TENSION DISRUPTIVA
| kV ef. $\times \sqrt{2}$

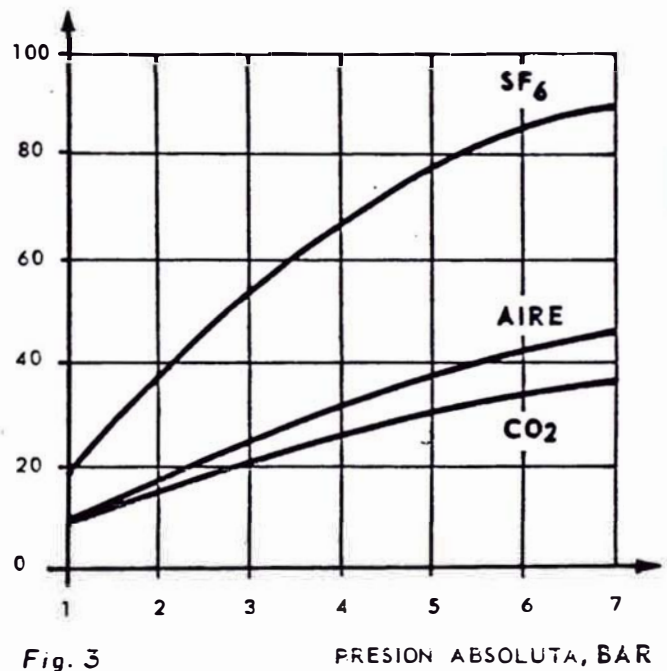
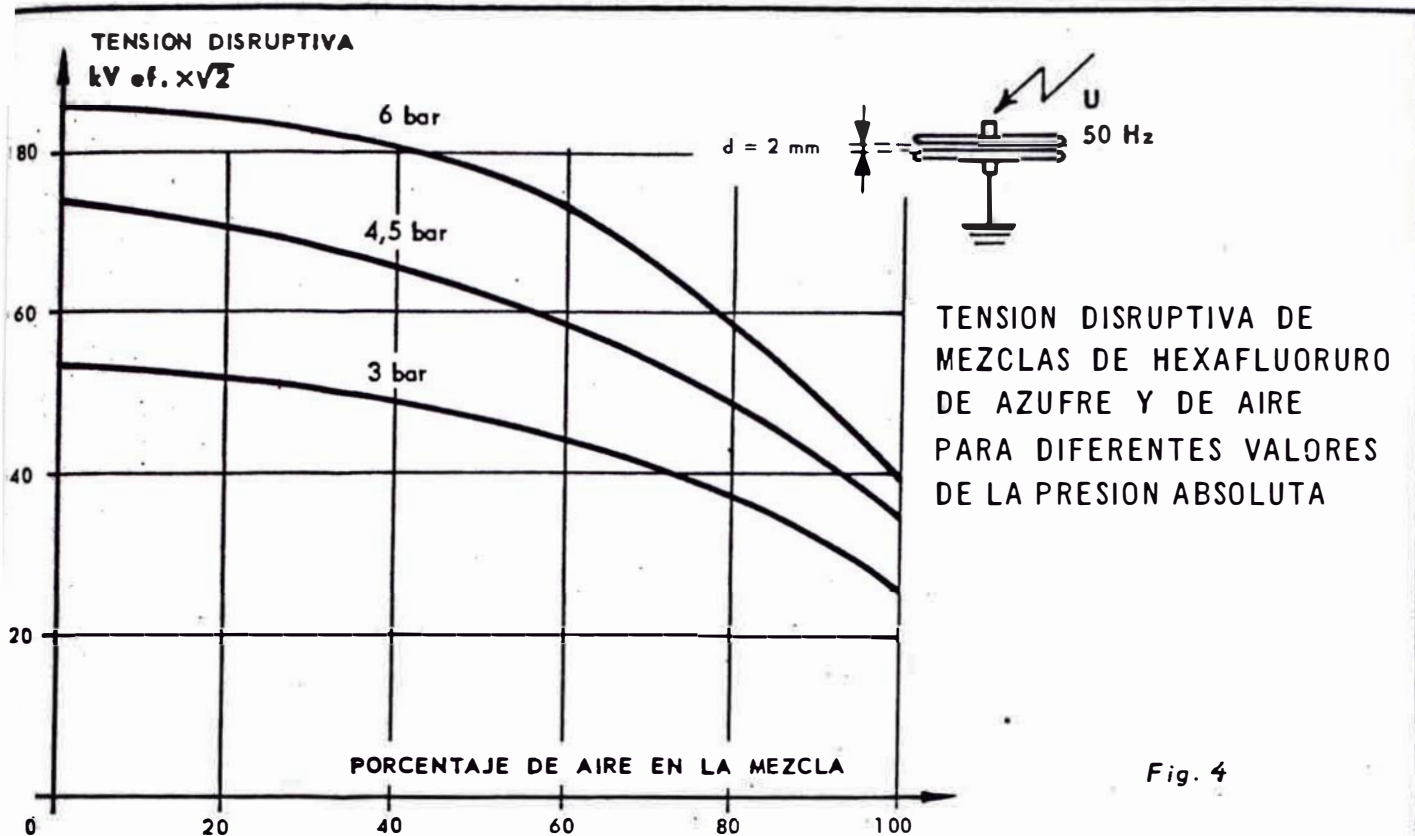
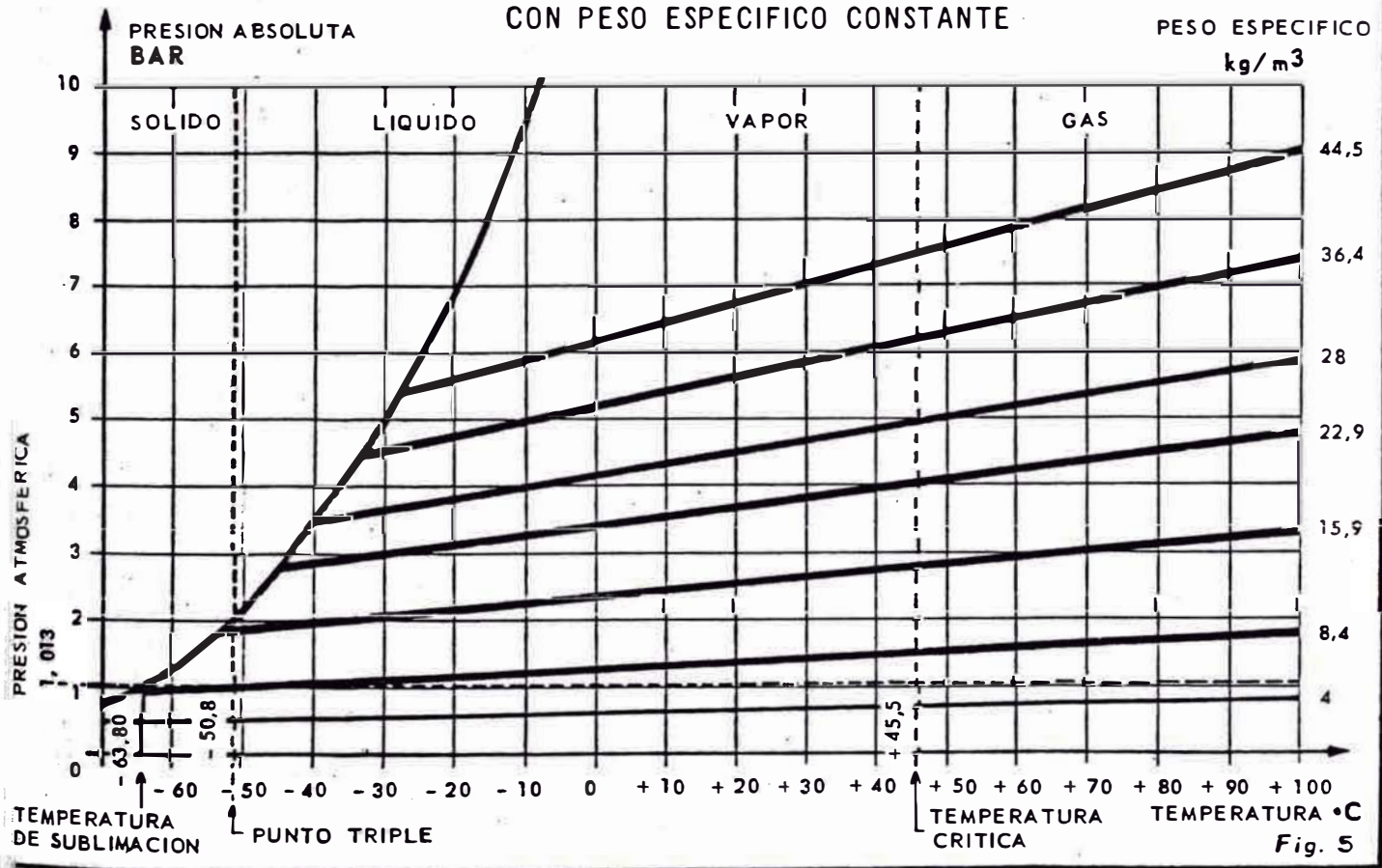


Fig. 3



SF₆ - DIAGRAMA DE PRESION - TEMPERATURA CON PESO ESPECIFICO CONSTANTE



Sus propiedades principales son :

- Peso molecular : 146.07 gr.
- Temperatura crítica : 45.5° C
(por encima de la temperatura crítica, no se puede licuar el SF6 por compresión; la curva de equilibrio "líquido-vapor" a temperatura crítica, corresponde a la presión crítica).
- Presión crítica : 40 bar.
- Densidad crítica : 0.73 gr/cm³
 - . A presión absoluta de 1 bar (presión atmosférica). 6.4 gr/cm³
 - . A presión absoluta de 2 bar 12.5 gr/cm³
 - . A presión absoluta de 6 bar 39 gr/cm³

La velocidad del sonido en el SF6 es aproximadamente 3 veces menor que en el aire .

2.3.2.-Propiedades Electricas

El SF6 posee excelentes propiedades dieléctricas .

En condiciones comparables la rigidez dieléctrica del SF6 es unas 2.5 veces mayor que la del aire. A pesar de que, sean, debidas a varios factores, estas propiedades van estrechamente unidas con la naturaleza muy electronegativa de la molécula SF6 que capta los electrones libres y retarda el fenómeno de avalancha que origina la disrrupción .

Esta misma razón hace que el SF6 es un agente de extinción del arco cuya eficacia se puede estimar a más de diez que la del aire .

La molécula SF₆ es térmicamente estable pero se disocia durante el arco, absorbe una gran cantidad de energía, así enfriando el arco y ayudando a su extinción .

2.3.3.-Características Comerciales

El gas del comercio contiene una pequeña cantidad de impurezas, al interior, de ciertos límites, que no tienen influencia sobre sus calidades dieléctricas .

Estos límites son recomendadas por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC-376 .- 1,971 "Especificaciones y Aceptación del SF₆). Esta recomendación se refiere únicamente al SF₆ nuevo , que aún no ha sido utilizado, es decir tal como lo entrega el fabricante de productos químicos antes de introducirlo en equipo encapsulado .

a.- Impurezas

El SF₆ que cumple con esta recomendación no debe contener mayores cantidades de impurezas que las que indica a continuación :

Impurezas grupo de impurezas	Concentración Máxima autorizada (peso)
Tetrafluoruro de carbono (CF ₄)	0.05%
Oxígeno + Nitrogeno, aire	0.05%
Agua	15 ppm
Acidez (en HF)	0.3 ppm
Fluoruros hidrolisables (en HF)	1.0 ppm

b.- Olor

Es gas puro es inodoro, ciertas impurezas (esencialmente los ácidos) que pueden existir en el gas nuevo tienen un olor; sin embargo las cantidades autorizados por la recomendación no son suficientes para ser detectadas por olfato

c.- Toxicidad

El gas puro no es tóxico, pero no puede sustentar la vida . Algunas impurezas que pueden formarse durante la fabricación del SF₆ son tóxicos , pero la concentración de impurezas autorizados es inferior al umbral de toxicidad .

2.4 Descripción del Equipo Electrico Instalado .

2.4.1 Interruptores

Características Técnicas

- . Corriente Nominal 3150 A
- . Capacidad de Ruptura 31.5 KA
- . Corriente de corta duración Permissible .
 - Valor Eficaz (rms) y duración 31.5 KA-1 seg
 - Capacidad de corriente (valor pico)
 - Valor pico 80 KA
 - Tiempo máximo de ruptura 50 ms

Son automáticos para celda blindada en SF₆, su ciclo de funcionamiento está basado en la Técnica autoneumática ó presión simple , la cual consiste en la compresión del gas requerido para soplar el arco en el instante del disparo, simplemente por la acción del contacto móvil .

El gas comprimido directamente sobre el arco asegura su extinción gracias a las propiedades físicas y químicas del SF₆ .

El interruptor encapsulado ofrece las siguientes ventajas :

- Simple trabajo de las partes, situadas al interior del encapsulado, sin algún control .

Ausencia de instalación de compresor de gas por consiguiente fácil mantenimiento .

- Ausencia de equipo de calentamiento del gas, dado que la presión de servicio del SF₆ no se licuará encima de la temperatura de -40° C .
- El interruptor encapsulado es prácticamente de mantenimiento libre gracias a la simplicidad y robustez de los componentes mecánicos, y menor uso sostenido por los contactos a causa de la corta duración del arco .

El interruptor consiste de tres polos separados, llenados con SF₆ y unidos a un mecanismo de operación hidráulica .

2.4.1.1 Descripción del polo (fig 6)

- El recinto de aleación de aluminio (1) está provista con 2 bridas (2) que soportan los conos de aislamiento (3) y terminales (4) para conexión del equipo adyacente . Los extremos están tapados por tapas (5) .
- Los contactos fijados (6 y 7) son montados sobre conos aislantes (8) soportados por las tapas .

El contacto (6) termina en un tubo para corte de arco (paraefluvios) (9) el contacto (7) está previsto de dedos (10) y susterminales (11) actúan como un pistón fijo .

- El contacto móvil consiste de un tubo (12) con un portacontactor y un cilindro (13) con una boquilla de soplado arco (14), esto es integrado con una operación del mando hidráulico (no ilustrado) de doble acción; por medio de una varilla (15) con una porción de aislamiento .

El tubo (12) esta permanentemente

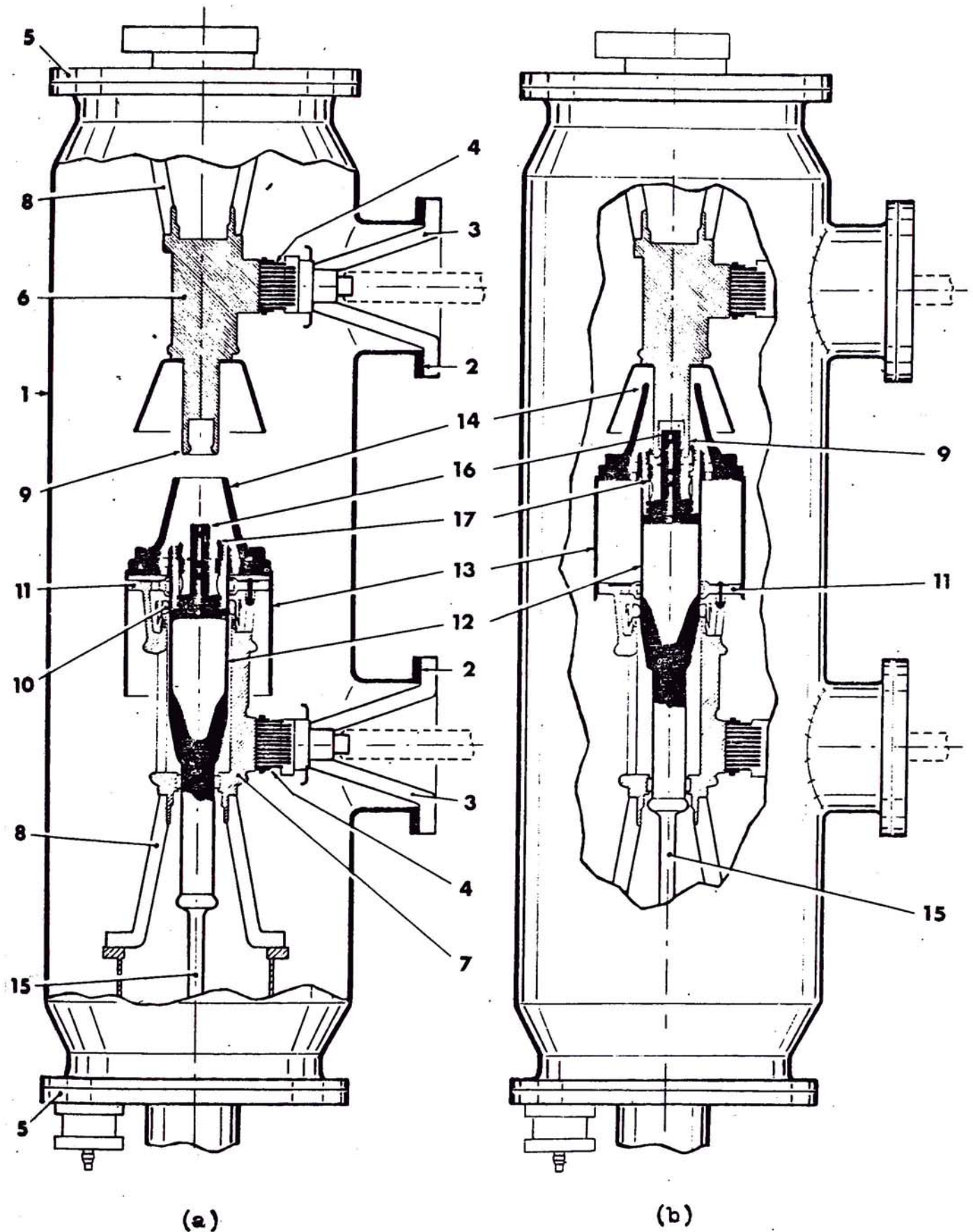


Fig. 6.- Esquema de Interruptor; (a) Posición Abierta
(b) Posición Cerrada

en contacto con los dedos fijos (10)
en el cual se desliza .

2.4.1.2 Funcionamiento (Fig. 6)

La apertura y el cierre resulta de el movimiento de la operación del mando hidráulico el cual acciona el tubo del contacto móvil, en uno u otro sentido .

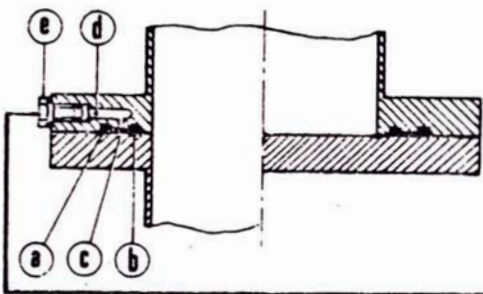
- a) Cierre .- La varilla de contacto (16) penetra dentro del tubo de contacto fijo (9) y establece el contacto entre los dedos de contacto de corte (17) y el tubo de contacto fijo (9) .
- b) Apertura .- Los dedos de contacto de corte (17) y el tubo de contacto fijo (9) cuando la varilla (16) llegan a separarse del tubo (9) él establece el arco entre ellos .

Durante el movimiento el gas contenido entre el cilindro (13) y el pistón (11) llega a ser comprimido cuando los dedos de contacto de corte (17) se separan del tubo de contacto fijo (9) el arco que comienza a formarse entre el extremo del tubo (9) y los dedos de contacto (17) es soplado a través de la boquilla (14) .

2.4.1.3 Estanqueidad (Fig. 7)

La estanqueidad es realizada por medio de 2 juntas selladas (a) y (b), el espacio entre ellos (c) pone en comunicación con el medio ambiente a través de un canal (d) el cual este normalmente cerrado por un tapón (e), este dispositivo permite el control de la estanqueidad de la junta interna (b), conectando un mecanismo de detección , tal como un manómetro de agua, en el lugar del tapón .

Juntas entre encapsulados



Salida del árbol

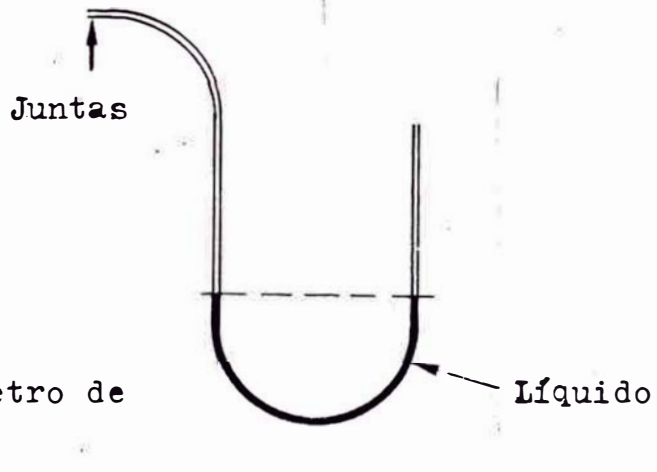
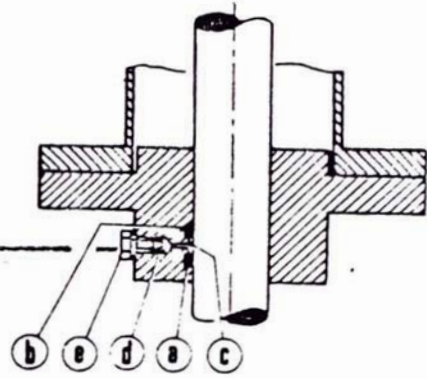


Fig.-7.- Esquema del método de comprobación de la estanqueidad del gas

Otra prueba posiblemente permitida por este sistema es chequear la estanqueidad del gas con el volumen a la presión interna . Este dispositivo, muy simple presentado aquí permite esta operación , que evita, toda manipulación de gas . Una presión del orden de 3,4 bar más un factor de corrección por altura de 0.41; dá el valor de la presión, de llenado de 3.81 bar a una temperatura de 20° C y a 4,100 m.s.n.m. faltando la corrección por temperatura si la temperatura del medio ambiente ; es diferente de 20° C en el momento de llenado .

Si los dos niveles estan balancéados, esto demuestra que la junta no es hermética .

2.4.1.4 Mecanismo de Control Hidráulico del Interruptor .

La energía necesaria para abrir o cerrar el interruptor encapsulado es generado por un mecanismo hidráulico llamado "built-in" colocado cercano (junto) del interruptor el cual evita cualquier pérdida de tiempo por propagación dentro de las cañerías .

La energía es almacenada en acumuladores en la forma de nitrógeno comprimido .

El acumulador consiste en un cilindro hermético de gas con un pistón el cual separa los dos fluidos; nitrógeno y aceite .

El nitrógeno el cual está en contacto con la otra cara del pistón y está contenido en un cilindro hermético .

El aceite está en contacto con la otra cara del pistón y está en comunicación con la bomba de alta presión y con el componente a ser operado .

Los acumuladores están mantenidos a presión (comprimidos) por el conjunto motor-

-bomba operadora controlado por un presóstato

La energía liberada por la descarga de alta velocidad del nitrógeno comprimido, es transmitida hidráulicamente al interruptor por medio de un martillo hidráulico fijado a válvulas y tuberías de alta presión .

2.4.2 Seccionador

Los seccionadores de aislamiento (barra) ó los seccionadores de línea estan dispuestos en encapsulados aislados en SF6 con mando eléctrico tripolar y cuyas características son :

- . Tensión Nominal 220 Kv
- . Tensión Máxima 245Kv
- . Corriente Nominal..... 3150 A
- . Corriente Cortocircuito 31.5 KA
- . Nivel de Aislamiento
 - Onda de Impulso 1.2/50 us..... 900 Kv
 - A la frecuencia industrial
(60 Hz) - 72s 395 Kv

Está compuesto de 3 polos separados, llenados con SF6 a presión y empleados simultaneamente a un órgano de maniobra mecánica, manual o eléctrica

El diseño de los polos ofrece minuciosas posibilidades de conectar el circuito principal ó equipo auxiliares.

Cada polo está diseñado para dar cabida a los dispositivos necesarios para el llenado del gas (válvulas) y analizadores del gas (presóstato); disco de ruptura (diafragma de seguridad).

2.4.2.1.-Descripción de un polo (Fig. 9)

La Fig, 9 muestra una sección de corte de un seccionador, el encapsulado es una aleación de aluminio (1) consiste esencialmente de un cilindro provisto con varias salidas dependiendo del esquema eléctrico a ser desarrollado .

Las partes activas son soportados por

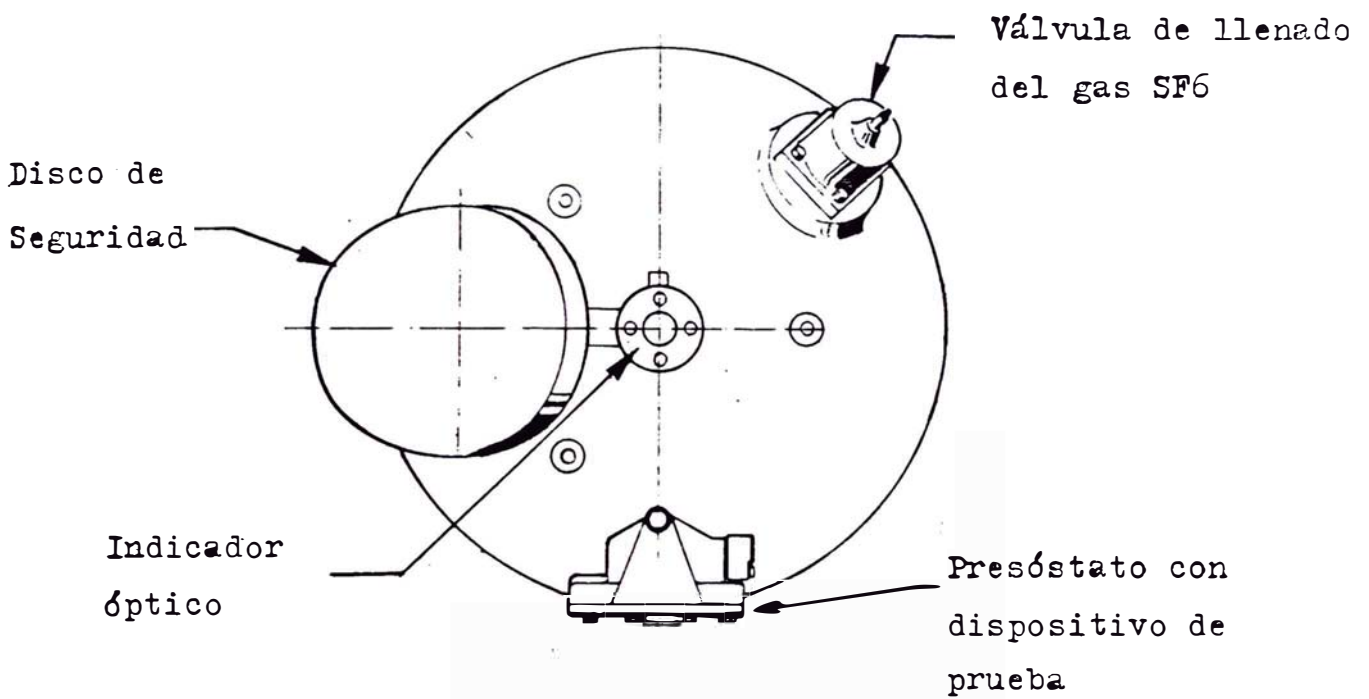


Fig. 8.- Parte inferior de un seccionador

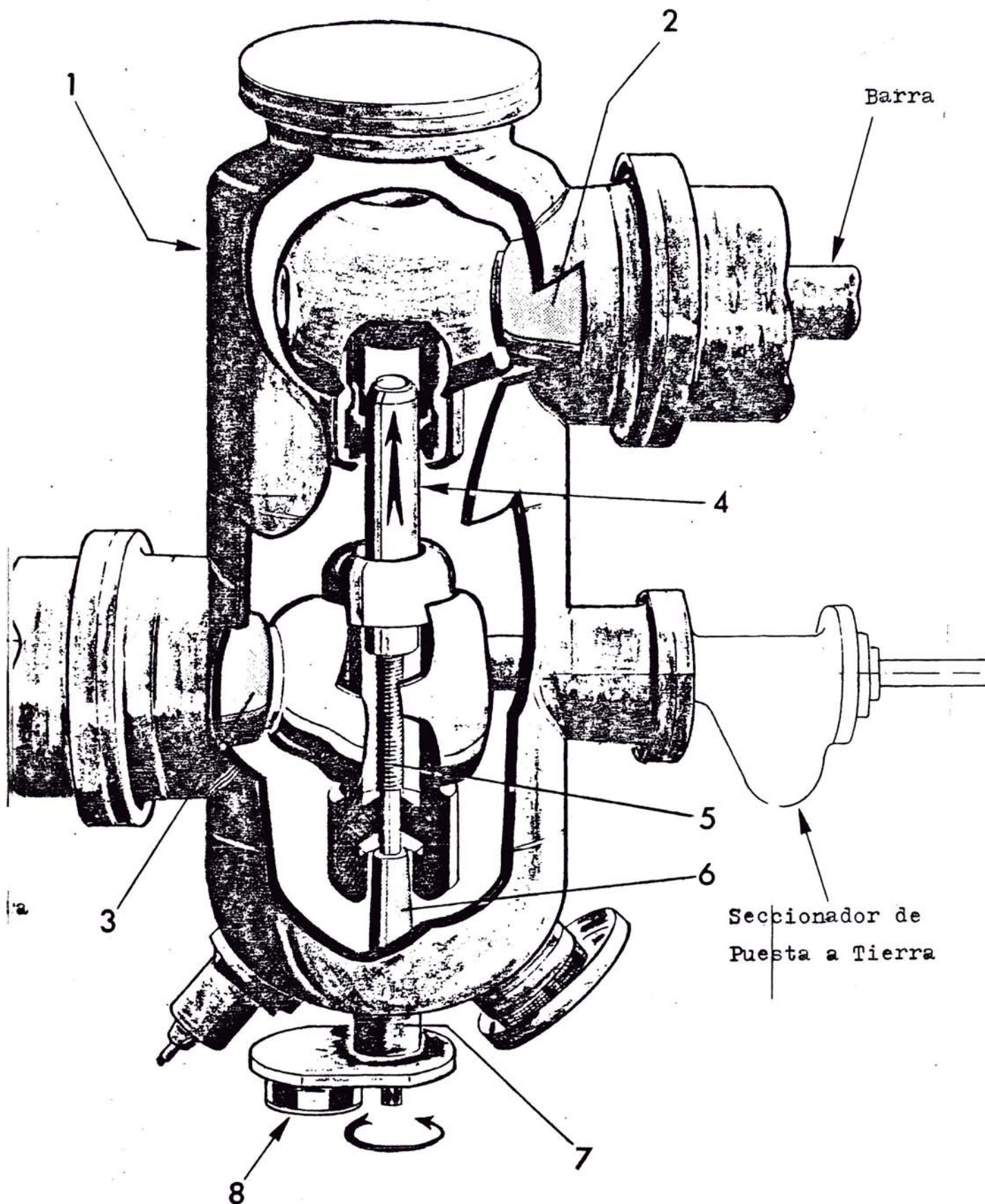


Fig. 9.- Vista de seccionador en posición cerrada

2 aisladores (2) y (3) en forma de cono.

La varilla del contacto móvil (4) se desplaza por intermedio de un sistema de tornillo giratorio (5) mandado por el aislador giratorio (6) .

La transmisión de movimiento al interior del encapsulado es realizado por un anillo giratorio (7) .

2.4.2.2.- Señalización de la posición del seccionador .

El seccionador está equipado de un indicador óptico (8) conectado mecánicamente a la salida del árbol de transmisión. El indicador óptico es claramente visible a un nivel de servicio .

La duración de una operación (apertura ó cierre) es aproximadamente 10 seg por rotación en 180° .

2.4.2.3.- Comando eléctrico (Fig. 10)

Este comando asegura con la ayuda de un motor eléctrico , o de una manivela auxiliar, las maniobras de cierre y de apertura de los seccionadores y de los seccionadores de puesta a tierra, para material blindado aislado en SF₆ .

El mando de los aparatos puede ser efectuado de forma unipolar o tripolar . A partir de 420 Kv. , el comando de los seccionadores de tierra son obligatoriamente unipolares .

A) Descripción

El comando está protegido por una envoltura; de una aleación de aluminio y se compone de 3 partes :

A.1.- La cinemática contenida dentro de la caja, cerrada en la parte anterior por una tapa y en

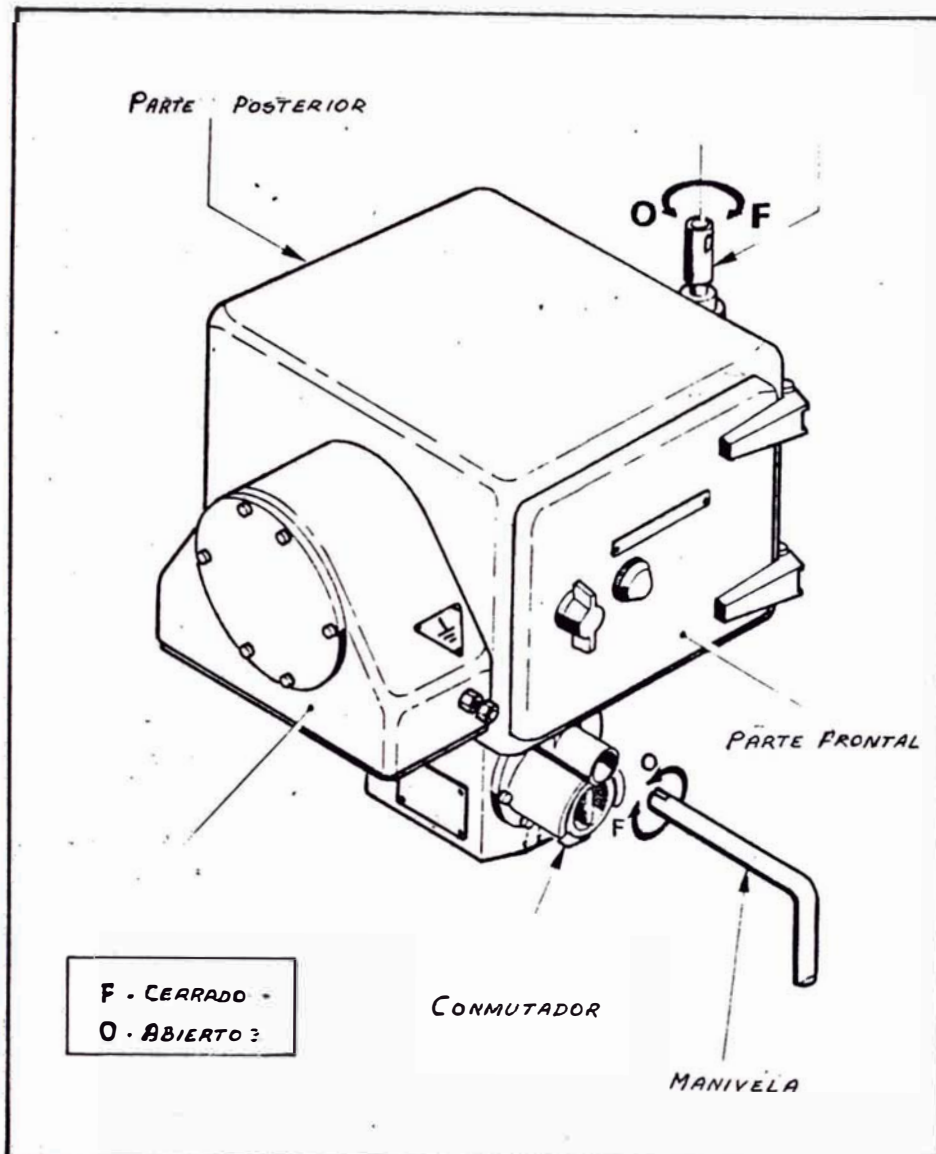


Fig. 10.- Comando eléctrico de seccionador

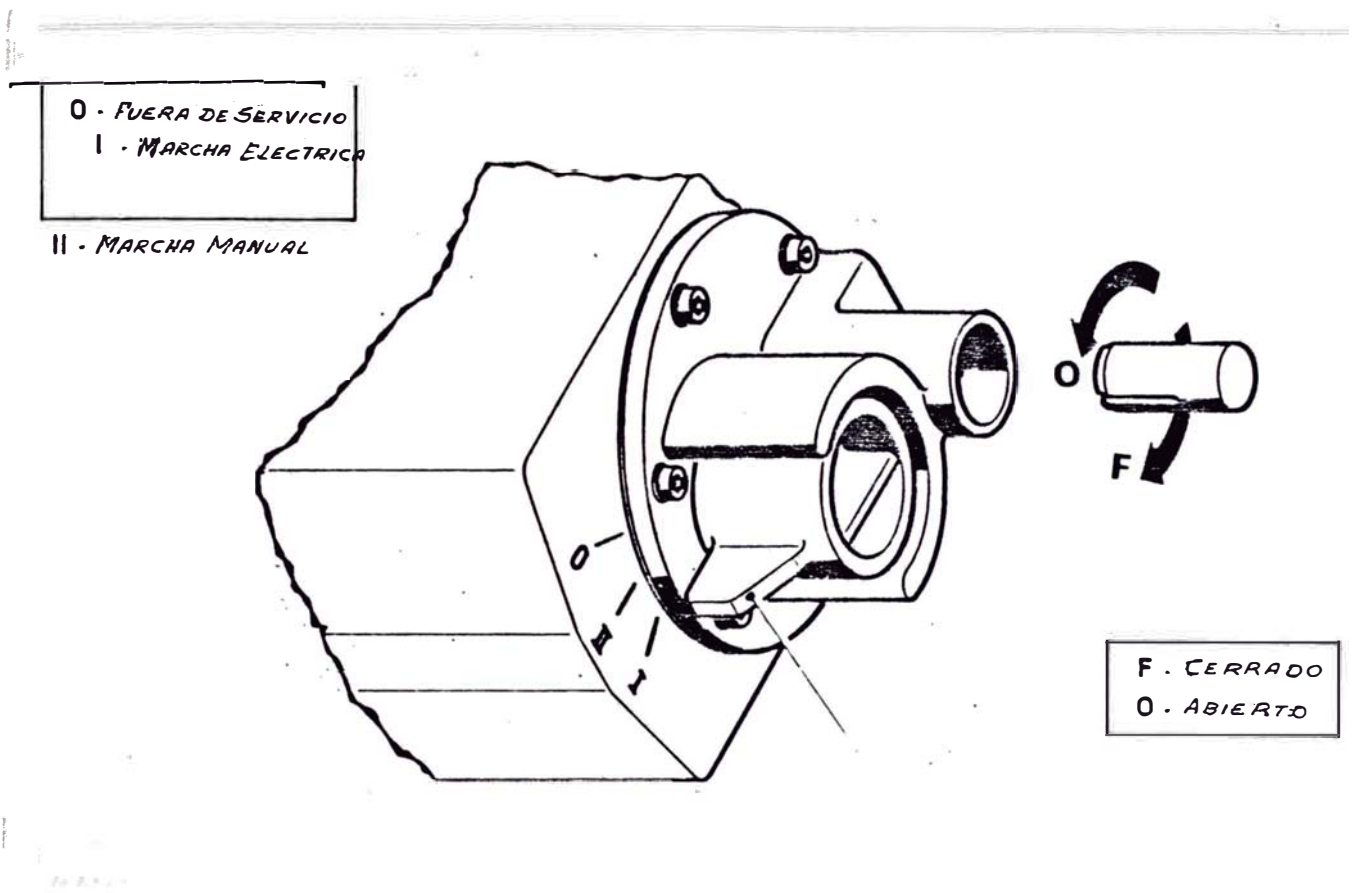


Fig. 11.- Posiciones de funcionamiento del comando eléctrico del seccionador.

la parte anterior por una puerta y se compone de :

- Un motor eléctrico dotado de un piñon .

Un conjunto de pinones que arrastra el árbol .

A.2.- Contiene :

- Un conmutador de contactos auxiliares .

- Una resistencia de calefacción Un bloque de bornes .

Una caja de empalme de cables

A.3.- El dispositivo contenido en la caja, permite elegir el tipo de funcionamiento y de realizar los comandos, y el dispositivo de enclavamiento contenido en la caja

B) Funcionamiento (Fig. 11)

B.1.- Marcha eléctrica .

La manivela es colocado en la posición 1 :

La cadena cinemática está libre .

El motor puede ser alimentado

La entrada de manivela es obstruida .

Sobre una orden de suministro de tensión, el motor arrastra la cadena cinemática .

En el fin de carrera, un dispositivo mecánico corta la alimentación del motor y acciona los contactos de señalización de fin de carrera .

Las características del motor son:

- Tensión de alimentación nominal: 220/380 v trifásico .

Potencia nominal : 700 VA .

B.2.- Marcha Manual .

La manivela es colocada sobre la posición II :

- La cadena cinemática esta libre
- La alimentación del motor es cortada .
- La entrada de la manivela está libre, la manivela arrastra la cadena cinemática .

B.3.- Fuera de Servicio .

En el fin de carrera, ya sea de cierre o de apertura la manivela puede ser colocado en la posición "0" .

- Toda la cadena cinemática está bloqueada .
- La alimentación del motor es cortada .
- La entrada de manivela es cortada .
- La entrada de la manivela es obstruída .
- La manivela puede ser bloqueada en esta posición con la ayuda de un sistema exterior de mando

2.4.3 Seccionadores de Puesta a Tierra (Fig. 12)

Son seccionadores unipolares de puesta a tierra con disposición de cierre rápido, del tipo, en celda blindada en SF₆ con mando eléctrico tripolar con las siguientes características técnicas :

- Capacidad de cierre
(valor pico) 80 KA
- Corriente de Corto Cir
cuito . 31.5 KA
- Corriente Nominal 3150 A

Un seccionador de tierra es un dispositivo (equipo) de seguridad, dando una completa seguridad

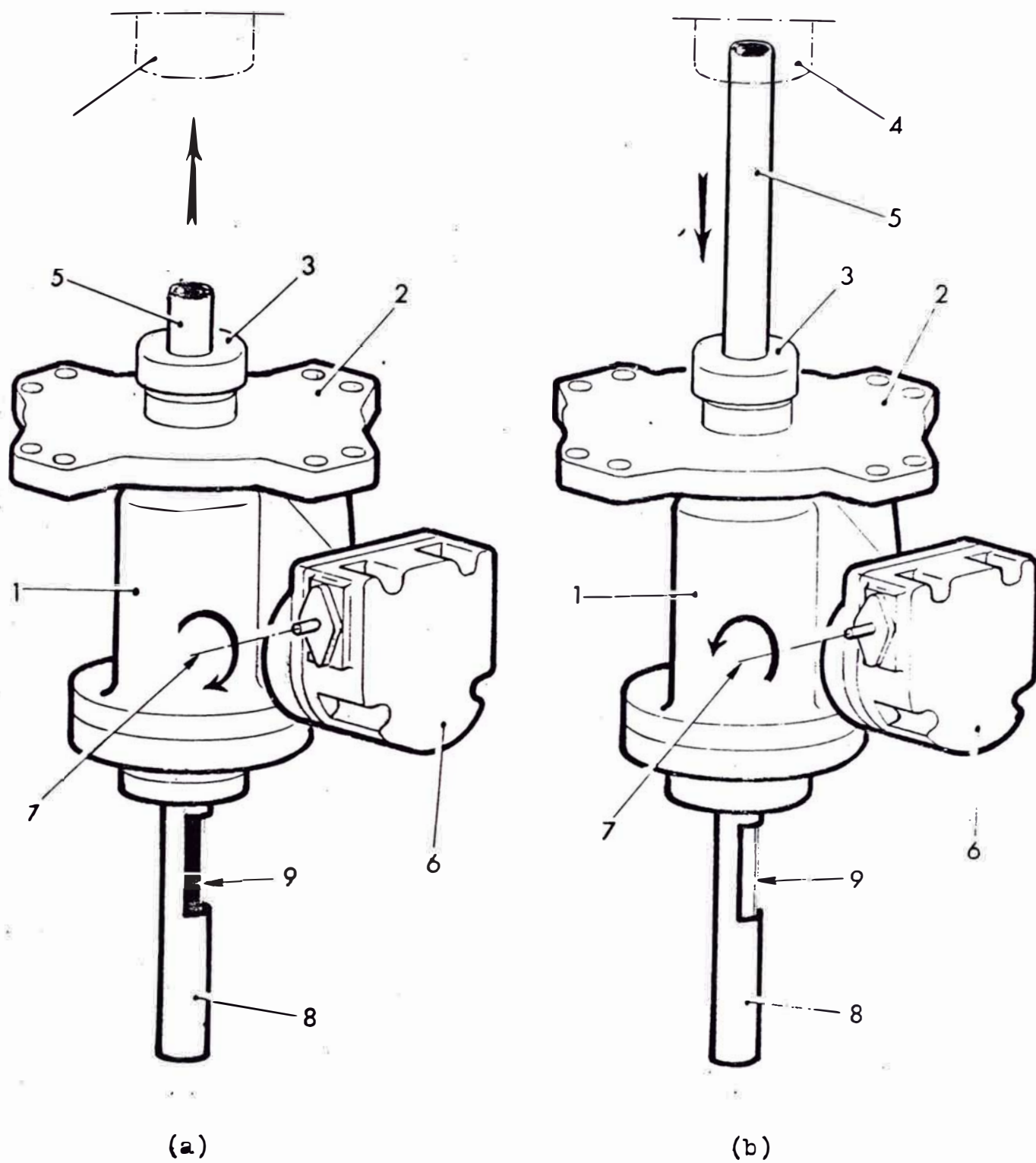


Fig. 12.- Esquema de funcionamiento del seccionador de puesta a tierra. (a) Posición abierta. (b) Posición cerrada.

al personal en caso de reparación .

Normalmente, el cierre del seccionador de tierra no debería hacerse sobre un conductor con tensión .

Para una eventualidad, por ejemplo en caso de una falla de operación, el seccionador de tierra MRT está dotado, gracias a su mecanismo de movimiento rápido, de una potencia de cierre, que le permite cerrar sin causar incidente , sobre un conductor tensionado

El seccionador de tierra está compuesto de 3 polos separados, llenados con hexafluoruro de azufre (SF₆) y conectado a un mecanismo de operación , manual o eléctrico por medio de un sistema de transmisión mecánica exterior .

Los polos pueden ser instalados en forma vertical u horizontal .

2.4.3.1.- Descripción de un polo (Fig. 12).

El encapsulado es de aleación de aluminio (1) está provista de una brida (2) para la fijación (conexión) del polo sobre un elemento de la celda blindada .

Un anillo (3), encierra los dedos de contacto que aseguran el paso de corriente desde la varilla a el encapsulado .

La parte activa (con tensión) está formada por un contacto fijo (4)

El contacto móvil es una varrilla deslizante (5) accionada por un resorte el cual está comprimido cuando el aparato está en posición "abierto" y aflojandolo provoca el cierre brusco.

El mecanismo (resorte, dispositivo de seguridad de la posición) es operado por medio de un reductor (6),

(dependiendo de la tensión, el reductor puede estar eventualmente incorporado al encapsulado (1), cuyo árbol de salida esté representado en (7) .

2.4.3.2.- Funcionamiento (Fig 12).

a.- Cierre

En el inicio de la maniobra (rotación del árbol(7)), el polo permanece en la posición "abierta" .

Al final de la maniobra , la varilla empujada por el resorte comprimido se cierra bruscamente .

b.- Apertura

La varilla de contacto, empujada por el mecanismo, asegura la compresión del resorte. En el final de recorrido la varilla de contacto es inmovilizado por una palanca

2.4.3.3.- Indicador de posición (Fig 12) .

La posición de la varilla de contacto del seccionador puede ser fácilmente observada a partir de un nivel de servicio .

El tubo metálico (8) está provisto de una abertura protegida con otro tubo (9) fabricado de un material translúcido en el interior del cual se desplaza un indicador de color, ligado a la varilla de contacto .

En la posición abierta, el observador verá un color verde, en la posición cerrada un color blanco .

2.4.4 Transformador de Corriente (Fig. 13)

Son transformadores de corriente dispuestos en celdas blindadas en SF6, con diferentes arrollamientos y relaciones de transformación .

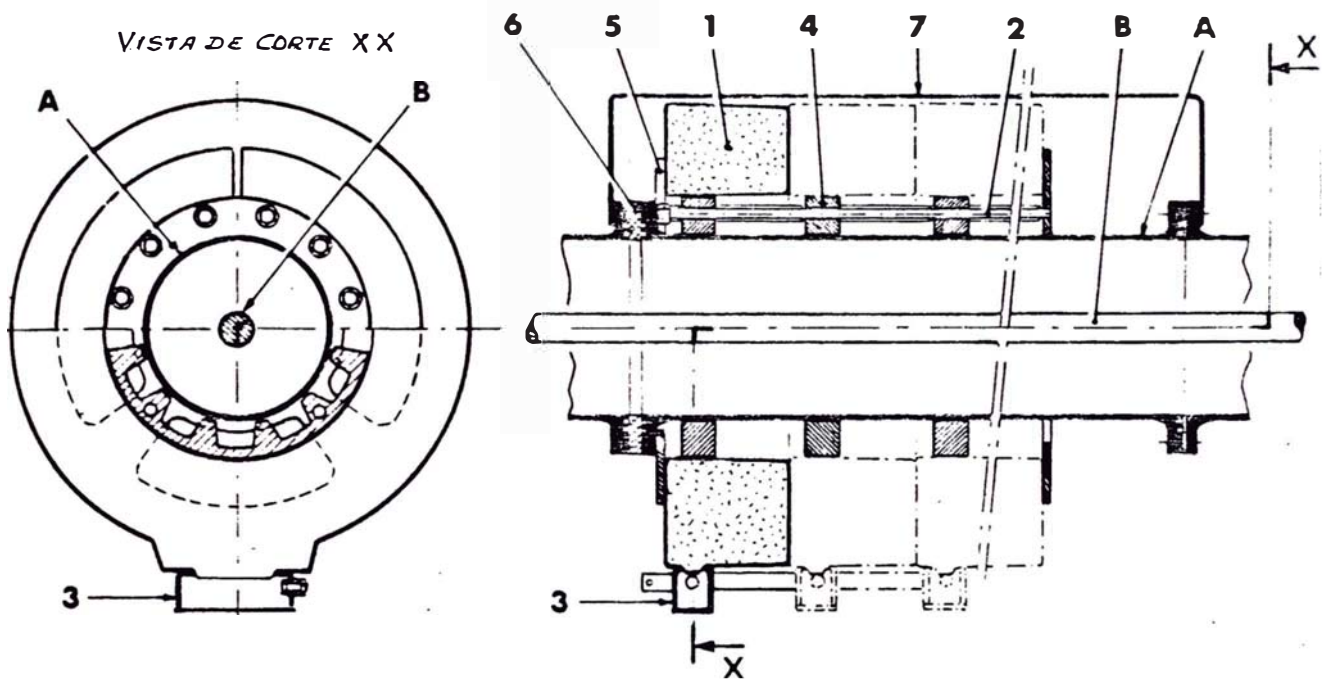


Fig. 13.- Transformador de corriente

NUCLEOS	1	2	3
Relación de Transf.	3000-1500 -750/1	3000-1500 -750/1	3000-1500 -750/1
Potencia (VA)	30	50	50
Clase Precisión	0.2	5P20	5P20

Siendo los núcleos :

- 1.- Para medida .
- 2.- Prot. secundaria.
- 3.- Prot. primaria .

Esta hecho de uno ó mas bobinados, tipo anillo (toroidales) (1) montados alrededor de un tubo encapsulado (tubo) "A" en la subestación y fijada sobre una brida por medio de dos tirantes (refuerzos) .

La barra de conexión B en el interior del tubo (encapsulado) "A" constituye el circuito primario .

Los bornes secundarios están conectados a una caja (3) externa accesible .

Las bobinas estan aisladas y protegidas mecánicamente por una resina epóxica, sus posiciones en relación al encapsulado está determinado por espaciadores (4) y soportes aislantes (5) .

La continuidad eléctrica en el encapsulado está asegurada por Shunts (7).

Está provisto de un dispositivo para la inyección de corriente de prueba, para chequear la relación de transformación .

2.4.5 Transformador de Tensión .

Son transformadores de tensión del tipo inductivo dispuesto en encapsulado aislados en SF6 cuyas características son :

Devanados secundarios	1
Relación de Transformación	$220/\sqrt{3} / 0.1/\sqrt{3} \text{ Kv}$

Potencia (VA)	50
Clase de Precisión	0.5

El gas SF₆ es llenado en las condiciones de llenado y a los mismos valores de presión que el de la celda principal .

2.4.6 Bushings Terminales SF₆/Aire (Fig. 14) :

Estos bushings Terminales sirven para la conexión entre el equipo encapsulado y el equipo exterior convencional (transf. de tensión tipo capacitivo, pararrayos), así como la conexión con la Línea de transmisión .

Estan compuesto de un aislador de porcelana tipo hueco (1) montado sobre la brida cuadrada (2) por medio de una unión (3), la estanqueidad de la conexión es realizada por el sistema de doble juntas .

El conductor central (4) está conectado al terminial (5) a través de un tulipan de dedos contacto, la longitud de estos depende del tipo de elemento blindado sobre el cual el bushing será montado .

El bushing esta fijado sobre la estructura soporte por medio de brida cuadrado (2).

El bushing es llenado con gas SF₆ en las mismas condiciones de llenado y a los mismos valores de presión que el de la celda principal .

2.5 Equipo Auxiliar

Todo al equipamiento necesario para la operación y control de los varios componentes de una celda estan provistas con unidades propias .

1.- Cabinas de ordenamiento Eléctrico

En este cubículo están agrupados :

- Monitores de la presión del gas de varios compartimentos .
- Mando del interruptor y el mecanismo de control eléctrico local .

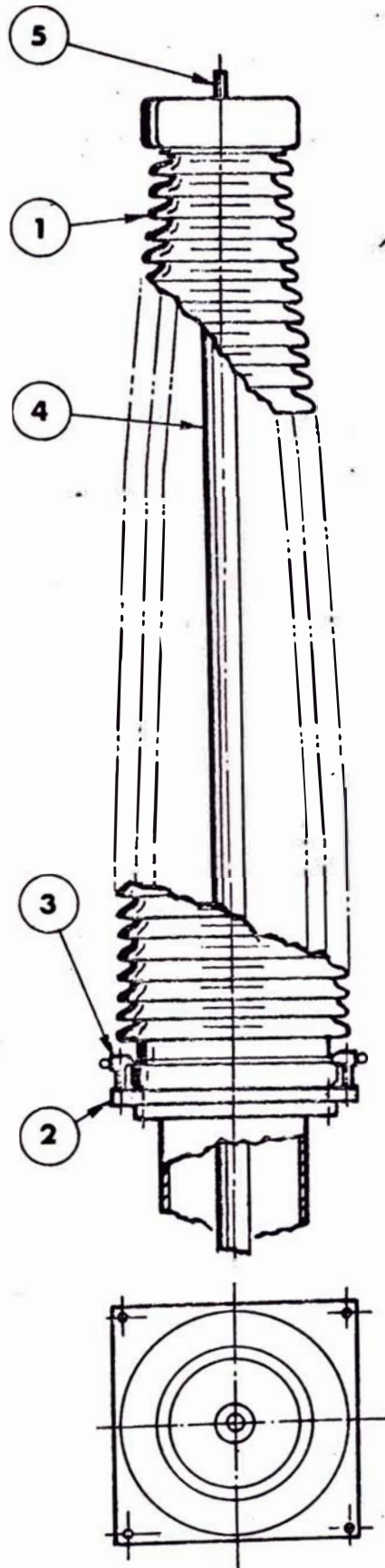


Fig. 14.- Bushing terminal SF6/Aire

Chequeo de la presión del aceite en los acumuladores de energía

- Los contactores de los seccionadores de barra y de tierra equipado con mecanismos de control eléctrico y mecanismo de control eléctrico local Los terminales de contactos auxiliares (contacto de señalización) de varias unidades .
- Terminales de los transformadores de corriente y tensión .

2.- Cabina Hidráulica de Re-Inflación (Re-carga) .

Esto es destinado a suministrar la energía (en la forma de aceite comprimido) necesaria para la operación del interruptor, a los acumuladores situados próximo al martillo hidráulico .

Este gabinete incluye principalmente

Conjunto motor-bomba operadora .

- Un recipiente de aceite .
- Un dispositivo de filtrado.
- Una válvula de seguridad para proteger el sistema hidráulico de cualquier sobrepresión accidental .
- Un presóstato regulador de la presión de aceite

3.- Cables entre unidades y gabinetes (armarios) .

Los cables están asegurados directamente a las estructuras .

2.6 Protección Anticorrosiva del Encapsulado y Estructuras
Protección de la superficie, tanto del encapsulado como de las estructuras soportes consta de :

1.- Encapsulados de Aluminio

- Primera una mano de pintura anticorrosiva .
- Dos capas de pintura gris ASA 70 secado al horno

2.- Armazón y Estructuras Soportes .

Estas partes son de acero galvanizado en caliente con un galvanizado de 70 μm . de espesor y 500 gr/m^2 , para subestación exteriores e interiores .

3.- Gabinetes y Armarios .

- Primero una mano de pintura anticorrosivo .

Dos capas de pintura gris ASA 70 secado al horno .

4.- Tornillos y Pernos .

Tornillos y pernos, con diámetro menores de 8 mm. serán cubiertos con estaño y cadmio de 12 um. de espesor .

Tornillos y pernos con diámetros mayores de 8 mm serán cubiertas de zinc de 40 um. de espesor

2.7 Condiciones de Seguridad para el diseño de Puesta a Tierra .

2.7.1 Generalidades

La tendencia actual en la planificación de los Sistemas Eléctricos en nuestro país, se manifiesta esencialmente por la construcción de grandes Centrales Hidroeléctricas subestaciones y de líneas de alta tensión .

En subestaciones eléctricas de alta tensión la presencia de corrientes de falla de decenas de Kiloamperes, no son raras, por lo que el diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación debe hacerse con máximo cuidado .

El sistema de puesta a tierra no solo debe proveer un punto para poner a tierra los diferentes sistemas asociados a la subestación, sino que debe cumplir los requerimientos adicionales que a continuación se indica :

- a) La resistencia de la malla de tierra a una "Tierra remota", debe ser lo suficientemente baja como para asegurar el funcionamiento satisfactorio de los relés, cuando se presenta una falla a tierra en la subestación ó a lo largo de las líneas de transmisión conectadas a ésta .
- b) La gradiente de potencial dentro y cerca de la subestación deberá ser tal que ante la ocurrencia de una falla a tierra, tanto la "Tensión de paso" como la "Tensión de toque"

se limiten a valores seguros .

- c) El sistema de puesta a tierra debería ser capaz de transportar la corriente máxima de falla a tierra, sin que se produzca sobre calentamiento daño mecánico ó un excesivo secado del suelo alrededor de conductores ó electrodos enterrados .

De todo lo que antecede se desprende que el problema de poner a tierra una subestación puede dividirse en dos partes claramente definidas , a saber :

- Asegurar que el sistema de puesta a tierra sea adecuado para las "Tierras remotas" .
- Asegurarse que una malla de puesta a tierra de características adecuadas; se instale en toda la subestación, de tal manera que las tensiones producidas en la malla de la subestación debido al flujo de la corriente de falla no produzca diferencia de potencial que violen las condiciones b) y c) indicadas anteriormente .

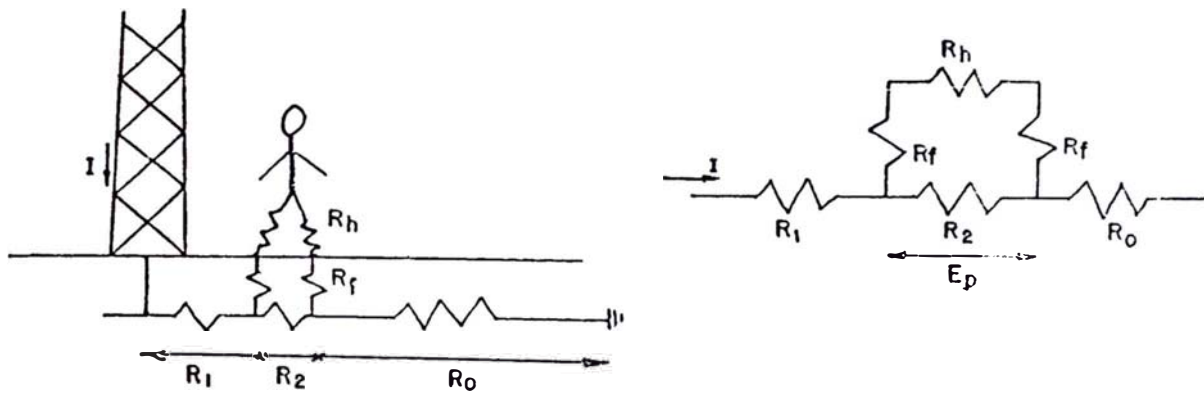
2.7.2 Valores Admisibles de Tensión de Toque y Tensión de paso .

Al exigir imperativamente que el sistema de puestas a tierra proyecta no presente de ningún modo el peligro de electrocución se tiene que fijar en primer término el valor máximo admisible de las tensiones de toque y paso, lo que depende esencialmente de la reacción que el cuerpo humano puede contrarrestar el pasaje de la corriente eléctrica

La electrocución es el resultado de los cambios físicos, químicos y biológicos que se producen en el organismo vivo bajo la acción de la electricidad .

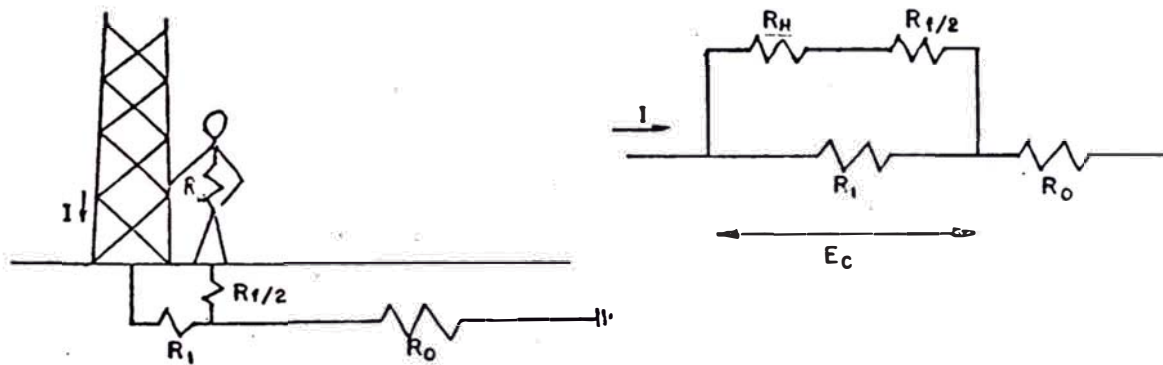
Se ha establecido experimentalmente que el efecto manifestado por la corriente eléctrica en el cuerpo humano depende esencialmente de la intensidad y frecuencia de la corriente, de la duración de su acción, del camino seguido por ella en el

Fig. 15 Tensión de paso



- E_p = potencial de paso
- R_h = resistencia eléctrica de la persona
- R_f = resistencia del terreno bajo la persona
- I = corriente de falla que fluye a tierra

Fig. 16 Tensión de Toque o Contacto



E_c - POTENCIAL DE CONTACTO

Valores tolerables : $E_{pt} = (165 + \rho_s) / \sqrt{t}$ voltios

$E_{ct} = (165 + 0.25 \rho_s) / \sqrt{t}$ voltios

E_{pt} y E_{ct} potenciales tolerables de paso y contacto, respectivamente

ρ_s = resistividad del terreno inmediatamente bajo la superficie

t = duración del shock (segundos)

organismo y de las propiedades individuales del organismo vivo .

C.F DALZIEL (REF 15) después de numerosos estudios y experiencias ha determinado un límite de corriente tolerable por el cuerpo humano sin que se produzca fibrilación ventricular. En investigaciones posteriores se ha concluido que el valor de corriente, en función del tiempo de duración vale .

$$I = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad \text{Amp .}$$

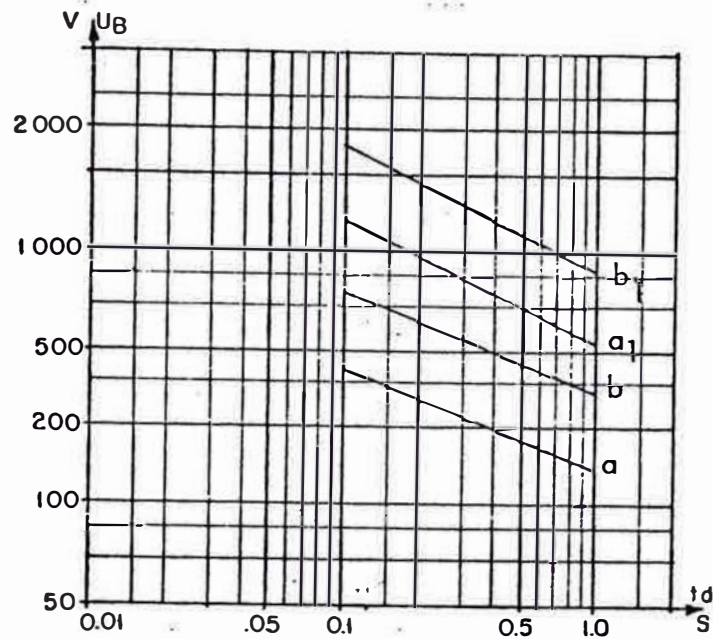
Un eventual cortocircuito a tierra en el sistema de transnisió n dará lugar a corrientes residuales que circulando a través de las puestas a tierra ocasionan una distribución de potencial que pueden presentar peligro . Las dos posibilidades más frecuentes de riesgo son las llamadas tensiones de toque y paso :

- Tensión entre Pies (Tensión de paso) .- Es la diferencia de potencial máxima entre dos puntos sobre el terreno separados entre sí a una distancia de un paso la cual se supone de un metro, en la dirección de máxima gradiente de potencial.
- Tensión de contacto (Tensión de Toque).- Es la diferencia de potencial máxima entre una estructura ú objeto metálico puesto a tierra y un punto sobre la superficie del terreno a una distancia horizontal de un metro .

Y que son representadas en la Figura (15) y (16) Los valores de tensión de toque son deducidos en base a la corriente máxima tolerable y valores promedio de resistencia del cuerpo humano .

Las normas alemanas (VDE 0141) se han servido de los datos sobre la intensidad máxima admisibles para fijar los valores máximos admisibles de las

Fig. 17 Tensiones de toque o contacto U_B admisibles en instalaciones con el neutro rígado a tierra.



t_d = tiempo total del desenganche rápido

curvas según la VDE 0141 / 2.64

a) = fuera de las instalaciones de A.T.

b) = dentro de las instalaciones de A.T.

a₁) y b₁) idem a) y b) propuestas por Laurent y Dalziel

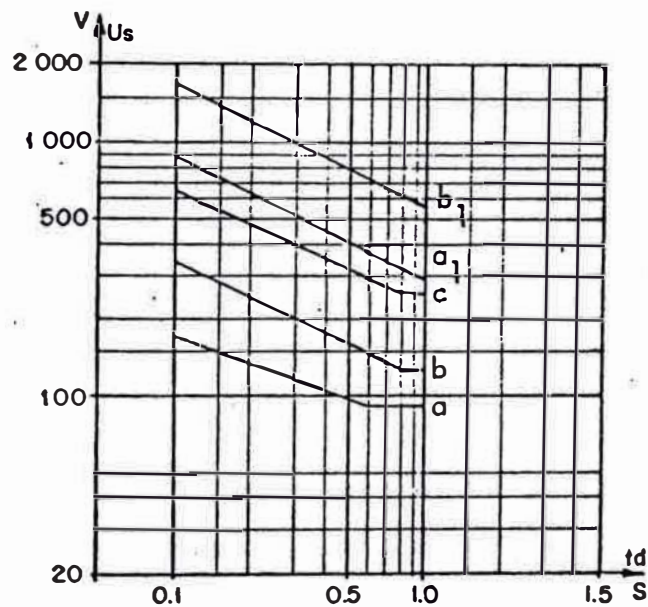


Fig. 18 Tensión de paso U_s admisible en inst. con neutro rígado a tierra

Según VDE : a) fuera de inst. en A.T. y cerca de caminos muy transitados, b) dentro y fuera de las inst. de A.T. (salvo item a) , c) dentro de las inst. e intemperie y si se utiliza calzado aislante

Según Laurent y Dalziel : curvas a₁) y b₁) idem a) y b)

tensiones de toque y paso .

Los valores máximas admisibles se encuentran en la Fig.(17) y (18) .

Teniendo en cuenta que hoy en día en las redes de alta tensión se utilizan interruptores automáticos de acción muy eficaz y rápida puede admitirse que las corrientes de falla no durarán más de 0.4 seg .

En general los sistemas de puesta a tierra, se efectuarán de modo que se obtenga valores de tensiones de paso y toque menores que los valores admisibles , en función del tiempo de accionamiento del sistema de protección de base .

En caso de S.E importante puede considerarse el tiempo de protección instantanea un poco mayor que el tiempo propio del interruptor (protección diferencial de barras; transformadores ó generadores). En general este tiempo es de 0.15 a 0.2 seg .

- En caso de S.E de menor importancia se considera el tiempo del primer escalón de la protección ó la protección de distancia de la línea que alimenta a la S.E generalmente es de 0.5 a 1 seg .

CAPITULO III

III.- MONTAJE DE LA SUBESTACION ENCAPSULADA

3.1 Generalidades

Actualmente no existe una norma para el montaje de equipo de maniobra de alta tensión; cada fabricante tiene un método propio de montaje; teniendo todos que cumplir con las pruebas específicas en las normas I.E.C. N°517-1975 .

Cabe indicar también que existen normas para montaje de equipo encapsulado; titulada "IEEE Standard for Switchgear Assemblies Including Metal-Enclosed Bus" pero solamente para tensiones menores ó iguales a 69 Kv. , estas normas cubren el montaje de equipo de maniobra, tales como, seccionadores, interruptores, equipo de control, medida , protección y regulación, barras encapsuladas asociados con ductos de interconexión, y estructuras soporte. Incluye ; pero no está específicamente limitado a equipos para el control y protección de aparatos usados , para la generación de potencia, conversión, transmisión y distribución tales como :

- Equipo de maniobra encapsulado
- Interruptores de potencia encapsulados , de baja tensión
- Barras Encapsuladas .
- Montaje de componentes de equipo de maniobra de subestaciones .

Basicamente esta norma está relacionada con los valores de equipo encapsulado , está no es aplicable a normas de control industrial de equipo encapsulados.

Los valores de un montaje de equipo de maniobra ó barras encapsuladas estan normadas por límites de operación bajo condiciones especificadas de temperatura ambiente , incremento de temperatura; presión atmosférica, etc.

El montaje en sitio se debe realizar con la mayor exactitud y limpieza; ya que la mayoría de fallas que se producen en este tipo de subestación se debe en el mayor de los casos a un montaje no muy eficiente .

La empresa de servicios eléctricos debe exigir al fabricante que realice un montaje con una limpieza extrema, además que el personal que lleve a cabo estos trabajos deberá ser capacitado .

3.2 Consideraciones de Obras Civiles .

Las obras civiles representan factor muy importante para lograr un eficiente montaje de los equipos electromecánicos, es por esta razón que se debe exigir que la construcción sea lo más exacto de acuerdo al plano respectivo .

En el caso de subestación del tipo encapsulado la precisión de los acabados debe ser al milímetro, ya que se toma como referencia un punto "0" respecto al plano del edificio, respecto también al eje de salida de una celda .

Se debe unificar la posición de acuerdo a los planes de montaje de las celdas encapsulados :

- Posiciones de perfiles de anclaje sobre los cuales se fijará la estructura base-soporte de la celda .
- Aperturas en el edificio para el montaje de los tubos (encapsulado) de salida al exterior .
- Posición de las canaletas para el paso de los cables .
- Correcta nivelación de acuerdo a plano de montaje .

Así mismo la calidad del concreto especificado, deberá ser tal que cumpla los requerimientos Técnicos de compactación y dureza requeridos para este tipo de instalaciones; del cual se tomarán muestras al momento de vaciado y sometido a las pruebas respectivas; los cuales deberán

resulta satisfactorios en un 100% , caso contrario se tomarán las medidas correctivas correspondientes .

3.3 Montaje de Equipo Electromecánico .

3.3.1.- Pre-Montaje en Fábrica .

Una vez que los componentes de la subestación : Interruptor, mecanismo de control, seccionadores de barra (ó aislamiento), seccionadores de tierra, transformadores de medida, etc, son montados e inspeccionados en fábrica ; parte ó el bay (celda) completo es montado en el taller con herramientas especiales. Luego los mecanismos de control , cañerías de aceite para el sistema hidráulico del interruptor (cubículo hidráulico, gabinete de almacenamiento de energía), montaje de varilla con "angle-counter Shaft" para seccionadores son conectados a estas unidades , adicionalmente a esto, los diferentes compartimentos son llenados con gas SF₆ , y los componentes (Equipo) son inspeccionados tanto mecánico como hidráulicamente para realizar seguidamente las pruebas dieléctricas .

El montaje en fábrica significa un montaje final y los bays (celdas) son embarcados completos, listos para ser interconectados y ajustados .

El gas SF₆ con él que es llenado los diferentes compartimentos para la prueba dieléctrica en fábrica es sacado y almacenado en botellas; siendo seguidamente los compartimentos llenados con nitrógeno a una presión ligeramente superior a la presión atmosférica; encontrándose los bays (celdas) y además equipo listos para

realizar el montaje final .

3.3.2.- Montaje en Sitio .

El montaje de una subestación encapsulado necesita de equipo de montaje convencional (grúa para instalaciones interiores ó exteriores) .

Sin embargo en comparación con montaje de subestación tipo convencional donde los equipos son interconectados por medio de uniones flexibles; el montaje de los diferentes equipos de una subestación encapsulada requiere de un mayor cuidado y precisión dado que esto constituye una unidad tridimensional compuesta rígidamente, El comportamiento (funcionamiento) propio de este tipo de subestaciones, manifestados en fugas de gas y sostenimiento dieléctrico; es resultado de la calidad del trabajo de montaje en sitio, bajo tales condiciones es conveniente que la mayor parte de los trabajos de montaje sean llevados en fábricas .

Los bays (celdas) están ajustados sobre rieles los cuales son nivelados con mucha precisión usualmente un bay es tomado como referencia y asegurado sobre los rieles los otros bays pueden ser movidos libremente con respecto a ese bay, asimismo estos están asegurados sobre bases de concreto .

Conexiones entre Componentes del encapsulado son :

1.- En un bay (celda)

Las conexiones del encapsulado en un bay por ejemplo consta de :

Conexiones entre el interruptor, seccionador de barra (ó aislamiento) y

seccionadores de tierra, debe ajustarse

al plano de montaje del bay ó celda ; estas conexiones básicamente se refiere a conductores, encapsulados, conos aislantes, dedos de contacto .

El encapsulado consiste de un tubo ó cilindro (conexión sin cambio de dirección) ó un elemento esférico (conexión con cambio de dirección), permitiéndo esta técnica modular, obtener gran variedad de arreglos (ó disposición) de los componentes . .

El encapsulado de aluminio asegura la corriente inducida la cual circula en él, vaya a tierra a través de la red de tierra .

Las conexiones de componentes y unidades (equipos) están unidas por medio de bridas . Provistos de dos juntas de estanqueidad (ó anillos de sello), el espacio anular entre las dos juntas se comunica con el exterior por medio de un canal perforado en la brida, y normalmente tapado, este mecanismo de seguridad a fugas de gas conocido como "Sistema de doble sello" (double seal-system). Sirve para chequear fugas de gas durante la puesta en servicio .

2.- Conexiones de Bays (celdas) a través de barras .

Los bays (celda) estan interconectadas por medio de barras, su número varía de acuerdo al tipo de diagrama de la subestación (anillo, barra simple ó doble barra, etc.), los encapsulados son generalmente verticales, de diferentes longitudes de acuerdo a

dimensiones modulares de los bays; y la configuración de la subestación .

La subestación Pachachaca consta de 6 bays (celdas) actualmente Instaladas, cada uno de los cuales consta principalmente de :

- a) Interruptor
- b) Transformadores de corriente tipo toroidal .
- c) Seccionadores de aislamiento (barras).
- d) Seccionadores de puesta a tierra .
- e) Transformadores de tensión tipo inductivo .

La conexión de las celdas se realiza a través de encapsulados (tubos fabricados con una aleación de aluminio) dentro de los cuales son colocados las barras en forma axial; hasta completar la configuración de barras diseñados, como es el caso de "anillo" de la subestación Pachachaca . Del mismo modo se procede al montaje de las celdas de salida (seccionador de línea seccionadores de puesta a tierra) hasta el montaje del bushing SF6/Aire a los que se conectan las líneas de transmisión tanto de entrada como de salida repectivamente completando de este modo el montaje del sistema encapsulado .

Todo el equipo encapsulado estuvo lleno de nitrógeno, a una presión superior a la atmosférica para evitar que la humedad penetre en ellos durante su transporte y almacenamiento .

El procedimiento para el montaje de equipo encapsulado fue el siguiente :

- a) Vaciado del gas nitrógeno con el que fue llenado en fábrica para su transporte y así poder evitar el ingreso de humedad .
- b) Limpieza e inspección física de las partes de los contactos eléctricos tanto en los seccionadores, como los puntos de acoplamiento entre barras .
- c) Limpieza e inspección física de las barras conductoras .
- d) Limpieza e inspección física de los conos de aislamiento .
- e) Colocación de las juntas de estanqueidad en los conos de aislamiento, las cuales van engrasadas con una silicona .
- f) Colocación de la barra conductora dentro del encapsulado de conexión (tubo) en forma axial; lo cual es colocado sobre un dispositivo móvil, y conectada a presión al contacto que se encuentra en el cono de aislamiento opuesto .

La limpieza de las barras y parte interior del encapsulado se realiza con un paño suave y alcohol, las partes en las cuales existe una pequeña saliencia ó raspadura que pudiera ser motivo de una concentración de líneas de fuerza, derivando en una descarga parcial, es lijada con

una lija fina .

Luego de realizar el montaje se procede a la habilitación del compartimiento para el llenado de gas, en la subestación se han definido 4 compartimientos ; procediendo de la siguiente forma :

Vaciado del nitrógeno con el cual fue transportado se procede a realizar la prueba de vacío en el compartamiento durante 1 hora, luego se procede a llenar con nitrógeno a una presión de 1.5 bar dejando se estabilice durante 12 horas, seguidamente se procede a medir el contenido de humedad del compartimiento, si este valor resultará mayor que el especificado como máximo (300p.p.m.)

Se procede a realizar nuevamente el procedimiento descrito anteriormente en caso contrario se realiza el vaciado total de nitrógeno del compartimiento hasta alcanzar el vacío, manteniendo en este estado durante 30' como mínimo, luego del cual el compartimiento queda expedito para llenarlo con gas SF₆ a una presión previamente calculada de acuerdo a las condiciones de temperatura y altitud (m.s.n.m.), en la fig (19) se muestra un procedimiento típico de preparación y llenado con gas SF₆ de los compartimientos.

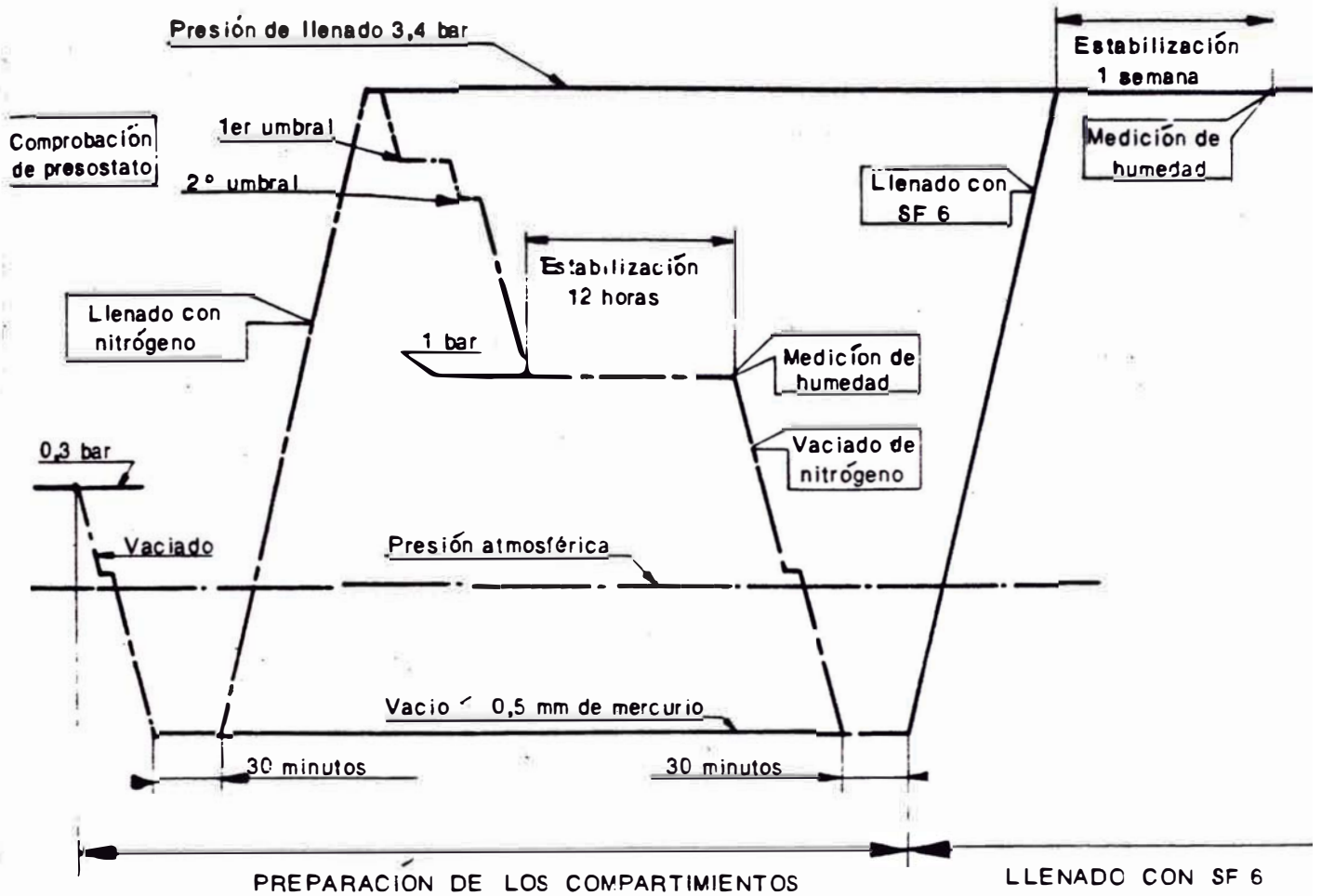


Fig. 19.- Esquema típico de preparación y llenado de los compartimentos encapsulados con gas SF6

Una limpieza absoluta debe ser mantenida durante el montaje del equipo encapsulado aislado en gas SF₆.

El ensamblaje del encapsulado mediante los conos aislantes están provistas para el uso de dos anillos de sellado (juntas); a los cuales se puede conectar un dispositivo de control de fuga de gas .

El encapsulado de una misma fase están eléctricamente interconectados y conectado a tierra por lo menos en ambos lados terminales, ya que resulta en el encapsulado una corriente circulante prácticamente igual a la corriente que fluye en la barra conductora .

3.3.3.- Observaciones

- Durante el montaje se notaron las siguientes deficiencias en el equipo componente de estas celdas:
 - Barras con oxidación superficial .
 - Barra con agujeramiento .
 - Barra con ligero curvatura (pandeo) .
- Lo más saltante fue la no existencia de un plano detallado de montaje, el cual hubiera permitido un ensamblaje más preciso, ordenado y rápido .
Se dio el caso en el cual se llegó a armar y desarmar hasta 3 veces una misma pieza .
- La no existencia de todas las piezas para el montaje, llegando a colocar soportes provisionales ,

ya que los soportes metálicos estaban incompletos .

- Durante el montaje no se observó una buena norma de limpieza, la que se debe observar en el montaje de este tipo de instalaciones .
- Es conveniente colocar la puesta a tierra de la celda en 3 ó más puntos a la malla de tierra, para tener mayor índice de seguridad .
- Se debe chequear todos los puntos en los cuales no existe buen contacto, fijar mejor las barras de tierra del encapsulado y colocar una sustancia conductora para poder asegurar un buen contacto entre la barra de tierra y los soportes de acero .
- En todos los compartimentos existe un disco de carbón de seguridad el cual se rompe a una presión de 6 bar .
- El equipo de recuperación del gas SF₆ solamente recupera, el 76% del total, el resto se va a la atmósfera; el equipo a ser utilizado debe recuperar el 96% .

CAPITULO IV

IV.- PRUEBAS ELECTROMECANICAS

4.1 Generalidades

Los equipos deberán ser probados y cumplirán con las especificaciones técnicas establecidas para estos casos en las normas I.E.C. Nº 517-1975 "HIGH-VOLTAGES METAL-ENCLOSED SWITCHGEAR FOR RATED VOLTAGES OF 72.5 Kv AND ABOVE"

Esta norma abarca tensión, el aislamiento el cual es proporcionado por un fluido aislante diferente al aire, y diseñado para corriente alterna de tensiones por encima de 72.5 Kv; tanto para instalaciones bajo techo y a la interperie .

Las funciones básicas de varios aparatos de corte (switching) tales como interruptores, seccionadores , son identicos para equipos aislados en SF6 como los equipos convencionales. Por lo tanto esto puede parecer que los equipos de corte incorporados en instalaciones aisladas en gas SF6 no son diferentes de los primeros para aparatos convencionales . Sin embargo a causa de la peculiaridad, las características del gas SF6 y la disposición física compacta de los componentes, los requerimientos convencionales no son con frecuencia suficientes para definir el funcionamiento requerido .

El seccionador tendra que soportar unacapacidad de corriente tanto en condiciones normales como anormales en identicas condiciones a la barra . No existen requerimientos standard con respecto a la capacidad de ruptura, sin embargo, la ruptura de corrientes capacitivos pequeñas, tales como la corriente de carga de un interruptor en posición abierta no puede ser evitada bajo condiciones de servicio.

Las pruebas de funcionamiento del proceso de corte ó interrupción son cada vez más complicadas

4.1.1.- Clasificación de Pruebas

Las pruebas deben incluir la siguiente

clasificación :

- Pruebas Tipo de la Instalación .
- Pruebas de Rutina .
- Pruebas después de Montaje .

a.- Prueba Tipo de la Instalación

El propósito de las pruebas tipo es verificar las características de diseño . En general estas pruebas serán llevados a cabo sobre un ensamblaje completo monofásico ó trifásico de un bay switchgear típico, donde esto es impracticable, las pruebas tipo pueden ser hechas sobre ensamblaje prototipo representativo .

A causa de la variedad de tipos, valores y posibles combinaciones de componentes; se realizará pruebas tipo para los arreglos, disposiciones, de todos los equipos de maniobra encapsulados .

Estas pruebas y verificaciones comprende :

- Prueba de tensión de impulso de rayo en seco .
- Pruebas de tensión de impulso de maniobra en seco .
- Prueba de aislamiento externo en lluvia (si existen bushing en el exterior) .
- Prueba de tensión a frecuencia industrial en seco .
- Prueba de Estabilidad Térmica.
- Prueba de descarga Parcial (bajo consideración) .
- Prueba de tensión a la radiointerferencia (si existen bushing en el exterior)
- Prueba de elevación de temperatura .
- Pruebas para verificar la resistencia de los circuitos principales .
- Prueba de corriente de corta duración

sobre los circuitos principales .

- Prueba de corriente de corta duración sobre los circuitos de tierra .
- Verificación de las capacidades de ruptura .
- Prueba de arco interno (bajo consideración).
- Prueba de operación mecánica .
- Prueba de operación a la temperatura límite .
- Verificación del grado de protección de circuitos auxiliares y de control .

b.- Pruebas de Rutina y Verificación .

El propósito de estas pruebas es para detectar posibles defectos en el material o defectos de fabricación .

Estas pruebas serán hechas sobre ensamblaje transportable en los trabajos de fabricación.

Estas pruebas y verificaciones comprende :

- Prueba de tensión a frecuencia industrial en seco .
- Prueba de tensión sobre circuitos de control y auxiliares .
- Prueba de descarga parcial (bajo consideración).
- Pruebas para verificar la resistencia del circuito principal .
- Pruebas de operación mecánica.
- Prueba de fuga de gas (donde es aplicable) .
- Pruebas de dispositivos auxiliares eléctricos, neumáticos e hidráulicos.
- Chequeo del cableado .

c.- Pruebas de Verificación después de Montaje en Sitio .

Después del montaje, el equipo será probado para chequear su correcta operación .

Estas pruebas y verificaciones comprende :

- Prueba de tensión para los circuitos principales .
- Prueba de tensión para los circuitos de control y auxiliares .
- Prueba para verificar la resistencia del circuito principal .
- Prueba de operación para los diferentes componentes .
- Prueba fuga de gas .
- Medida de humedad .
- Calibración de presóstatos .
- Presión de llenado de gas .
- Prueba dieléctricas.-

Adicionalmente a todas las operaciones de inspección previas a la puesta en servicio, la prueba de sostenimiento dieléctrico será llevado a cabo fase por fase ó porción de fase por porción de fase.

El propósito de estas pruebas es verificar que el equipo fue apropiadamente transportado y montado; cumpliendo los requerimientos para asegurar que el nivel de aislamiento se encuentra completamente satisfactorio .

Consistirá en la aplicación de las siguientes tensiones a la frecuencia de la red :

$UN/\sqrt{3}$ por 5 minutos
UN por 3 minutos
0.8 U por 1 minuto

donde UN = Tensión nominal
(220 Kv.).

U = Tensión de prueba tipo (395 Kv).

4.2 Pruebas Tipo de la Instalación

A causa de la gran variedad de diseños; no fue posible dar indicaciones específicas de las pruebas a ser llevados a cabo sobre circuito principal, pero, en principio ellos cubrieron los siguientes :

4.2.1.- Tensión a Fase-Tierra y entre Fases

La tensión de prueba especificada en :

TABLA (I)

Tensión Nominal (r.m.s.) Kv.	Tensión de Sostentamiento Al impulso de rayo (valor pico) Kv.	Tensión de Sostentamiento A la frecuencia industrial (r.m.s.) Kv.
245	950	395

Fue aplicada entre cada parte conductora del circuito principal y la estructura mecánica, las otras partes conductoras del circuito principal están conectados rígidamente a la estructura de tierra .

Bajo todas las circunstancias, las pruebas fueron hechos con todos los dispositivos de corte (switching) en posición cerrada; excepto los seccionadores de tierra, que estarán en posición abierta, como cada fase está individualmente separado en un encapsulado metálico solamente prueba fase-tierra y no pruebas entre fases fueron llevados a cabo .

4.2.2.- Tensión a través de la posición abierta de los dispositivos de corte (switching).
Encada uno de los dispositivos de corte (switching) en el circuito principal fueron probados en la posición abierta con la tensión especificada anteriormente en la TABLA (I) en lo concerniente a prueba dieléctricas para interruptores y seccionadores.

4.3 Pruebas de Rutina .

Las pruebas de rutina de las subestaciones encapsulados fueron implementados como métodos de control de calidad .

Entre las pruebas principales tenemos :

- a) Inspección de Suministro .
- b) Fugas de Gas .
- c) Contactos Eléctricos .
- d) Operación Mecánica.
- e) Resistencia Dieléctrica .

4.3.1.- Inspección de Suministros

La parte de los equipos y los repuestos fueron inspeccionados en las mismas condiciones como los interruptores, seccionadores, mecanismo de control hidráulico .

El gas SF₆ fue inspeccionado por los fabricantes de este elemento; quedando a disposición del fabricante de equipo de manobra, en alta tensión (switchgear) para su uso; llevando a cabo este solamente la medida del porcentaje de humedad que contiene el gas .

4.3.2.- Fuga de Gas .

El objetivo de esta prueba fue la de obtener, para cada compartimento en toda su capacidad , un valor bajo de fugas de gas anual .

El control de la fuga de gas se basa en tres fundamentos :

- Primero.- cada parte de repuesto elemental está sujeto a prueba de rutina .
- Segundo.- cualquier encapsulado fabricado, es asimismo inspeccionado por el fabricante, anterior a cualquier otra inspección de fuga de gas, así mismo la inspección es certificada por una marca sobre la parte probada .
- Tercer.- cada parte está sujeta a 2 pruebas de gas complementarias
 - Primeramente como una parte de repuesto
 - En segundo lugar, adicionalmente al montaje, como elemento constitutivo de un componente tal como un interruptor, seccionador de aislamiento, seccionador de tierra .

La inspección es llevada a cabo bajo presión del gas SF₆ a 3 bar. (al nivel del mar y 20° C), se usa dispositivo detectores de fuga de gas, específicamente del SF₆, el cual está basado en las propiedades electro negativas del gas SF₆, y posee una sensibilidad superior a 10^{-6} bar-cm³/seg.

Como mencionamos anteriormente, las fugas de gas en el montaje estan aseguradas por medio de 2 juntas (ó empaquetaduras); cualquier eventual fuga es recuperada en el espacio anular entre los 2 juntas ó empaquetaduras, a través de un canal normalmente tapado .

Este diseño permite un control de fuga de gas por medio de un sencillo dispositivo, tal como un manómetro de agua.

La prueba hidrostática a $1.5P_n$ (1.5 veces la presión nominal) no es llevada a

cabo como prueba de rutina, esta prueba puede ser llevada a cabo como prueba tipo .

4.3.3.- Contactos Electricos .

Este control consiste en la medición de caída de tensión por el paso de corriente continua (DC) de 100 a 1000 A (de acuerdo al equipo probado) en cada contacto .

4.3.4.- Operación Mecánica.

Cada función mecánica del interruptor, seccionador de aislamiento, seccionador de tierra, estan sujetos a pruebas de inspección como se detalla :

- "Pre Producción" (unidades nuevas).

Una ó unas pocas unidades fabricadas en condiciones normales (y no en un prototipo) deben estar sujetos a pruebas de resistencia y funcionamiento .

La autorización para la producción en masa de estas unidades, dependen de los resultados satisfactorios de estas pruebas .

- "Producción"

Cada unidad está sujeta a las siguientes pruebas de rutina :

- . Operaciones (de 25 a 100)
- . Medidas de tiempo y velocidad .
- . Inspección del control del mecanismo hidráulico .

4.3.5.- Sostenimiento Dieléctrico .

Igual que el control de calidad para la fuga de gas, el control de calidad del esfuerzo dieléctrico está basado sobre tres puntos fundamentales .

La reducción de todas las dimensiones debida a esta técnica, produce altos gradientes de tensión; mayores que aquellos producidos por equipo convencional , de aqui que la calidad de los componentes debe ser

excelente.

Por estas razones, el primer principio es que cada elemento constitutivo de la subestación encapsulada deberá estar sujeto a 2 pruebas dieléctricas.

- A la onda de impulso de rayo .- resultando una mejor distinción de calidad con una onda de impulso de 1.2/50 useg. de acuerdo a IEC-60 .
- A la frecuencia de la red 60 Hz.- durante 72 seg; esta prueba corresponde a una condición normal de servicio .
- El segundo principio es que todos los componentes de la subestación encapsulada estén sujetos obligatoriamente a estas pruebas, como pruebas de rutina .

Estas pruebas serán llevadas a cabo en las diferentes etapas de producción.

- El tercer principio es que estas pruebas serán ejecutadas en valores de presión mínima de disparo dados por el presostato en caso de caída de presión .

4.4 Pruebas en Sitio

4.4.1.- Componentes de Celdas Encapsuladas

- a) Interruptor .
- b) Comando Hidráulico.
 - Con paneles de control unipolares
 - Tensión de alimentación .
 - . Grupo motor-bomba 220/380 V d.c. (4 hilos)
 - . Auxiliares . 220V d.c.
 - . Resistencia de calefacción 220V d.c. monofásica .
 - Potencia de bobina de desenclavamiento . 300 W

- Potencia de bobina de enclavamiento. 300 W
- c) Seccionador .
- d) Seccionador de tierra.
- e) Transformador de Tensión .
- f) Transformador de Corriente .

4.4.2.- Interruptor .-

Los interruptores poseen un mando hidráulico, se realizaron los siguientes ajustes :

- A) Llenado de gas y purga .
- B) Revisar nivel de aceite.
- C) Pre-carga de nitrógeno 163 bar.
- D) Ajuste de contactos .
 - D.1. Bomba.
 - 1.- Parada 334 bar.
 - 2.- Arranque 320 bar.
 - D.2. Enclavamiento .
 - 1.- Desbloqueo 274 bar.
 - 2.- Bloqueo 260 bar.
 - D.3. Desclavamiento.
 - 1.- Desbloqueo 235/237 bar
 - 2.- Bloqueo 223/224 bar
- E) Presión Residual (bar).
 - a) Abierto (A) 290
 - b) Cerrado (C) 296
 - c) Cerrado-Abierto (C-A) 266
 - d) Abierto-Cerrado-Abierto
(A-C-A) 247
- F) Tiempos de Re-carga (segundos)
 - a) Total 356
 - b) Abierto (A) 39
 - c) Cerrado (C) 34
 - d) Cerrado-Abierto (C-A) ... 72
 - e) Abierto-Cerrado-Abierto
(A-C-A) 104
- G) Chequeo de señalización de los dispositivos de Operación .

H) Índice del Contador de operación .

I) Válvula de seguridad.

Opera dentro del rango de presiones de:

230 - 496 bar .

4.4.3.- Seccionadores.-

a) Seccionadores de Barras y Línea .

Pruebas Realizadas .

- Sentido de Rotación de los comandos eléctricos .

b) Seccionadores de Tierra .

Pruebas Realizadas .

- Enclavamiento .

- Sincronización .

- Seguridad de Fases .

& Apertura .

& Cierre .

- Sentido de Rotación.

- Verificación del paso por el punto muerto .

Observaciones.-

Se nota en algunos mandos eléctricos de seccionadores, de tierra un ruido que no corresponde a un funcionamiento normal, las causas serían de tipo mecánico (engranajes); se puede detectar tomando lecturas de corriente que consume .

Se ordenó su revisión .

4.4.4.- Transformador de Tensión (Tipo Inductivo) monofásico .-

- Identificación .

- Fase .

- Orientación .

- Relación de Transformación.

- Aislamiento .

Primario-Secundario .

Primario-Tierra .

Secundario-Tierra .

- Estanqueidad.

Las Pruebas de aislamiento fueron las siguientes :

Meghómetro .

5000V	Primario-Tierra.	50,000 M Ω
2500V	Primario-Secundario.	25,000 M Ω
1000V	Secundario-Tierra	10,000 M Ω

Observación .-

Las pruebas resultaron satisfactorias, el valor mínimo de aislamiento es de 500 M Ω .

4.4.5.- Transformador de Corriente .-

- Verificación de las fases.
- Verificación de los devanados .
- Prueba de Relación de transformación (inyección primaria) .
- Curva de magnetización .
- Prueba de Aislamiento .
- Prueba de potencia de consumo .

Las pruebas de relación de transformación (inyección primaria) se realizaron inyectando una corriente de : 1200, 750, 300A .

La prueba de aislamiento se realizó con un megohmetro de 2500V y obteniendo una lectura de 1600 M Ω .

4.4.6.- Chequeo de Armarios y Cableado .-

- Puesta a tierra .
- Medida de aislamiento entre los circuitos ac y dc.
- Chequeo de las resistencias de calentamiento .
- Chequeo del efecto del relé térmico .
- Control de señalización de :
 - & Falla interna .
 - & Baja presión del SF₆ (1er.escalón, 2do.escalón) .

& Discrepancia de polos .

- Chequeo del contador del arranque de la bomba .

Las pruebas de medida de aislamiento fueron hechas en un megohmetro de 2000 V y el valor no debe ser menor de 10 M Ω .

4.4.7.- Dispositivos de Control .

4.4.7.1 Manostatos .

4.4.7.2 Estanqueidad .

4.4.7.3 Contenido de Humedad .

4.4.7.4. Presión SF₆ .

El llenado del gas se realizó a una presión cuyos valores fluctuaron entre :

Valores Medidos .	Valores Teóricos. (de curvas).
-------------------	-----------------------------------

3.59 bar	a 9 ^o C.	3.630 bar.
3.60 bar	a 8 ^o C.	3.615 bar.
3.56 bar	a 9 ^o C.	3.630 bar.
3.58 bar	a 7 ^o C.	3.595 bar .

El manostato fue calibrado para :
Primer nivel a 3.25 bar (promedio) ;
Segundo nivel a 3.23 bar (promedio) .

La medida del contenido de humedad del gas SF₆ fue de : 171.6 p.p.m. (promedio) a una temperatura de 12.7^o C.

Comentarios :

Notamos que los valores medidos tanto de presión del gas SF₆, están en un caso muy aproximados a los valores teóricos (presión); como por otro lado por debajo del valor máximo aceptado de humedad (300 p.p.m. a la temperatura de 20^o C.).

4.4.8.- Resistencia de Contacto .-

Seccionador de Tierra (S.T.)

Seccionador de Barra (S.B.)

Disyuntor (Interruptor) (D)

Seccionador de Línea (S.L.)

EDAD

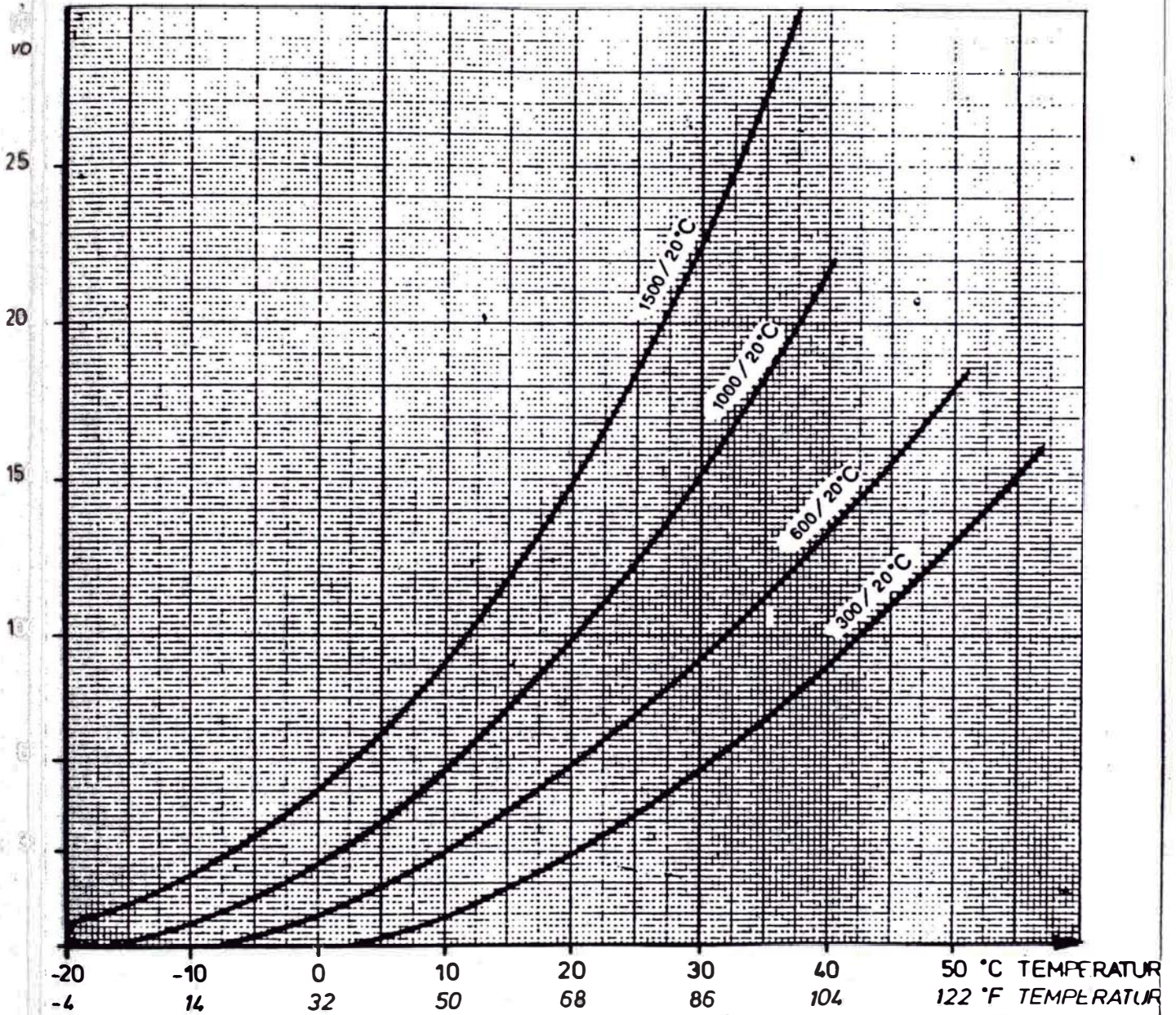


Fig. 20.- Variación de la humedad con la temperatura en el interior de un compartimento con SF6

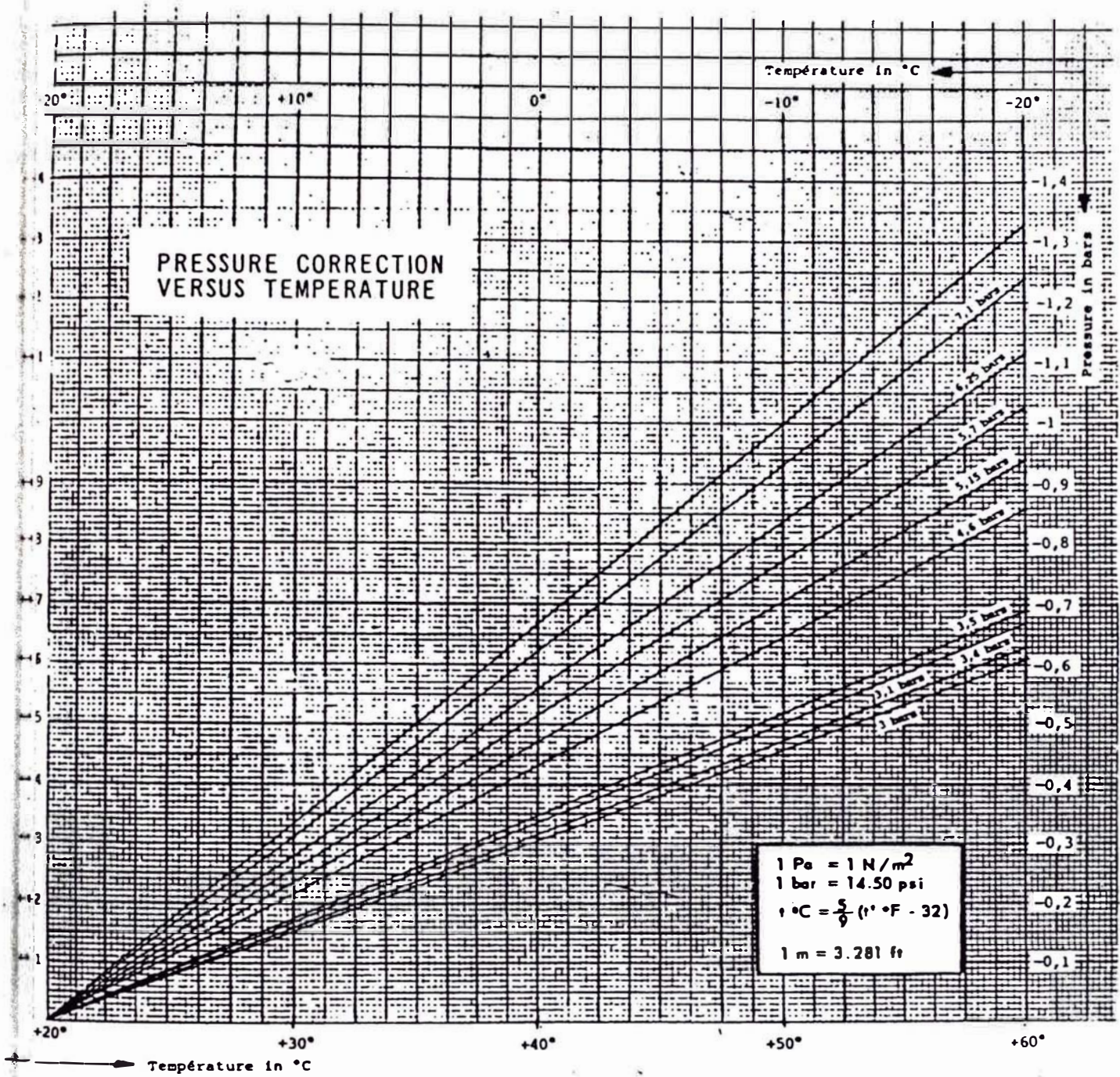


Fig. 21.- Factor de corrección de la presión de llenado de los compartimentos con gas SF6 para diferentes temperaturas del medio ambiente.

Altitude Elévation	Pression atmosphérique Atmospheric pressure millimètres de mesure mm of mercure	Correction (bar)
0	760	
500	713,89	0,062668
1000	670,58	0,12153
1500	629,90	0,17683
2000	591,68	0,22877
2500	555,79	0,27756
3000	522,07	0,32339
3500	490,40	0,36644
4000	460,64	0,40688
4500	432,70	0,44486

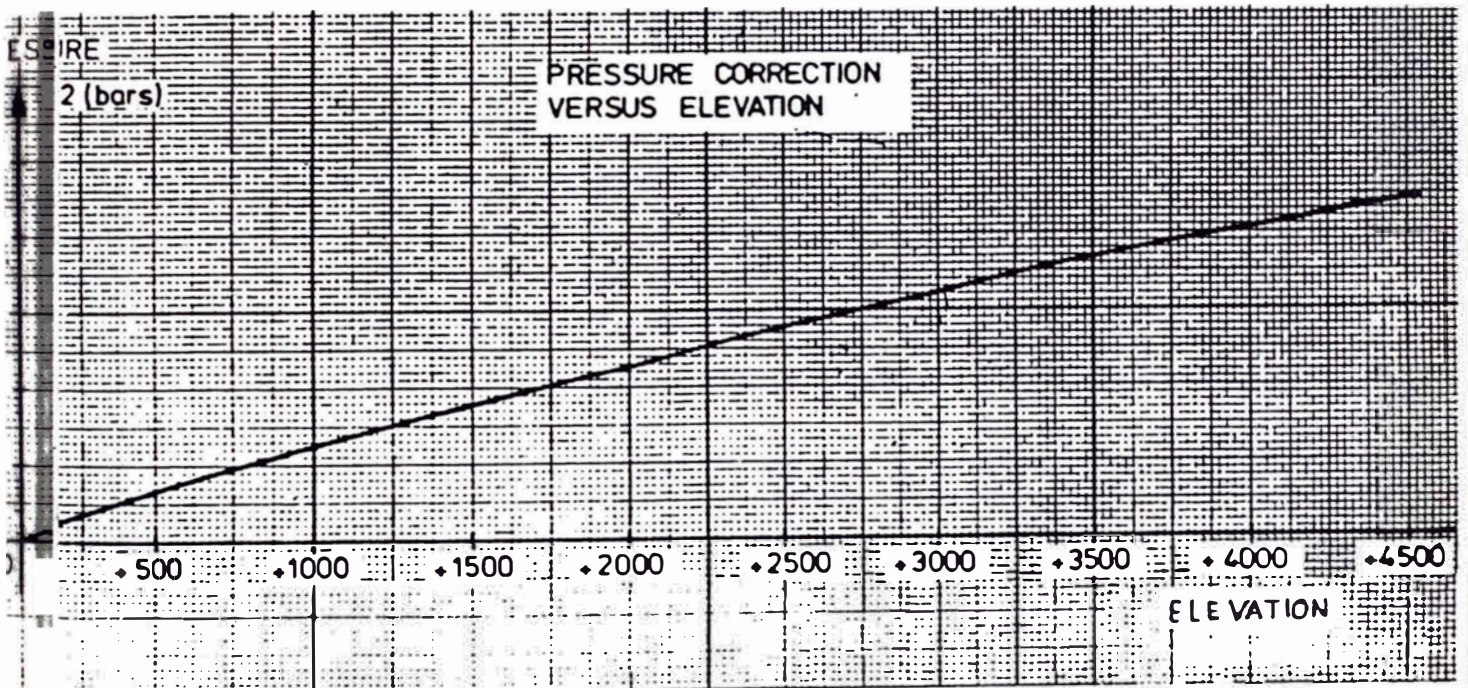


Fig. 22.- Factor de corrección de la presión de llenado de los compartimentos con gas SF₆ para diferentes niveles de altitud (m.s.n.m.)

Bushins Aire-Gas (BAG)
Transformador de Tensión Inductivo (T.T.I.)
Anillo (A).

<u>Tramo</u>	<u>Medida</u>	
	<u>Máximo</u> ($\mu\Omega$)	<u>Mínimo</u> ($\mu\Omega$)
- ST-SL-ST.	90	67
- ST-SL-SB-ST.	103	77
- ST-BAG.	232	126
- ST-SB-ST.	120	101
- ST-D-ST.	127	98
- ST-SB-ST.	62	52
- ST-SL-TTI.	53	49
- ST-A-ST.	337	328

Comentario :

Los valores medidos se encuentran por debajo de los valores esperados, tomando como referencias las medidas tomadas antes del montaje .

4.4.9.- Prueba Dieléctrica .-

El propósito de esta prueba es para verificar que el equipo fue correctamente transportado y montado, y todas las condiciones requeridas para tener un nivel de aislamiento son completamente satisfechos .

Ello consiste en la aplicación de las siguientes pruebas :

$U_N/\sqrt{3}$	por 5 minutos .
$U_N/$	por 3 minutos.
$0.8 U$	por 1 minuto .

Estas pruebas ilustran mejor el esfuerzo dieléctrico al que está sometida el equipo durante un normal servicio, donde :

U_N	=	220	Kv.
U	=	395	Kv.

Por lo tanto los valores de tensión a la que se somete a la celda son :

127 Kv. durante 5 minutos .
220 Kv. durante 3 minutos .
316 Kv. durante 1 minuto .

Estaba previsto 3 grupos de pruebas :

1era. Prueba .

Callahuanca I Fase R
Pomacocha I Fase S
Callahuanca II Fase T

2da. Prueba .

Anillo Fase R
 Fase S
 Fase T.

3era. Prueba .

Mantaro I Fase R
Centromín I Fase S
Mantaro II Fase T.

- La primera prueba se realizó en conjunto para 3 celdas inyectando tensión fase por fase por bushings de Callahuanca I, idéntica para la segunda prueba . La tercera prueba se realizó en conjunto inyectando por Centromín , fase por fase .

- Debido al inconveniente surgido con el hipotronic usado para esta prueba el cual no llegaba a la tensión de 316 Kv, solamente llegó a 300 kV en 25 seg. y 310 kV en 2 seg. lo cual no satisfacía la tensión recomendada de 316 kV, se optó por realizar una nueva distribución de las celdas a ser sometidas a prueba tal forma de que disminuyera la carga a la cual estaba sometida el hipotronic.

La nueva distribución fue la siguiente :

& Centromín - Mantaro II Fase RST .
& Callahuanca II - Mantaro I Fase RST
& Callahuanca I-Pomacocha-Anillo Fase RST.

Las pruebas se realizaron fase por fase para los 3 grupos .

El resultado de las pruebas fue satisfactoria llegando a superarse el problema anterior que no se alcanzaba el nivel de tensión de 316 Kv .

La sección del interruptor debieron de haberse probado en forma individual y repetida (doble) para propósitos referenciales .

CAPITULO V

V.- SERVICIO DE MANTENIMIENTO .

Cabe mencionar que el mantenimiento en subestaciones aisladas en gas SF₆, se reduce al mínimo, comparado con el mantenimiento que normalmente se le dá a una subestación del tipo convencional, como un valor referencial podemos decir, que el mantenimiento requerido en una subestación encapsulada estuvo cerca de 1/4 del mantenimiento requerido para una subestación del tipo convencional del mismo nivel de tensión .

El mantenimiento en subestaciones encapsuladas básicamente se prioriza al chequeo de detectores de fuga de gas; el mismo que puede ser dividida en 2 secciones :

1.- Mantenimiento de equipo sin presión de gas .

2.- Mantenimiento de equipo con presión de gas .

1.- Mantenimiento de Equipo sin Gas (SF₆) .

La operación de mantenimiento de estos equipos (interruptor, seccionador, mecanismo de control, etc) es llevada a cabo de la misma forma que aquella requerida para equipo convencional .

Aplicación de Información Suministrada por el Presóstato del Acumulador Hidráulico .

- El control de la presión del aceite es llevada a cabo por medio de un presóstato de varios niveles (umbrales). El orden de decrecimiento de la presión que existe son :

a) Primer Nivel (umbral alto): para el trabajo del dispositivo de acoplamiento motor-bomba operadora, necesaria para la recarga (re-inflación)

b) Segundo Nivel: arranca el acoplamiento motor-bomba operadora, usada para la recarga (re-inflación) .

c) Tercer Nivel : cierra los interbloqueos.

La presión correspondiente a este nivel es tal que impide el cierre del interruptor si la operación de cierre no puede ser inmediatamente

seguida por una operación de apertura .

- d) Cuarto Nivel : (umbral bajo); disparo de los interbloques .

La presión de operación del presóstato está ajustado (calibrado) al límite de operación de disparo del interruptor .

2.- Servicio y Mantenimiento de Equipo con Gas (SF₆)

- Gas : El control permanente de densidad del gas esta asegurada por medio de un presóstato sin embargo es recomendable realizar medidas de presión una vez por año . Si el presóstato está equipado con un dispositivo de prueba, controlando la presión sería oportuno chequear los valores ó niveles (umbrales) de operación .

El nivel de humedad del gas es medida durante la puesta en servicio y es recomendable chequearla por lo menos una vez al año .

Como las propiedades dieléctricas del gas son permanentes, no es necesario chequearla .

Para resumir; el control de la presión del SF₆, es solamente obligatorio hacerlo una vez al año .

- Aplicación de información Suministrado para el presóstato (Control de Presión del SF₆ en los compartimentos) .

El control permanente de la presión en cada uno de los compartimentos es realizado por medio de un presóstato compensado (corregido) por temperatura ambiente. Este presóstato tiene dos niveles (umbrales) de presión ; el cual es ajustado como sigue :

- Primer Nivel (Umbral): 0.2 bar por debajo del valor de presión; información que es suministrada localmente por un indicador luminoso colocado en el armaruo de control .

- Segundo Nivel (Umbral) : 0.4 bar por debajo del valor de presión .

El problema es conocer bajo cuales condiciones de presión en un compartimiento puede alcanzarse estos 2 niveles y cuales son las consecuencias . Estas observaciones estan dentro de las definiciones de fuga de gas .

La fuga de gas puede ser clasificada en 2 tipos: "fugas normales" (ó con daño no inmediato) y "fugas accidentales" (requiriendo una acción inmediata) .

- "Fuga Normal": Ellas no son importantes y serán detectadas por el primer nivel (umbral) después de un periodo de servicio dependiendo del volumen del compartimiento. El usuario tendrá que anotar la fecha y hora cuando opere la alarma y rellenar con gas tan pronto como sea posible (será anotada también la fecha y hora de la reposición de gas) .

El intervalo de tiempo necesario para llegar nuevamente al primer nivel (umbral) suministrara información sobre la importancia de la fuga y de estas consecuencias (investigación para determinar la causa de la fuga) .

Las capacidades de funcionamiento de la Subestación y especialmente el de los interruptores son mantenidos debajo del segundo nivel (umbral) y por consiguiente debajo del primer nivel (umbral), asegurando un servicio normal .

- "Fuga Accidental" : Por ejemplo puede ser posterior a un impacto accidental sobre un encapsulado por manipuleo de herramientas , ocasionando una perforación en el encapsulado .

La fuga de gas es entonces peligrosa, aún si la sección perforada esta dentro de un rango de unos pocos milímetros cuadrados a

varios centímetros cuadrados . Bajo tales condiciones, el segundo nivel (umbral) tendrá que llegar más rápidamente despues del primero y el compartimento involucrado estará a la presión atmosférica, dentro de horas ó, minutos ó segundos dependiente del area de la perforación y el volumen del compartimento, con una disipación SF6/Aire .

El compartimento implicado debe ser convenientemente aislado dado que el esfuerzo (sostenimiento) dieléctrico ya no esta' asegurado

Partes Interiores :

- Interruptor .- las unidades están diseñadas para mantenimiento libre y servicios de operación muy larga . Las repeticiones de operaciones de mantenimiento obviamente depende del número de operaciones de interrupciones llevadas a cabo .

Se debe especificar el número permisible de interrupciones para :

Operaciones de interrupción al 100% de la corriente de falla .

Operaciones de interrupción al 75% de la corriente de falla .

Las series de interrupciones garantizadas generalmente debe corresponder a un período de servicio de 10 años. Al final de este periodo el interruptor tendrá que ser desmantelado (desmontado) para chequear las condiciones de deterioro en que se encuentran las partes en contacto con el arco eléctrico (dedos de contacto, varilla de contacto, y boquilla de soplado) . La subestación está diseñado de tal forma que posibilita un fácil desmontaje sin tener la necesidad de interferir en el funcionamiento de los otros componentes .

(seccionadores, barras, etc.).

- Seccionadores (aislamiento o barra).- Ellos son de mantenimiento libre en condiciones normales de servicio .
- Seccionador de Tierra .- Ellos son de mantenimiento libre en condiciones normales de servicio. En caso de cierre sobre corto-circuitos al 100% de la corriente de falla, la inspección de la varilla y los dedos de contacto sobre el lado de la fuente debe ser previsto .

Operaciones de manipulo del SF6 pueden serían llevadas a cabo por medio de una planta de recuperación y almacenamiento especialmente diseñada para este propósito .

Estas unidades permiten :

- Limitar el volumen de SF6 almacenado .
- Aplicación del vacío en las unidades .

CAPITULO VI

VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .

La Subestación de Pachachaca, es la primera subestación encapsulada que se instala en el país; y la primera en el mundo que se instala a una altitud de 4,100 m.s.n.m. , de ahí la importancia que tiene el llevar un reporte muy detallado de las incidencias ocurridas durante el montaje, pruebas y puesta en servicio de esta subestación .

Actualmente se tiene experiencias de este tipo de subestaciones, en Chile, Argentina, Venezuela, Brazil, todas ellas han sido instaladas a una altitud mucho menor (2000 m.s.n.m.); por consiguiente no hay experiencias del comportamiento del gas SF₆ a las condiciones de presión y temperatura similares a Pachachaca, por consiguiente es muy importante llevar una evaluación detallada del comportamiento del equipo y muy especialmente el gas SF₆; para que en futuras instalaciones no se repitan los fenómenos que en ésta pudieran ocurrir dando como resultado un mejoramiento en las especificaciones técnicas de esta clase de equipo .

Las conclusiones se detallan a continuación :

1.- En la parte de diseño del equipo encapsulado cabe mencionar lo siguiente :

1.1 Inicialmente el sistema de barras 220 Kv propuesto para S.E Pachachaca era de doble barra con un interruptor de acoplamiento .

El cambio al sistema de barras en anilloa fue adoptado, entre otros casos porque de esta manera es posible aislar un interruptor para mantenimiento sin necesidad de sacar de servicio ninguna línea; pero esta ventaja que se da en subestaciones convencionales tiene limitaciones en el caso de subestaciones encapsuladas ya que es necesario en algunos casos reducir la presión del gas en los compartimentos adyacentes, lo que puede motivar apertura de los interruptores adyacentes, por caída de presión .

Una norma industrial para los equipos encapsulados en gas (GIS), especifica la reducción de la presión del gas a un valor ligeramente superior a la presión atmosférica, en compartimentos adyacentes al que se está realizando trabajos de mantenimiento interno. Esto es para asegurar un area de trabajo segura, en el caso de que un cono "cerrado" adyacente se rompa accidentalmente durante el trabajo .

Si esta práctica va a ser seguida, podría ser necesario sacar fuera de servicio dos líneas si se tiene que realizar cualquier trabajo de mantenimiento interno en los interruptores .

Esto significa una severa restricción de operación en el sistema de ElectroPerú , entonces se debe proceder como sigue

- Se puede mantener la presión del gas en zonas adyacentes a niveles normales de tal manera, que puedan ser usados como puntos de aislamiento; confiando en las zonas de protección entre el seccionador y el interruptor y un cono abierto para proveer suficiente separación mecánica; este proceso proporciona un grado reducido de seguridad y solo se debe considerar cuando la salida de servicio de ambas líneas es imposible .

Precauciones extras se deberán tomar, si se hace otro tipo de trabajo bajo estas condiciones .

- 1.2 Otro de los aspectos que se ha obviado en las especificaciones; es la falta de una ventana de vidrio en los compartimentos del seccionador de aislamiento e interruptor, de tal forma que nos permita visualizar la verdadera posición (abierto ó cerrado) de los contactos y no se tenga que solamente confiar en la buena operación de luces e indicadores que podrían operar

incorrectamente .

En el futuro, se deberá especificar que los compartimentos tanto del seccionador de aislamiento, como el del interruptor, esté provisto de una ventana visualizadora .

- 1.3 Las tres fases están en la actualidad unidas para propósito de monitoreo de gas en una sola zona de gas . Esto crea, para propósitos de llenado de gas ó de vaciado del mismo, zonas muy grandes de gas (algunas en exceso de 300 Kg. de SF₆)

Desde que el gas SF₆, es solamente recuperable en aproximadamente un 80% y si todo el gas debe ser retirado de un compartimiento; esto significa una posible pérdida de 60 Kg. de SF₆ cada vez que se realice el trabajo en un compartimento de gas, adicionalmente se tiene el problema de almacenaje de gas , después que ha sido retirado .

Lo recomendable es tener zonas de gas más pequeñas y más manejables .

- 1.4 El método de conectar el sistema de puesta a tierra del equipo encapsulado, parece ser inadecuado.

Este podría resultar en conexiones flojas, contacto eléctrico deficiente e insuficiente con tacto .

Se recomienda fijar mejor las barras de puesta a tierra y colocar una sustancia conductora para tener un buen contacto en las barras de aluminio de puesta a tierra y la estructura soporte, la cual es de acero

La forma propuesta de poner a tierra el seccionador de puesta a tierra directamente a la carcasa del encapsulado es contrario a las algunas normas industriales existentes .

Se recomienda que el seccionador de puesta a

puesta a tierra de la subestación .

- 1.5 El equipo para la recuperación del gas, usado para adicionar, retirar y almacenar el SF₆ del equipo de maniobra, aparenta tener capacidad de almacenaje insuficiente (es decir aproximadamente 110 Kg. de gas en cada uno de los tanques de almacenamiento), la cual no es suficiente para manejar todo el gas que se tiene en un compartimento de gas grande .

Una mejor solución, que la de agregar tanques de almacenamiento podría ser instalado un tanque permanente grande con suficiente capacidad para contener todo el gas que se podría retirar .

Esto sería aproximadamente de 600Kg de SF₆ desde los dos compartimentos de gas grande

- 1.6 Por ser la humedad un agente peligroso para las propiedades dieléctricas del gas SF₆; como se muestra en el ítem 3

Todos los compartimentos de la subestación en capsulada deben tener deshumecedores (interruptores, seccionadores, barras, etc.) a falta de equipo más sofisticado y muy caro

2.- Pruebas y Puesta en Servicio

Adicionalmente a las pruebas contractuales ejecutadas por el contratista, las cuales se detallan en el capítulo IV ítem 4.4; con la aprobación de Electro Perú de acuerdo al documento "Protocolo de Pruebas N°353-001 GC-021-80 del 21-4-80 - ELECTROPERU".

Se recomienda llevarse a cabo las siguientes pruebas:

- 2.1 Prueba de calidad de las soldaduras; llenándose los compartimentos con nitrógeno seco a una presión de 60 psi absolutos .
- 2.2 Una de las pruebas que deberían realizarse, es la concerniente a la medición del porcentaje de aire contenido en el gas SF₆ . Aunque una pequeña cantidad de aire no es de importancia para el equipo encapsulado, es el problema de acumulación

después de años de servicio en que el porcentaje de aire podría subir hasta un valor tal (mayor del 5%) lo cual requeriría tomar acciones; tales como sacar fuera de servicio parte del sistema y proceder al cambio del gas en el compartimiento respectivo .

Una prueba para medir el contenido de aire durante la puesta en servicio, nos indicará cuanto de aire estaba presente (normalmente 0.5%); y entonces pruebas futuras nos indicarán si el gas esta conservando sus propiedades dieléctricas, lo cual se tendría que corregir y evitar una contaminación mayor .

Esta prueba se realiza fácilmente con el analizador de trazas de oxígeno, desde que el oxígeno representa aproximadamente el 19% del aire

Esta prueba se realiza en muy poco tiempo y en ella se consume muy poco gas.

Dado que la prueba de alta tensión (prueba dieléctrica aplicando 316 Kv al equipo encapsulado) se realizó en dos pasos, debido a que el transformador de prueba no tiene la suficiente capacidad de corriente, y toda la subestación representaba una carga excesiva; por lo que se optó por hacer la prueba dieléctrica por tramos, se aprovecho para aplicar, tensión completa de prueba a través de un interruptor abierto y un seccionador abierto alternativamente; esto probó el interruptor y el seccionador a su máxima tensión de prueba .

También se deja establecido que los límites de humedad que no pueden ser excedidos bajo ningún procedimiento de llenado son de 300 a 600 p.p.m. entre el 1er y 6to mes de la fecha de llenado de gas SF₆ respectivamente .

3.- Recomendaciones

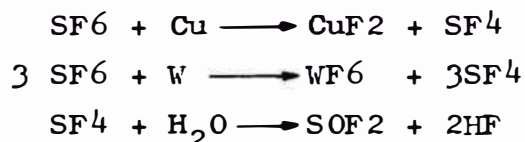
3.1 Uno de los fenómenos que se presentan en ese

tipo de instalaciones es la que se refiere a los procesos de degradación de las grasas, debido a la disociación de productos del gas SF₆ (ref. N^o 5)

Es conocido que algunos materiales aislantes son degradados por productos de disociación del gas SF₆. Esta degradación es afectada por la existencia de humedad. Por lo tanto, los productos disociados son absorbidos por el gas SF₆ y la humedad que está presente en un sistema encapsulado en gas (GIS).

Muchos estudios relacionados a la degradación de materiales aislantes debido a la disociación de productos del gas SF₆ han sido realizados. Sin embargo no se han realizado estudios de las sustancias de sellado por ejemplo de grasas (lubrificantes) y gomas usadas en la GIS.

Una gran cantidad de productos disociados con descarga en SF₆ es el SF₄, y SOF₂, son activos, algunos materiales aislantes son degradados por estos productos, el SF₄ es producido por reacción de SF₆ con el electrodo metálico durante la descarga eléctrica produciéndose las siguientes reacciones :



De los estudios realizados en (Ref. N^o5) fue establecido que la grasa Lithium es relativamente degradada debido a los productos disociados del SF₆.

La grasa bentonita y urea son apropiadas para sistemas aislados en SF₆.

Por lo tanto se recomienda en lo sucesivo que se exija al fabricante proporcione información detallada del tipo de grasa que se utiliza en la

GIS (Gas Insulated Subestación).

Es por este motivo que se debería establecer se un programa de monitoreo, para determinar el contenido de aire y el contenido de humedad en cada compartimiento, de tal manera de descubrir cualquier cambio en las condiciones del gas .

3.2 Cabe mencionar asimismo el efecto de las partículas conductoras sobre la tensión disrruptiva las cuales reducen el esfuerzo de ruptura del gas .

En los estudios realizados (Ref. N°6) se concluye en lo siguiente :

- A.- El efecto de las partículas conductoras sobre el esfuerzo de rotura (tensión disrruptiva) del gas SF₆ es más seria para tensiones a frecuencia de la red que para las tensiones de impulso . Fig. (23) .
- B.- El flashover para tensiones a la frecuencia de la red sería reducida al 30% aproximadamente y la tensión de impulso en un 15% aproximadamente, por fragmentos metálicos, los cuales pueden ser encontrados si un estricto control de calidad no es realizado durante el trabajo de ensamblaje (montaje) .
- C.- La superposición de las tensiones de impulso y las tensiones a frecuencia industrial da casi el mismo resultado como la tensión de impulso sola con partículas conductoras de una longitud de 0.3mm de longitud aproximadamente; con partículas de mayor longitud la degradación del gas es mayor .

Este es uno de los motivos por los cuales el montaje debe hacerse tomando las medidas de limpieza recomendadas .

3.3 La localización de una falla en servicio en el equipo de maniobra aislado en gas, es con frecuencia simplemente un asunto de observación

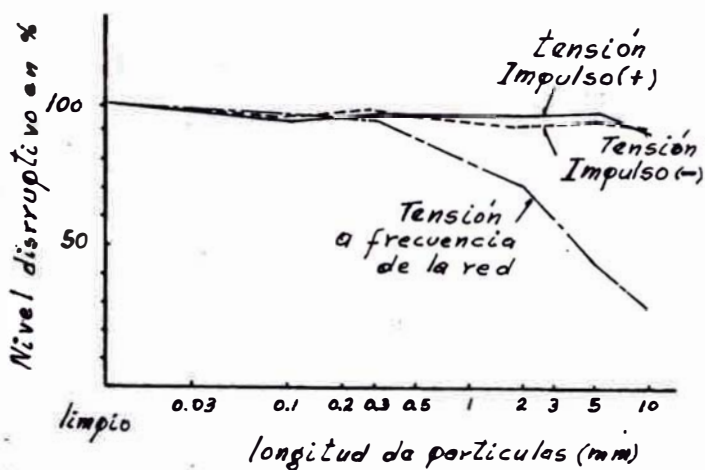


Fig. 23.- Degradación del nivel disrruptivo del gas SF6 en función del tamaño de partículas conductoras contenidas en los encapsulados, a una presión de 1 atmósfera.

por una ruptura, por explosión de disco de seguridad o en el peor de los casos un agujero en el encapsulado. En el caso de cierto tipo y localización de falla aparentemente no se muestra el problema .

Actualmente se estudia dispositivos de localización de fallas en equipo encapsulado; tales como descargas parciales en el interior del encapsulado .

- 3.4 El equipo de maniobra (switchgear) aislado en gas SF₆ deben ser diseñados, fabricado e instalado con mucha precisión. Una simple partícula o defecto en el espaciador puede conducir a una falla .

La presente confiabilidad está limitada por la naturaleza de las pruebas usadas para asegurar la calidad de los aparatos instalados .

La corriente de falla depende de la geometría de la subestación y la carga , las altas corrientes de falla alcanzable es 31 KA para una subestación de 230 Kv. El promedio de duración de la falla es cerca de 3 ciclos (0,05 seg.) .

La señal del arco está caracterizada por un número de parámetros incluyendo corriente, presión, geometría, longitud y corriente del arco; los seccionadores y espaciadores (conos aislantes) son identificados como los lugares más probables para que ocurra fallas (REF. N°7) las operaciones mecánicas y los problemas de contacto podrían ser las razones por las que con mucha frecuencia se localizan fallas cerca de los seccionadores de tierra y seccionador de línea (o barra).

Es interesante notar que las frecuencias de ocurrencia de fallas es distribuido igualmente entre interruptores, ductos de barra, transformadores de potencial y otros.

También en un estudio detallado (REF. N°7)

se ha clasificado la magnitud de daño causado du
rante una falla, estos son :

- a) No existe daño .
- b) Daño Ligero .
- c) Daño Medio .
- d) Daño Extenso .
- e) Completamente quemado .

Después de una falla de servicio, según las estadísticas indican que en estas clases de instalaciones (GIS) el daño promedio está entre daño medio y daño extenso del equipo de una GIS .

La gravedad de daños después de una falla en servicio está sustentada por el largo tiempo an
tes que se pueda reenergizar el sistema .

Existe un indicio según las estadísticas que la mayoría de las fallas ocurren en los primeros años de operación del nuevo equipo; además también estas estadísticas señalan que aprobando la prueba de campo el equipo no garantiza que duran
te el servicio; no pueda ocurrir una falla .

Las fallas en servicio tienden a ocurrir más en los espaciadores y partes mecánicas móviles, asimismo en seccionadores de tierra y seccionadores de aislamiento (barra y línea) .

El quemado total de los equipos en la subestación reportados fueron en subestaciones de 120 Kv. con 31 y 11KA de corriente de falla durante 3 y 4 ciclos (49.9 ms y 66.4ms) respectivamente.

Por lo tanto, se recomienda exigir al Contra
tista demostrar la calidad dieléctrica de los co
nos separadores que se han instalado en la S.E. Pachachaca ya que como hemos visto anteriormente es uno de los puntos donde ocurren la mayoría de las fallas .

- 3.5 Una de las pruebas que se deberían de exigir es la referida a la medida de la "Tg δ " del gas, con lo cual estarían comprobando la calidad

dieléctrica del gas .

3.6 Durante el periodo de operación experimental se presentó un chisporroteo (flashover) externo en los espaciadores cónicos del tipo cerrado que se paran el compartimento del interruptor, del resto de compartimentos que componen el sistema en capsulado .

Al respecto debemos mencionar lo siguiente :

La característica disrruptiva del gas SF₆ es influenciada por una intensificación local de campo eléctrico, así espaciadores usados en aparatos aislados en gas SF₆ deberán ser dise ñados para evitar la intensificación de campo eléctrico en la región del SF₆ y de esta manera evitar el flashover exterior .

Los espaciadores (conos aislantes) normalmen te usados, son fabricados de molde de resina epóxica, por lo tanto existe una diferencia de la constante dieléctrica entre la resina epóxi ca y el gas SF₆ que es una causa de la intensi ficación de campo eléctrico en la vecindad de la interfase gas SF₆- resina epóxica-electrodo la estructura fundamental del espaciador tipo cónico analizado es mostrado en la Fig. (24) el cual esta fabricado con una resina epóxica bis phend .A de constante dieléctrico aproximadamente 6 , la distribución de potencial es mostrada en la Fig. (25) .

En las pruebas llevadas a cabo (Ref. N°10) con tensión de impulso negativo el flashover comienza en el punto "E" y se propaga a lo lar go de la superficie del espaciador como lo mues tra la flecha en la Fig. (26) así el flashover parece ser causado por la intensificación local del campo eléctrico en la interfase encapsula do-espaciador (punto E en la Fig.24) la ten sión fue de 15% a 20% inferior al valor de

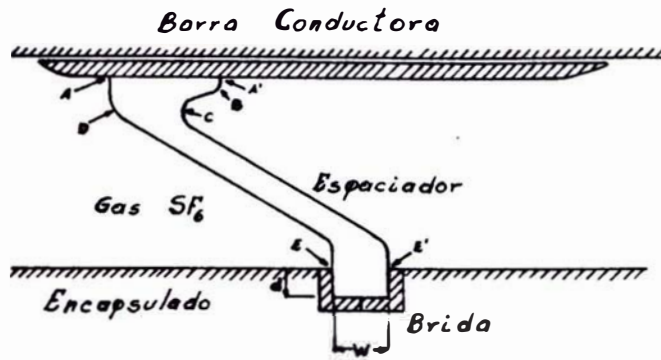


Fig. 24.- Estructura básica de espaciador tipo cono

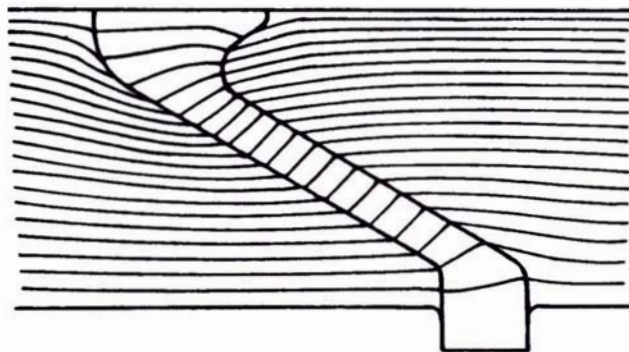


Fig. 25.- Distribución de Potencial.

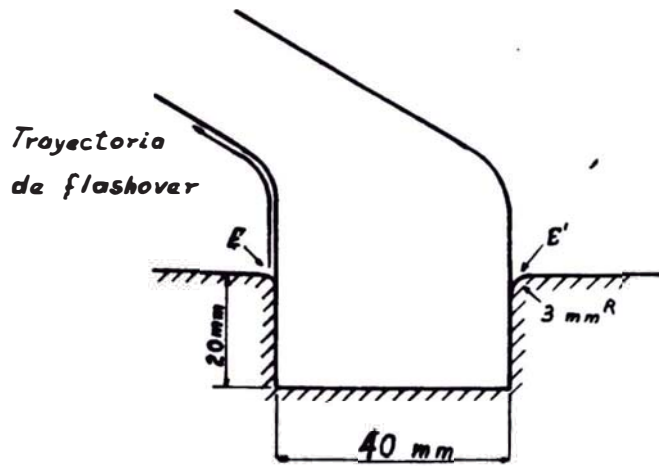


Fig. 26.- Condición de interfase espaciador-encapsulado

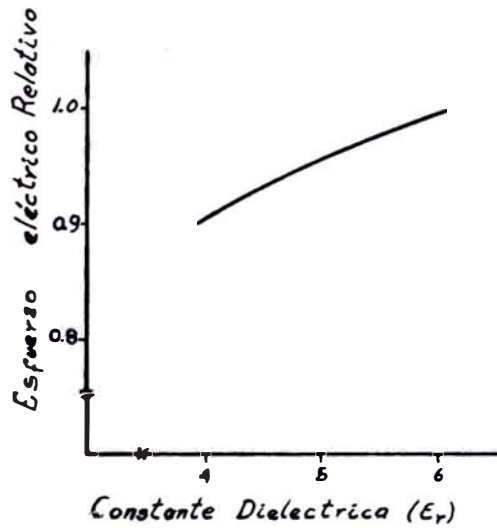


Fig. 27.- Relación entre la constante dieléctrica del cono espaciador y la intensidad local de campo eléctrico

tensión estimada para que ocurra el flashover

Existen algunos métodos para reducir la intensificación local de campo eléctrico, entre los que podemos mencionar :

- Reducción de la Constante Dieléctrico.- La distorsión de campo eléctrico cerca de un espaciador llega a ser mayor a medida que aumenta la constante dieléctrica de la resina epóxica .

El espaciador analizado tiene excelente características termo-mecánicas pero la constante dieléctrica de un valor 6 es relativamente alta .

La relación entre la constante dieléctrica y el esfuerzo eléctrico es mostrado en la Fig. (27) ; de allí podemos notar que la reducción de la constante dieléctrica desde 6 hasta 4 (reducción del 33%) causa solamente una reducción del 9% del esfuerzo eléctrico. No se puede tener un espaciador de reducida constante dieléctrica ya que no sería una garantía de aislamiento y podría fallar al aplicar la tensión de prueba a frecuencia industrial (316 Kv) .

Por lo tanto se debe pedir al fabricante una explicación de los fenómenos disruptivos que se presentan en los conos de separación de compartimentos anteriormente mencionados; y exigir solución a este problema presentada ya que el mayor porcentaje de fallas en este tipo de instalaciones , se producen en los espaciadores (Ref. N°7) .

- 3.7. Una de las conclusiones más importantes es la referente a la selección y utilización de este tipo de subestaciones .

Si bien actualmente el tipo encapsulado es muy aplicado en los países altamente industria

lizados; se debe principalmente a que ellos cuentan con grandes centros de consumo (gran demanda) , y poca disponibilidad de terreno, cerca de los centros de carga; lo cual hace que este rubro (costo de terreno) represente un factor muy importante dentro del costo total de la subestación .

Dado que el area ocupada por una subestación del tipo encapsulado es aproximadamente la tercera parte del area ocupada por una subestación del tipo convencional para el mismo nivel de tensión; por lo tanto el costo del terreno es mucho menor, haciendola más competitiva con la subestación del tipo convencional a pesar que el equipo encapsulado es mucho más caro que el convencional .

En nuestro país no se ha llegado a esos casos , por lo que una subestación instalada dentro del casco urbano, más económico resultaria que éste equipada con equipo convencional que con equipo encapsulado, porque el costo del terreno ocupado no representa un costo demasiado elevado, que haga al equipo encapsulado más competitivo .

En el caso de la subestación Pachachaca si se justifica su aplicación, si bien el costo del terreno representa un costo casi insignificante, es principalmente el lugar de instalación (4100 m.s.n.m.) y una atmósfera corrosiva lo que primó para la elección de equipo encapsulado, si hubieran tenido equipo convencional hubieramos tenido que diseñar para está clase de equipo un nivel de aislamiento correspondiente a una tensión de 362Kv. lo cual hace que los costos se incrementen demasiado, haciendo a la subestación convencional más costosa que la subestación encapsulada, además que el costo de

Obras civiles es mucho mayor en las subestaciones convencionales .

En conclusión en nuestro país solamente en casos muy particulares (altitud y contaminación atmosférica) resulta más ventajoso , la utili zación de subestaciones encapsuladas .

CAPITULO VII

VII.- PRESUPUESTO DE SUMINISTRO-TRANSPORTE-MONTAJE
SUBESTACION ENCAPSULADA .

SISTEMA INTERCONECTADO DE LA REGION CENTRAL

S.E. PACHACHACA

OBRAS ELECTROMECANICAS Y CIVILES

RESUMEN TABLA DE CANTIDADES Y PRECIOS

PRECIOS EN MILLARES DE UNIDADES

MONTO CONTRACTUAL

Tipo de Cambio 7351 Soles/US \$
Febrero 1985.

DESCRIPCION	SUMINISTRO FOB		TRANSPORTE EX-FAB-CALLAO		TRANSPORTE LOCAL		MONTAJE		OBRAS CIVILES	T O T A L E S	
	U.S. DOLAR	SOLES	U.S. DOLAR	SOLES	SOLES	US. DOLAR	U.S. DOLAR	SOLES			
<u>A.- OBRAS ELECTROMECANICAS.</u>											
. Celdas Blindadas SF6, 220kV.	2,351.5	666,548.00	224.15	1,424,345.	166.86					2,742.51	1,424,345.00
. Trafo de Tensión.	120.85	41,530.00	10.86	134,431.	9.70					141.41	175,961.00
. Pararrayos.	78.89	29,548.00	5.92	82,082.	6.29					91.10	111,630.00
. Equipamiento Alta Tensión.	18.08	3,783.00	1.40	32,107.	1.36					20.84	35,890.00
. Cadenas de Aisladores.	6.78	95,391.00	0.64	70,194.	0.61					8.03	165,585.00
. Red de Tierra.	31.52	21,144.00	2.74	201,018.	2.58					36.84	222,162.00
. Trafo de Serv. Auxiliares.	7.20	6,165.00	1.04	49,789.	0.57					8.81	55,954.00
. Metalclad 10kV.	28.66	4,618.00	1.37	9,144.	2.29					32.32	13,762.00
. Cables 10kV y Pararrayos.	18.68	17,473.00	3.12	23,219.	1.48					23.28	40,692.00
. Línea 10 kV.	10.91	22,521.00	1.22	26,709.	0.89					13.00	49,230.00
. Tableros-Servicios Auxilia.	104.21	12,308.00	8.8	25,546.	8.31					121.32	37,854.00
. Batería de Acumuladores.	21.37	18,449.00	1.9	33,133.	1.71					24.98	51,582.00
. Equipo de Mando.	562.49	116,563.00	20.38	136,897.	43.67					626.54	253,460.00
. Cableado Baja Tensión.	46.06	34,201.00	4.02	300,829.	3.67					53.75	335,030.00
. Grupo de Emergencia Diesel.	52.89	18,473.00	2.76	13,913.	4.22					59.87	32,386.00
. Alumbrado del Edificio SF6.	7.90	27,314.00	1.32	262,487.	0.98					10.20	289,801.00
. Ventilación.	66.61	30,781.00	5.70	109,768.	5.21					77.52	140,550.00
. Máquinas y Herramientas para el Taller.	47.01	5,558.00	3.99	88,690.	3.65					54.65	94,248.00
. Equipos varios de Mantenimiento.	226.85	199,739.00	24.12	-.-	18.52					269.49	199,739.00

DESCRIPCION	SUMINISTRO FOB		TRANSPORTE EX-FAB-CALLAO		TRANSPORTE LOCAL		MONTAJE		OBRAS CIVILES	T O T A L E S	
	U.S. DOLAR	SOLES	U.S. DOLAR	SOLES	SOLES	SOLES	U.S.DOLAR	SOLES		U.S. DOLAR	SOLES
. Grva. Eléctrica.	22.25		1.94		12,308.00		1.77			25.96	18,240.00
. Equipo Contra Incendios.	14.00		1.22		10,142.00		1.12			16.34	65,818.00
. Estructuras Metálicas - Reticulares.	219.76		22.67		295,651.00		807,613.			242.43	1'103,264.00
SUBTOTAL EQUIPO PERMANENTE:	4,064.47		351.28		1'690,208.00		3'893,523.	285.44		4,791.60	5'583,731.00
- REPUESTOS.	83.21		7.20							90.41	
SUBTOTAL REPUESTOS:	83.21		7.20							90.41	
TOTAL OBRAS ELECTROMECANICAS - (A) :	4,147.68		358.48		1'690,208.00		3'893,523.	285.44		4,882.01	5'583,731.00
B.- OBRAS CIVILES.									775370326		7'753,703.00
TOTAL OBRAS CIVILES (B) :									775370326		7'753,703.00

VIII.- BIBLIOGRAFIA

- 1.- "Fundamentos de la Teoria Electromagnetica"
J. Reitz - F. Milford .
- 2.- "Electromagnetic Theory for Engineering Applicatione"
de W.L. Weeks .
- 3.- Robert T. Collier - Floy E. Doughty "550 Kv. gas
Insulation-Station Energized"
Transmission and Distribution
July 1980
- 4.- Chu F.V.- Boggs S.A. - Ford G.L. "Inproved Fault
Location for Gas-Insulated Switchgear"
Transmision and Distribution
July 1980
- 5.- "Degradation Process of Grease Due to SF₆ Gas Dissocia
tion Products"
I.E.E.E. Vol-Per-2 N°8
Agosto 1982
- 6.- Kiyoji Morii-Yoshio Yamashita-Yoshinobu Harumoto-
"Development of 500 Kv. gas insulated switchgear and
its Application"
I.E.E.E. Pág. 1945-1953
Agosto 1973 .
- 7.- Chu F.V. - Tahilioni V.
"Gas Insulated Substation Faults Survey"
I.E.E.E. Transactions Pas vol. Pas 99-N°6
Nov.-Dic 1980
- 8.-N. Cuk - N.K. Nishikawara - G.G. Mc. Grae .
"Specification and Application of SF₆ Compressed gas
Insulated Switchgear a. Utility's Point of view"
I.E.E.E. Transaction Pas vol. Pas 99- N°6
Nov. - Dic - 1980 .

- 9.- M.P.Jain - L.M. Roy
"Proximity Effects in Cylindrical Bus Enclosures"
I.E.E.E. Transaction Pas Vol-Pas .
- 10.- K. Itaka - T. Hara - T. Misaki
"Improved Structure Avoiding local Field Intensification on Spacers in SF₆ Gas "
I.E.E.E. Transactions Pas - Vol- Pas - 102 - N° 1
Enero 1983 .
- 11.- C. Lindsay - M. Hick .
"Experience with SF₆ - gas - Insulated Substations and Proposals for Improved Reliability"
I.E.E.E. Transactions Pas - Vol. Pas - 103 N° 9
Septiembre 1984
- 12.- G.S. Ashdown - R.H. Cook
" Claireville Transmission Station - North America's Foremost Gas Insulated Substation"
C.E.A. Electrical Apparatus Section
Marzo 1981
- 13.- "High - Voltage Metal-Enclosed Switchgear for rated Voltages of 72.5 Kv and Above"
I.E.C. - 517
1975 .
- 14.- "IEEE Standard for Switchgear Assemblies Including Metal- Enclosed Bus"
ANSI - C37 - 20 - 1969
- 15.-"IEEE Guide for Safety in Substation Grounding"
IEEE - 80 - 1976
- 16.- "Dossier des Resultats de Controle et Dessais de Routine Sur le Site "
Alsthom - Atlantique .