



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

41126
75a



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CAMPUS ARAGÓN

**"PROCEDIMIENTO DE MONTAJE DE UNA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA EN UNA TENSIÓN DE 230 KV UTILIZANDO COMO
MEDIO AISLANTE EL HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6)."**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
PRESENTAN :**

**JOSÉ (MUCIÑO) HERNÁNDEZ
MOISÉS CARRION MIRANDA**

SAN JUAN DE ARAGÓN, ESTADO DE MÉXICO, NOVIEMBRE 2003

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

INTRODUCCION

CAPITULO I: GENERALIDADES

- 1.1 Centro Nacional de Control de Energía.
- 1.2 Misión y organización del C.E.N.A.C.E.
- 1.3 Equipos Encapsulados.

CAPITULO II: INFRAESTRUCTURA ELECTRICA NACIONAL

- 2.1 Sistema Eléctrico Nacional.
- 2.2 Sistemas de Información y Administración de la Energía.
- 2.3 Infraestructura Eléctrica Nacional.
- 2.4 Antecedentes históricos de la infraestructura Eléctrica en el estado de Puebla.

CAPITULO III: TIPOS DE SUBESTACIONES.

- 3.1 Clasificación de las subestaciones.
- 3.2 Elementos que componen una subestación.

CAPITULO IV: ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6).

- 4.1 Generalidades.
- 4.2 Subestaciones encapsuladas en SF6.
- 4.3 Procedimiento general de montaje.
- 4.4 Limpieza de las partes integrantes de la instalación de SF6.
- 4.5 Equipos en hexafluoruro de azufre (SF6)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO V: PRUEBAS DE FABRICA A LOS ELEMENTOS QUE COMPONEN
UNA SUBESTACIÓN EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE.**

- 5.1 Pruebas de prototipo.
- 5.2 Inspección y pruebas de aceptación en fabrica.
- 5.3 Pruebas en campo al equipo en SF6.

**CAPITULO VI: INSTRUCCIONES DE LLENADO A LOS COMPARTIMENTOS
QUE COMPONEN LA SUBESTACION ELECTRICA.**

- 6.1 Equipo de llenado y evacuación de gas para instalación de 230 KV.
- 6.2 Instrucciones de llenado para instalación de 230 KV.
- 6.3 Instrucciones de llenado para interruptor de 230 KV.
- 6.4 Contenido de humedad del gas aislante SF6.

CONCLUSIONES.

BIBLIOGRAFIA.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

INTRODUCCION.

La Energía Eléctrica es una de las fuentes principales, que colaboran con el desarrollo de un país. Lo podemos comprobar con tan solo mirar a nuestro alrededor, en el hogar, en las escuelas, en los hospitales, en los medios de transporte, en los medios de comunicación, en las industrias, en el alumbrado público, etc., y se podrían enumerar infinidad de utilizaciones más de este recurso energético.

En el empleo de la energía eléctrica, ya sea para fines industriales, comerciales o de uso residencial, intervienen una gran cantidad de maquinas y equipo eléctrico; existe una compleja infraestructura que nos permite generar, en lugares lejanos a los centros de consumo, transmitir esa energía hasta los centros de consumo, y una vez ahí distribuirla a cada uno de los consumidores.

Como consecuencia del desarrollo social y demográfico del país, las necesidades aumentan día con día, y las grandes urbes requieren una cantidad mayor de energía, para lo cual el hombre a desarrollado tecnologías que impliquen un aceleramiento en la construcción de subestaciones, a un menor costo y en un menor tiempo.

Para lograr traer la Energía Eléctrica desde los lugares de generación hasta los centros de consumo, es necesario auxiliarse de subestaciones elevadoras y subestaciones reductoras; esto es, las subestaciones son el punto de enlace entre los centros de generación y consumo.

La presente tesis fue elaborada con el fin de proporcionar información sobre las subestaciones encapsuladas que utilizan como medio aislante el hexaflúoruro de azufre, y que en la actualidad se están instalando en el Sistema Eléctrico Nacional como una necesidad de reducción de espacio en las grandes urbes, además de la confiabilidad y continuidad que estos equipos proporcionan, debido al poco, o casi nulo mantenimiento que estos requieren; así como información sobre la infraestructura eléctrica en el país y en forma específica en el estado de Puebla la propuesta que el gobierno tiene para el desarrollo en esta materia; y en una forma más particular de la infraestructura existente en el estado de Puebla.

Iniciaremos en el capítulo I, con información del Sistema Eléctrico Nacional, y el porque de la utilización de subestaciones encapsuladas, que utilizan como medio aislante el hexaflúoruro de azufre.

En el capítulo II, hablaremos de la infraestructura Eléctrica Nacional, de su complejidad, de la propuesta que el gobierno tiene para el desarrollo en esta materia; y en una forma más particular de la infraestructura existente en el estado de Puebla.

En el capítulo III iniciaremos el estudio relacionado con los componentes de una subestación tipo convencional, las diferentes formas de clasificar una subestación, y nos servirá de entrada para el capítulo IV, donde hablaremos ya, de lo que es una subestación encapsulada.

De las subestaciones encapsuladas mencionaremos los elementos que la componen, el procedimiento que se debe seguir para su montaje, la limpieza y cuidados que se deben tener y que son de suma importancia. También mencionaremos algunos equipos instalados y de donde proceden, ya que, en México no se fabrican.

En el capítulo V podemos observar las pruebas preliminares en fábrica, necesarias para que el equipo pueda ser considerado apto para su instalación, así mismo las pruebas en campo realizadas antes de la puesta en servicio, para ser integrada al sistema eléctrico.

En el capítulo VI tenemos las instrucciones de llenado a los compartimentos; una vez que el equipo ha sido montado, ensamblado, y las pruebas resultaron satisfactorias para su puesta en servicio.

TESIS CON
FECHA DE ORIGEN

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

El desarrollo económico y social de un país está fuertemente vinculado a su patrón de consumo energético. Es así que en nuestro país el desarrollo económico y social se debe en buena medida a los avances obtenidos por dos de sus principales industrias: El Petróleo y La Electricidad.

En el caso particular de CFE y derivado de la nacionalización de la Industria Eléctrica en 1960 , la necesidad de aprovechar los recursos Hidroeléctricos del país localizados a grandes distancias de los centros de consumo, la unificación de frecuencias y la interconexión de los sistemas, se hizo necesario crear una entidad encargada de la operación, control y coordinación de los incipientes sistemas eléctricos de ese entonces. Es así que hace 33 años se creó centralmente la Oficina de Operación Nacional de Sistemas y las Oficinas de Operación Sistema en varias partes del país, que es el antecedente de lo que hoy conocemos como el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

La forma en la que los fundadores de esta entidad lograron vislumbrar el futuro es impresionante, se anticiparon a su época y sentaron las bases de una forma superior de control de un sistema eléctrico; así por ejemplo, vemos como en la actualidad las empresas eléctricas americanas convergen lentamente hacia este modelo.

Los fundadores del CENACE fueron capaces de dominar la técnica de su tiempo, de capacitar y orientar los recursos humanos y obtener los recursos técnicos y financieros para alcanzar su objetivo. Hoy en día el mundo y México han cambiado, han caído los viejos modelos económicos y surgido las economías globalizadas; el estado y el sector privado de la economía jugarán nuevos roles, dentro del Sector Eléctrico de acuerdo al marco regulatorio vigente. Pero lo que no ha cambiado es que, hoy como ayer, la evolución del país depende de un adecuado y oportuno suministro del energético. Más aún, en este contexto la importancia relativa de la electricidad se ha incrementado. Estos principios establecen el nuevo reto, transformar al CENACE conservando su esencia para que seamos capaces de estar a la altura de nuestros tiempos.

La tarea no es fácil, para garantizar la seguridad, calidad y economía del suministro de energía eléctrica, deberemos desarrollar nuevos sistemas que aprovechen las ventajas que ofrece la tecnología moderna, vencer inercias, mejorar continuamente la calidad de nuestros servicios contando como siempre con el recurso mas valioso: los hombres y mujeres que trabajan en el CENACE.

1.2. MISIÓN ORGANICA DEL CENACE

El centro Nacional de Control de Energía (CENACE), es un organismo creado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con la misión de :

MISIÓN CENACE

ADMINISTRAR LA OPERACIÓN Y EL CONTROL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL, EL DESPACHO DE GENERACIÓN, LAS TRANSACCIONES CON LAS UNIDADES DE NEGOCIOS DE CFE Y CON LOS PERMISOS EXTERNOS, EL ACCESO A LA RED DE TRANSMISIÓN ELECTRICA Y LOS SERVICIOS DE INFORMACIÓN E INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO; PARA LOGRAR LA MEJORA PERMANENTE DE LA CONTINUIDAD, SEGURIDAD, CALIDAD Y ECONOMÍA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELECTRICA.

OBJETIVOS

Para el logro de la misión es necesario el planteamiento de objetivos estratégicos que orienten los esfuerzos del grupo del CENACE hacia la consecución de esos objetivos y Por ende, al logro de la misión Los objetivos básicos del CENACE son mantener la continuidad en el suministro, calidad en el servicio, seguridad en la operación y economía global, respetando las *restricciones ambientales*.

Objetivos Básicos de la Operación del Sistema Eléctrico

Seguridad

Continuidad

Calidad

Economía

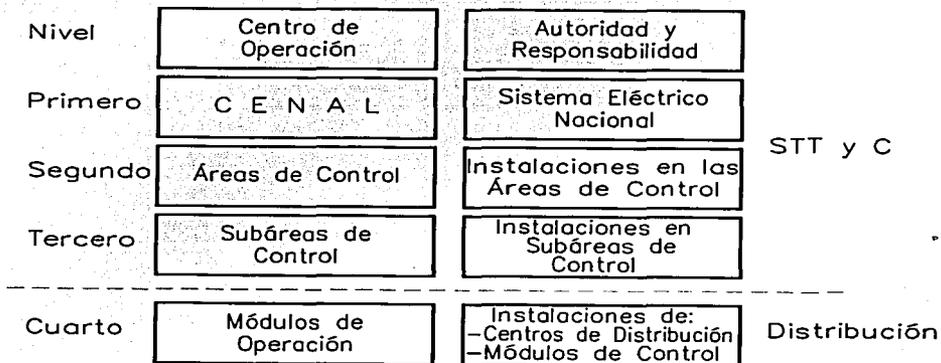
La continuidad consiste en la acción de suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica a los usuarios de acuerdo con la normatividad y reglamentos vigentes aplicables.

La calidad implica mantener el suministro de energía eléctrica dentro de estándares internacionales en los valores de voltaje y frecuencia.

La seguridad obliga a mantener las condiciones del Sistema Eléctrico de Potencia dentro de márgenes operativos que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios.

La *economía* implica satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al más bajo costo de producción global en base a la disponibilidad de unidades generadoras, disponibilidad de energéticos primarios, escurrimientos hidráulicos y restricciones en la red de transmisión.

La estructura orgánica actual consta de cuatro niveles jerárquicos, cada uno con funciones específicas que debe llevar a cabo, siempre en forma coordinada; los tres primeros dependientes de la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control (STTyC), y el cuarto dependiente de la Subdirección de Distribución.



El Primer nivel jerárquico está constituido por un Centro Nacional (CENAL), que planea, coordina y supervisa la generación de energía y la seguridad de la red troncal nacional. La seguridad, la calidad de la frecuencia y la economía global del SEN son los objetivos básicos atendidos en este nivel. El CENAL tiene autoridad técnica y administrativa sobre los subsecuentes niveles.

El segundo nivel lo constituyen 8 áreas de control, en que se ha dividido el SEN, para su mejor coordinación y administración. A cada una de estas áreas les corresponde supervisar la generación y mantener la seguridad, la continuidad y la calidad en la red de transmisión y subtransmisión, en un ámbito geográfico determinado.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El tercer nivel lo conforman 25 subáreas de control, que atienden la calidad del voltaje y la continuidad del servicio, operando y supervisando la red eléctrica de subtransmisión que está bajo su responsabilidad.

El cuarto nivel lo opera Distribución y está constituido por centros de distribución y módulos de control, que operan y supervisan las maniobras en la red eléctrica de distribución en puntos más cercanos al consumidor.

1.3 EQUIPOS ENCAPSULADOS

En el empleo de la energía eléctrica, ya sea para fines industriales, comerciales o de uso residencial, intervienen una gran cantidad de máquinas y equipo eléctrico. Para lograr traer la energía eléctrica desde los lugares de producción a los centros de consumo es necesario auxiliarse de las subestaciones elevadoras y de las subestaciones reductoras. Esto es las subestaciones son el punto de enlace entre los centros de generación y de consumo.

Desde hace algún tiempo hemos observado el gran crecimiento de las zonas urbanas y el enorme aumento de las industrias, y como consecuencia lógica una mayor demanda de energía eléctrica. Debido a este crecimiento de zonas urbanas, la posibilidad de grandes extensiones de terreno para la instalación de subestaciones a la intemperie se van reduciendo cada vez más.

El avance de la tecnología visualiza estas situaciones para lo cual ha creado equipos que conformen una subestación, pero que optimicen espacio y que además no rompa con la modernidad de una gran ciudad. Uno de estos equipos son los llamados "encapsulados" que son los mismos elementos que conforman una subestación pero, que se encuentran dentro de envolventes y que utilizan además el gas de hexafloruro de azufre como aislante.

Con la aplicación de dispositivos llenos de gas, utilizando gas SF6 como aislamiento o como medio de extinción del arco, ha progresado su uso en equipos de subestaciones a través del mundo y los aparatos aislados por aire están siendo gradualmente reemplazados por estos que utilizan gas.

Dispositivos llenos de gas tales como interruptores de sople de gas, subestaciones aisladas con gas (GIS, Gas Insulated Switchgear), buses aislados con gas, líneas aisladas con gas, etc. tienen muchas características excelentes y su aplicación está basada en razones específicas, las cuales difieren de un caso a otro. Estas características son las siguientes: Confiabilidad, mantenimiento reducido, ahorro de espacio, adaptabilidad a exigencias ambientales, resistencia a la contaminación salina y así sucesivamente. Estas aseguran ventajas claras sobre las subestaciones del tipo abierto o convencionales especialmente en áreas con condiciones ambientales adversas como atmósferas polvorientas, húmedas o salinas. Además, con las subestaciones encapsuladas en gas (GIS), se reducen las influencias en el entorno, como la radio interferencia por inducción corona, las cuales no ocurrirán.

Como el desempeño del aislamiento gaseoso depende mucho de la calidad del gas SF₆, este debe ser revisado y controlado para mantener su pureza y características esenciales. Por lo que toca al aceite aislante, métodos de verificación de las condiciones internas de los aparatos aislados con aceite operando en el campo son universales usados y perfectamente bien demostrados. Los gases disueltos extraídos del aceite son analizados por un cromatógrafo de gas y después las condiciones internas de los aparatos llenos de aceite son evaluados basados en estos gases componentes y sus cantidades. Un principio similar es aplicable para dispositivos llenos de gas.

Los gases componentes y sus volúmenes en el gas SF₆ de los aparatos son analizados y las condiciones internas de estos pueden ser estimados basados en los resultados.

Actualmente sin embargo, no hay datos suficientes de estos dispositivos, porque la historia de los aparatos es muy corta cuando se compara con la de aparatos llenos de aceite. Con objeto de evaluar nuestros propios datos y las condiciones supuestas del SF₆, se proponen pruebas simuladas de sobretemperatura de arqueo y de descargas parciales en vasijas de prueba. Así mismo se hace mención que en la actualidad se están empleando subestaciones encapsuladas en SF₆ del tipo híbridas las cuales toman una parte de los equipos convencionales y otra de las subestaciones encapsuladas, las cuales sus costos de adquisición es superior al primero de estas e inferior al de las encapsuladas normalizadas.

La presente tesis es elaborada con el fin de proporcionar información sobre estos nuevos elementos que se están instalando ya en nuestro país en el Sistema Eléctrico Nacional, como consecuencia de la optimización de espacio y mejoramiento de la calidad del suministro de energía eléctrica para el consumidor.

CAPITULO II

INFRAESTRUCTURA ELECTRICA NACIONAL

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Los principales centros de consumo se localizan en la parte central del país, destacando las ciudades de México, Monterrey, Guadalajara, Veracruz, Puebla y Tijuana. En la ciudad de México y su zona conurbada se concentra cerca del 25% de la demanda total del país, la cual es atendida por la empresa Luz y fuerza del Centro. La demanda de energía es dinámica, cambia a cada instante en forma horaria, diaria, semanal y estacionalmente.

Dado que la demanda cambia a cada instante es necesario variar continuamente la energía que producen las unidades generadoras, controlando las características de voltaje y frecuencia, además de conservar los límites de operación de cada uno de los elementos del sistema (generadores, transformadores, líneas, etc.), vigilando que se cumplan los objetivos básicos de la operación.

Para la producción de energía eléctrica se aprovechan las fuentes primarias de energía de que se dispone (hidrocarburos, agua, carbón, nuclear, geotérmica y vientos), coordinando su operación para la producción del KWh al más bajo costo.

Debido a la gran distancia entre los centros de generación y los centros de consumo, es necesario contar con una red de transmisión que nos permita enlazarlos y a la vez dar flexibilidad de asignar la generación más conveniente para satisfacer la demanda.

El SEN está conformado por la red troncal del Sistema Interconectado (SI), que integra a las áreas de control Central (CEL), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN); el Sistema del Area Noroeste (NOR) opera generalmente en forma aislada y solo se interconecta en forma esporádica con el resto del conjunto, y la red de los sistemas aislados Norte y Sur del área de control Baja California (BCA).

SI = CEL+ORI+OCC+NTE+NES+PEN
SIN = SI+NOR
SEN = SIN+BCA

La interconexión de los sistemas ha permitido las siguientes ventajas:

- .Aprovechamiento óptimo de los recursos de generación y transmisión.
- Asistencia mutua en caso de emergencia y contingencia.
- Aprovechamiento de la diversidad de las cargas para satisfacer mejor la demanda máxima del sistema.

El despacho económico es centralizado, logrando así el más bajo costo de producción global.

Red Troncal del SEN.

Para 1995 el SEN estaba conformado por 101 líneas de transmisión de 400 kV con un total de 11,367 km; 393 líneas de transmisión de 230 kV con un total de 19,529 km y en los voltajes de 161, 150, 138 Y 115 kV un total de 716 líneas con una longitud de 22,056 km.

La red nacional mantiene enlaces con otras redes de Estados Unidos de Norteamérica y Belice: A Estados Unidos de Norteamérica en forma permanente está interconectada la red de Baja California Norte mediante 2 líneas de 230 kV; en forma aislada el Sistema Interconectado lo hace mediante 3 líneas de 138 kV Y 2 de 115 kV en las Areas Noreste y Norte respectivamente, con Belice se tiene una interconexión a través de una línea de 34.5 kV.

El SEN tiene las características típicas de un sistema longitudinal y presenta la siguiente problemática:

PROBLEMAS TÍPICOS DE OPERACIÓN:

**CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CONTROL DE PERFIL DE VOLTAJE EN LA RED LOCAL
ESTABILIDAD TRANSITORIAL
DINÁMICA DE LA FRECUENCIA EN ISLAS ELÉCTRICAS
COLAPSO DE VOLTAJE**

En base a los problemas típicos de operación, ubicación de centros de consumo, centros de generación y topología de la red troncal, se tienen definidos los siguientes criterios de operación.

CRITERIOS DE OPERACIÓN:

**SEGURIDAD ANTE PRIMERA CONTINGENCIA
SEGURIDAD CONTRA ECONOMIA
ACCIONES DE CONTROL DE EMERGENCIA**

2.2 SISTEMAS DE INFORMACION Y ADMINISTRACION DE LA ENERGÍA

La operación de un sistema eléctrico de potencia requiere de sistemas de información y control y demás herramientas de estudio que permitan optimizar cada uno de los procesos del control. El CENACE cuenta con sofisticados sistemas de cómputo que sirven para la realización de las tareas que tiene encomendadas. Entre estos sistemas destacan:

Sistema Integral de Planeación de la Operación a Mediano Plazo (SIPO).

Es te sistema se encarga de planificar la operación del SEN en el mediano plazo (horizontes de 1 a 2 años), con el objetivo de minimizar el costo global de operación. Los resultados que se obtienen son: Necesidades energéticas por tipo de combustibles (agua, combustóleo, gas carbón, diesel), estrategias de operación de grandes centrales hidroeléctricas e información del mantenimiento de unidades generadoras. este sistema se encuentra en explotación desde principios de la década de los 80.

Sistema de Planeación de la Operación en el Corto Plazo-Coordiación Hidrotérmica (CHT).

este sistema entro en operación en 1992, y realiza la función de obtener el plan óptimo de operación a corto plazo (horizontes de 1 a 7 días), minimizando los costos globales por combustibles, restricciones ambientales y de red pronósticos de demanda, curvas de régimen térmico, etc. Los programas de análisis corren en estaciones de trabajo ALFA, conectadas en red e interconectadas a la red de .SIPAAE Entre los principales resultados se tienen: la asignación de unidades, predespacho horario de generación, necesidades energéticas a corto plazo, costos marginales regionales y nodales y costos de producción, Proceso de producción económica

Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICTRE).

El Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICTRE) es un sistema que auxilia a los operadores de .subáreas y áreas de control, y a los supervisores del CENAL, en la toma de decisiones durante la operación del SEN. Este sistema se encuentra en ,servicio desde 1984 y sus alcances y funcionalidad. fueron especificadas por ingenieros del CENACE a, finales de los años 70, actualmente se encuentra en etapa de actualización tecnológica tanto en "hardware" como en "software", Dentro de su contenido destacan entre otros: la Adquisición Automática de Datos (ACADA), el Sistema de Análisis de Seguridad, el Despacho Económico Restringido, el Control Automático de Generación, el Monitor de Reserva, la Programación y Control de Intercambios de Energía, el Sistema Generador de Reportes, el Cálculo de Costos de Producción y el Sistema de Administración de Energía.

Sistema de Análisis de la Confiabilidad (SAC).

Se encuentra en Servicio desde mediados de 1995. Permite medir la con fiabilidad del sistema a través de indicadores de comportamiento del sistema de potencia, como son: disponibilidad promedio de unidades generadoras, comportamiento de reservas rodantes, etc. También tiene la capacidad de determinar el costo marginal esperado dado que considera el tiempo de duración de falla y tiempo entre fallas para cada elemento del Sistema de Potencia (generador, línea de transmisión y transformador).

Sistema de Información para la Administración, Análisis y Estudios (SIPAAE).

El Sistema de Información para la Administración, Análisis y estudios (SIPAAE), en el que se integran las funciones sustantivas que el personal de operación tiene encomendadas como son: Relatorio, Licencias, Hoja de Producción, Consumo de Combustibles. Demandas y en sí, todos los resultados de la operación diaria del SEN; para su explotación estadística. Este sistema se implantó en 1993 en estaciones de trabajo conectadas en redes locales ethernet (LAN) y nacionales (WAN).

Sistema Interactivo de Sistemas de Potencia (SISP).

El Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia (SISP), diseñado totalmente por ingenieros del grupo de investigación y desarrollo del CENACE, y consiste de una serie de programa interactivos de computadora para análisis de seguridad, fulera de línea, del sistema de potencia, ver figura 7. Este sistema permite el cálculo de parámetros de líneas de transmisión,

análisis de flujos de carga, análisis de fallas para determinar niveles de corto circuito, estabilidad transitoria y estabilidad dinámica, con dependencia del tiempo y la frecuencia. Se encuentra en servicio desde principios de los años 80 y actualmente se tiene instalado en computadoras personales.

Simulador para Entrenamiento de Operadores (SENOP)

El Simulador para Entrenamiento de Operadores (SENOP), es una herramienta que permite capacitar y adiestrar en la operación diaria a los supervisores del CENAL, a los operadores de áreas y subáreas de control. El simulador proporciona un ambiente similar al del SEN y en él se pueden simular desde condiciones de rutina en estado estable hasta condiciones de emergencia de una manera controlada. El SENOP se encuentra en explotación desde fines de 1994 en cuatro áreas de control y desde mediados de 1995 en el CENAL.

Sistema de Análisis y Control de Indicadores de Gestión.

El Sistema de Análisis y Control de Gestión data de 1993 y permite medir la gestión operativa del CENACE a través de indicadores de gestión, que muestran el grado de cumplimiento de los objetivos estratégicos del CENACE; de esta manera se cuenta con indicadores que miden la seguridad en la operación, la continuidad en el suministro de energía, la calidad en el servicio y la economía en la operación.

Sistema de Medición y Comunicación para Transmisión de Datos.

Su finalidad es medir los intercambios entre los procesos de generación, transmisión y distribución, los intercambios entre Areas y Subáreas de control, así como la generación bruta y neta de CFE y productores independientes.

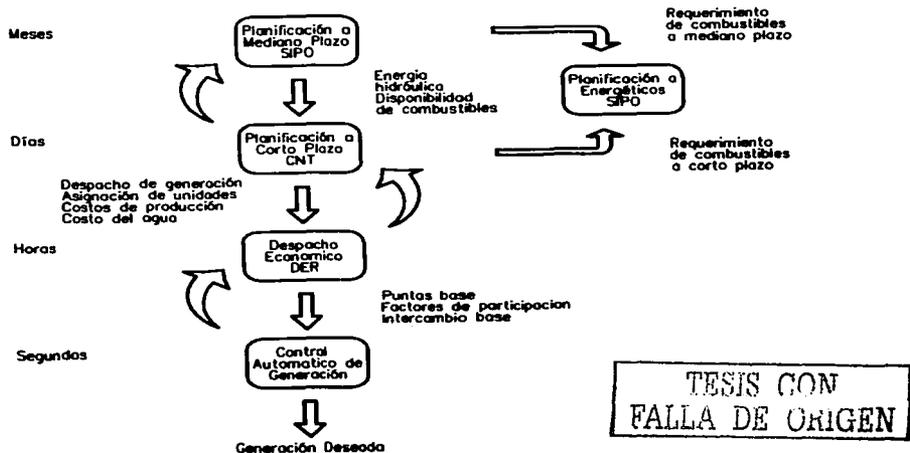


FIG N° 2.1 Transmisión de Datos.

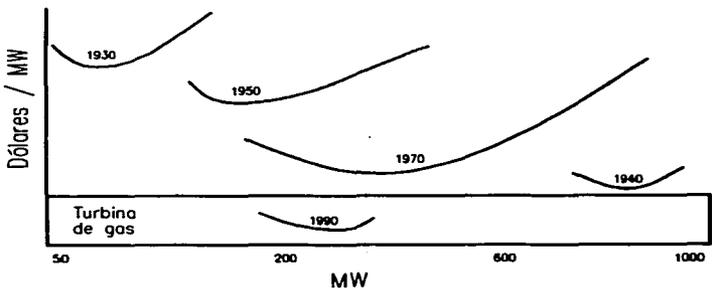
2.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA NACIONAL.

La energía eléctrica no es un recurso natural, es un bien que produce el hombre y que, por sus características físicas, no es posible almacenar. La provisión del servicio de energía eléctrica en gran escala consta de cuatro actividades principales:

La generación de electricidad a partir de energéticos primarios como los combustibles fósiles, el agua, el combustible nuclear o el calor geotérmico.

Desde los años ochenta, la generación eléctrica ha experimentado cambios importantes como resultado de recientes avances tecnológicos, lo que ha tenido como consecuencia la reducción de la escala óptima de las centrales eléctricas y menores costos de generación de energía.

Hoy, la generación eléctrica se lleva a cabo con centrales de menor tamaño y con tiempos menores para su construcción y montaje. Esta circunstancia permite que pequeñas empresas financien y construyan nuevas instalaciones de generación, las ubiquen en los lugares más convenientes y compitan libremente por la oportunidad de vender su energía.



Gráfica No 2ª Cambio tecnológico de la industria eléctrica

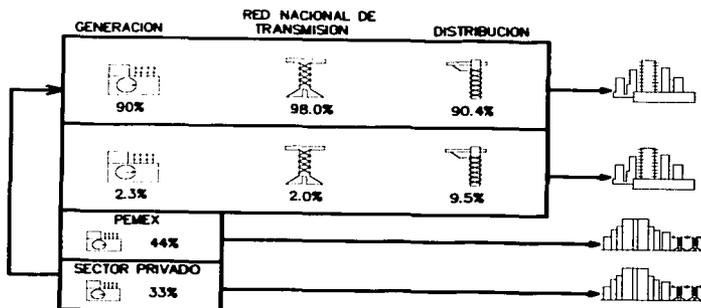
El despacho eléctrico, consiste en determinar las centrales generadoras que deberán operar en cada momento, con el fin de hacer un uso eficiente de la capacidad instalada y minimizar el costo del suministro eléctrico.

En un sistema eléctrico existe una red de cables por la que viaja la electricidad. Esta red se caracteriza porque los flujos que viajan por ella no pueden ser almacenados ni se puede distinguir un electrón de otro. El sistema eléctrico debe estar perfectamente balanceado en todo momento para evitar interrupciones en el servicio. Esta tarea se cumple a través del despacho eléctrico y constituye una parte central en la industria eléctrica, pues posibilita que el servicio se

preste de manera confiable, segura y a bajo costo. Estas características hacen indispensable que, para asegurar la estabilidad del sistema esta función se lleve a cabo de manera centralizada. La transmisión de electricidad consiste en transportar la electricidad en redes de alta tensión, a grandes distancias, de las plantas de generación hacia los centros de consumo. La red de transmisión está constituida físicamente por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos eléctricos que se utilizan para este propósito. La distribución consiste en conducir la energía eléctrica dentro de una región específica, a través de redes de media y baja tensión, para su entrega a los hogares, comercios e industrias. Esta actividad comprende tanto el conjunto de instalaciones eléctricas que transportan la electricidad hasta los usuarios finales, como es el proceso de su venta final.

ESTRUCTURA ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO.

La generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica que tienen por objeto la prestación del servicio público, son actividades de competencia exclusiva de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en prácticamente todo el territorio nacional, y de Luz y Fuerza del Centro (LFC) que atiende el Distrito Federal y parte de los estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla. En 1992, se reformó la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica para abrir un espacio limitado a la participación privada tanto nacional como extranjera, en las actividades de generación de energía bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente de energía (PIE). Este cambio implicó un reconocimiento de la necesidad de sumar el esfuerzo privado al sector para ampliar la oferta eléctrica. Sin embargo, el número de participantes privados es muy reducido debido a las restricciones que impone la estructura legal e institucional vigente a los autoabastecedores y cogeneradores. Además, los PIE han sido una solución transitoria para el financiamiento de nueva infraestructura ya que no constituyen una alternativa permanente a la inversión pública. La capacidad actual de generación de energía del sector en su conjunto es de 36.1 mil megawatts. CFE participa con 90%, LFC con 2.3%, PEMEX con 4.4% y generadores privados con el 3.3% restante. La red de transmisión es operada por CFE (98%) y por LFC (2%). Por otro lado, el servicio de distribución es atendido por CFE (90.4% de la capacidad nacional) y por LFC (9.6%) como se observa en la gráfica número 2b.



Gráfica No 2b Estructura actual de la industria eléctrica

GENERALIDADES DEL SERVICIO DE ENERGIA ELÉCTRICA.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en su capítulo 1 de disposiciones generales señala, que corresponde exclusivamente a la nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga como objeto, la prestación de servicio público en los términos del artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgaran concesiones a los particulares y la nación aprovechara a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos materiales que se requieran para dichos fines. Bajo este precepto constitucional, que otorga el uso y aprovechamiento del recurso energético, es importante empezar a reflexionar de la importancia de aquellos elementos que hacen posible su transportación. De esta forma, es importante señalar que la energía eléctrica se lleva de las centrales de generación a los centros de consumo a través de los sistemas de transmisión, transformación y distribución, siendo en este sentido el punto principal del estudio.

A nivel nacional los sistemas forman una red de 543,350km. De líneas que operan con un alto nivel de continuidad y confiabilidad, lo que obliga a medir su calidad mediante índices de gestión. De la extensión total, 31,627 Km corresponden a tensiones de 400,230,161 y 150kv. , y 35,047km de 138,115,85 69 kv. La red de distribución esta constituida por 476676km. de líneas de las cuales 277232km. son de media tensión de 33,23 y13.2 kv. , y 199, 444 de baja tensión.

Los sistemas de transmisión y distribución tienen 114,701 MV A instalados, de los cuales 41891 MV A son subestaciones elevadoras y 72,810 de reductoras, mientras que el sistema de distribución cuenta con 19,948 MVAen 574,125 transformadores de distribución instalados en las redes

La operación del sistema de transmisión se realiza a través de ocho áreas de Control de Energía. La administración del sistema de transmisión y transformación se realiza mediante nueve áreas y 55 subáreas y los índices de gestión evalúan el resultado del comportamiento del sistema de transmisión, el despacho económico, la mejora continua y sus costos.

La administración del sistema de distribución y comercialización se realiza mediante 13 Divisiones de Distribución y de 115 zonas que proporcionan el servicio de energía eléctrica a 15.4 millones de clientes, quienes consumen 90Kw/h anualmente.

En estimaciones realizadas de acuerdo al crecimiento normal del mercado eléctrico y de la demanda, la longitud de los sistemas de transmisión y distribución se incrementó en el año 2000 en 70,000 Km de líneas, de los cuales 8, 100km. corresponden a las líneas de 400 y 230 kv. , Y 61,900 Km a las líneas de distribución. Esto equivale a un crecimiento anual de 1.9% en transmisión y de 3.2% en distribución

Se prevé que la capacidad en subestaciones alcance una capacidad instalada de 142,3 70MV A. lo que representa un crecimiento de 27,669 MV A, con un promedio anual de 5,534 MV A, a una tasa de 4.9%. En transformadores de distribución se espera tener al final del siglo 769,000, con una capacidad instalada de 21,147 MVA lo que representa un incremento anual de casi 40,000 unidades con 1100 MVA de capacidad. Así mismo se estima que en los siguientes 8 años, 8500 millones se destinarán a la construcción de plantas y 6 mil millones para la transmisión y distribución de energía.

De esta forma se espera que el capital extranjero aumente la capacidad instalada en el país entre 12 y 14 megavatios, de los cuales sólo 1650 serán generados por el sector público. De

las 19 plantas autorizadas para operar por la Secretaría de Energía, 10 se dedicarán a la cogeneración y producción con vapor y otro tipo de energía térmica, 6 para autoconsumo y 3 serán construidas en el D.F. La CENIC estima que la inversión requerida para una planta pequeña de cogeneración de energía es de 2 millones de dólares, mientras que para una grande de 50 millones de dólares. Estos proyectos hidroeléctricos están planeados para ser ejecutados bajo los esquemas, construir- transferir o construir - operar - arrendar, con la intervención de la iniciativa privada y federal.

En otro aspecto, también importante, en cuanto a la calidad del servicio se observa que para medir dicha calidad se tienen establecidos tres indicadores básicos: uno común y dos que se analizan por proceso. El tiempo de interrupción por usuario (TIU), evalúa la continuidad de servicio de energía eléctrica y la contribución de los procesos de generación, transmisión y distribución. El TIU indica el tiempo de interrupción de energía de un cliente en un año sin importar las causas. Para el año de 1995 el valor del tiempo de interrupción por usuario fue de 241 minutos, que incluyen 52 minutos por huracanes y sismos. Sin estos, el valor sería de 189 minutos el cual, comparado con el registrado en 1979, ha disminuido casi diez veces.

El segundo método de evaluación se refiere a las salidas de líneas, del cuál se analiza el comportamiento de las líneas de transmisión y subtransmisión, es decir mide el índice de salidas por cada 100 km. de línea por nivel de tensión, desde 400 hasta 69 kv De los resultados observados la causa más frecuentes de las fallas, son la falta de mantenimiento oportuno a las brechas, contaminación, descargas atmosféricas, fuertes vientos, quema de caña o vegetación, entre otras. Situación que ha disminuido por el mantenimiento de calidad, aumento del ángulo de blindaje, instalación de hilo piloto y mejoras al sistema de tierra.

En la siguiente tabla se puede apreciar con una mayor precisión los cambios ocurridos durante los tres periodos en las líneas de transmisión de 440,230 y menor a 230 kv

NIVEL DE TENSIÓN (KV)	1995	1997	1999
440	3.96	1.11	1.31
230	1.59	1.32	1.26
Menor de 230	5.11	3.21	2.43

Tabla Número I. Índice de fallas de líneas de transmisión.

Otra forma de medir la calidad del servicio del proceso de distribución, es por medio de las inconformidades manifestadas por sus clientes. Cabe señalar que en los últimos 5 años, disminuyeron de 15 a 7.18 en promedio mensual por millar de clientes.

AÑO	INDICE
1995	2.82
1996	2.64
1997	2.75
1998	2.57
1999	2.42
2000	1.99

Tabla Número 2. Inconformidades en distribución.

DERECHOS DE VIA.

La Comisión Federal de Electricidad considera el derecho de vía como la faja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con la central longitudinal de las estructuras o con el trazo topográfico.

Los objetivos del derecho de vía son, por un lado, disponer del área bajo las líneas que permita su adecuada operación con la máxima confiabilidad y el menor índice de salidas, en beneficio del servicio público eléctrico, facilitar su inspección y mantenimiento con las mínimas interferencias; proporcionar la seguridad necesaria a los residentes que se ubiquen en la vecindad de los conductores, para evitar la posibilidad de accidentes, debido a una tensión eléctrica mortal por contacto directo, o por fenómenos de inducción.

Dentro del Área que ocupa el derecho de vía, no deben existir obstáculos ni construcciones de ninguna naturaleza, pudiéndose aceptar de vialidades y áreas verdes que no contengan árboles, previa autorización técnica y jurídica de la comisión (ver la siguiente figura)

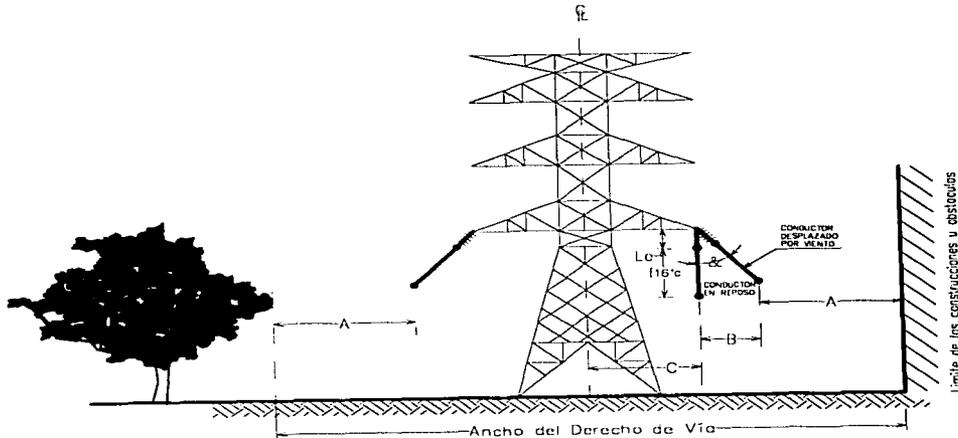


Fig. 2.2 Esquema del derecho de vía

El ancho del derecho de vía está integrado por el doble de la suma de las siguientes distancias (ver figura 1): separación horizontal mínima eléctrica de seguridad (distancia A), proyección horizontal de la flecha del conductor y de la longitud de la cadena de aisladores de suspensión (en su caso), según el ángulo de oscilación que produce la presión del viento (distancia B), del eje de la estructura al conductor extremo en reposo (distancia C). Estos parámetros varían de acuerdo con la tensión eléctrica nominal, el calibre del conductor, la magnitud de la presión del

viento, el tipo de estructura; la zona en que se localice y la altitud respecto al nivel del mar en que se ubique. Se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Ancho del derecho de vía} = 2[A + (La + f \ 16 \text{ °C})\text{SEN} + C]$$

Es importante señalar que para aplicar esta disposición y cálculo del derecho de vía requerido es importante considerar la zona en que se encuentre la línea aérea, es decir si se encuentra ubicado en zona urbana o rural, el tipo de terreno donde pasa la línea aérea, terreno plano, con lomerío o montañoso. Además es importante señalar la separación horizontal mínima eléctrica de seguridad de conductores energizados a edificios, construcciones, árboles y cualquier otro obstáculo (tabla 1).

En el caso de edificios que pasen de 3 pisos o 15 metros de altura, se recomienda que entre el conductor energizado más cercano al edificio, se deje un espacio libre de cuando menos 1.80 metros adicionales a lo indicado en el siguiente cuadro, con objeto de facilitar la colocación de escaleras en caso necesario.

Tensión nominal entre fases (kv)	Distancia horizontal mínima (m)
De 1.5 a 6.0	1.00
Hasta 6.6	1.20
13.8	1.35
23.0	1.40
34.5	1.45
69.0	1.80
85.0	2.00
115.0	2.30
138.0	2.40
150.0	2.40
161.0	2.90
230.0	3.20
400.0	4.00

Tabla Número 3. Separación horizontal mínima de conductores a edificios, construcciones y cualquier otro obstáculo.

Notas

- 1) Las distancias indicadas en la tabla, se incrementan 1 % por cada 100 m de altitud que rebase los 1000 metros sobre el nivel del mar (msnm)
- 2) Los cables de comunicación, mensajeros, deben guardar una distancia mínima de 1 m, con el obstáculo más cercano.
- 3) Cuando el espacio disponible no permite este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1 m, siempre que los conductores tengan aislamiento para prevenir un corto circuito en caso de un contacto momentáneo a tierra.

Los cálculos señalados en el cuadro anterior, sufren ciertas modificaciones en terrenos con lomerío y/o montañas o en zonas rurales, es decir, debe procurarse un ancho de derecho de

vía uniforme a lo largo de la línea (se mantiene constante en terrenos planos y con pendientes longitudinales al eje del trazo topográfico). Sin embargo, en claros excesivamente grandes, puede ser necesario modificar el ancho de conformidad con las características particulares del terreno en el claro de que se trate. Donde el libramiento real del conductor al piso, es mayor a la suma del libramiento vertical mínimo normalizado del conductor al piso más la altura mínima alcanzada por los árboles circundantes de edad madura (se anexan dos tablas de valores típicos de derechos de vía, para estructuras y características de diseño normalizadas, en la tabla 1 contiene los valores del ancho del derecho de vía, para líneas con estructuras tipo rural y la tabla 2 con estructuras tipo urbano). De la misma forma en terrenos con pendiente transversal al eje del trazo topográfico o de la línea, el ancho del derecho de vía corresponde a la proyección horizontal del terreno, es decir, la dimensión a medir sobre el terreno, debe ser la que resulte de dividir el ancho calculado del derecho del derecho de vía, entre el coseno del ángulo de inclinación del terreno respecto a la horizontal.

En áreas de cultivos costosos como café, árboles frutales, ecosistemas frágiles, etc., o bien terrenos urbanos con serios problemas para la obtención del derecho de vía, es factible aplicar, previo estudio técnico económico, una de las siguientes medidas, con objeto de reducir el ancho necesario para el paso de la línea:

- a). Aislar los conductores de baja presión
- b). Instalar contrapesos en los puntos de soporte oscilantes de los conductores, previa verificación de la capacidad de carga vertical.
- c). Limitar en alguna otra forma la oscilación transversal de los conductores (cadenas de aisladores en V, aisladores tipo poste, etc.)
- d). Modificar la disposición vertical de los conductores.
- e). Reducir la flecha, incrementando la tensión mecánica de los cables.
- f). Reducir la longitud de los claros.
- g). Cambio de trayectoria del trazo del original de la línea.
- h). Estructuras cuidando libramientos mínimos de seguridad vertical
- i). Cambio de tipo de estructura

Cuando exista la necesidad de instalar una línea en una zona urbana congestionada o en una zona rural con cultivos costosos, en las que no es posible obtener el derecho de vía reglamentario en esta especificación y que se han estudiado si es factible incrementar el libramiento de los conductores al paso. Con estas soluciones obviamente tampoco deberán existir construcciones bajo la línea, debiendo mantenerse las distancias mínimas de seguridad verticales y horizontales lo que evitará el peligro a las personas y garantizará la continuidad del servicio, en cuyo caso sólo debe garantizarse la obtención del área necesaria para la base de las estructuras y el acceso a las mismas.

Por último, es importante señalar que para constituir el derecho de vía de las líneas de conducción de energía eléctrica, es necesario tomar en cuenta el régimen de tenencia de la tierra. Para hacer usufructo es necesario hacer uso de alguno de los siguientes mecanismos: expropiación (en el caso de los particulares se puede tramitar ante la Secretaría de Desarrollo social, y en propiedades ejidales o comunales ante la Secretaría de la Reforma Agraria, según el permiso otorgado por la Ley Agraria para el derecho de vía de las líneas de transmisión de energía eléctrica), compra - venta, donación, permuta, limitación de dominio e imposición de modalidades a la propiedad, etc.

CONSERVACIÓN DEL DERECHO DE VÍA, MANTENIMIENTO Y SEÑALAMIENTOS UTILIZADOS.

El derecho de vía debe de estar en constante vigilancia para evitar el entorpecimiento del abastecimiento del energético. Las inspecciones deben de hacerse en forma periódica pero con mayor intensidad en las zonas urbanas.

El mantenimiento debe hacerse tratando de eliminar siempre la proximidad de los conductores, para ello es necesario que los árboles se estén podando para evitar que las ramas o de los propios conductores pueda ocasionar fallas a tierra o entre fases.

La instalación de señalamientos que eviten riesgos a la población, debe de hacerse en cruzamientos con vías de comunicación, así como en zonas urbanas y semiurbanas, en las líneas de 115 kv. en adelante. Estos señalamientos corren a cargo de otras instituciones involucradas, como es el caso en Puebla de Protección Civil.

Los siguientes esquemas son algunos de los modelos de señalamientos.

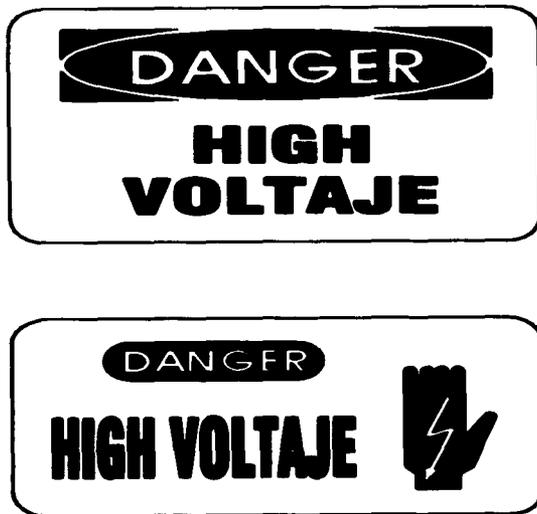


Fig. No. 2.3 Modelos de Señalamientos.

2.4 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL ESTADO DE PUEBLA.

Por su incorporación al proceso de industrialización. Puebla ha sido considerada pionera en el desarrollo de la industria eléctrica, como una industria más a las existentes en la entidad. Por eso es importante señalar que lo pretendido en este apartado es mostrar en forma esquemática el proceso que Puebla ha tenido en su consolidación de la infraestructura eléctrica, a través de los años. El origen de la industria eléctrica en Puebla data de fines del siglo XIX, del cual se puede observar los siguientes hechos importantes:

En la calle once norte y ocho poniente se instaló la primera planta generadora de Energía Eléctrica. Para la alimentación del sistema se utilizó leña y carbón mineral. Actualmente se encuentran las oficinas y áreas de distribución, almacén, taller eléctrico, taller de herrería, taller de medición y dibujo y taller de transformación.

En 1887 se estableció una planta en la Hacienda de Echeverría, en el municipio de Santa Clara Ocoyucan y la planta hidroeléctrica de Portezuelo en el municipio de Atlixco, a 21 Km al sur de la ciudad de Puebla y en los márgenes del río Atoyac, propiedad de la Compañía Anónima de Alumbrado Eléctrico. Esta planta fue dotada de una turbina Leffel con 180 caballos de potencia y cuatro dinamos Thomson Houston, con una capacidad instalada de 2800kw y su fecha inicial de comercialización fue en 1898.

Durante 1902 se construyó la hidroeléctrica Necaxa, en Huauchinango Puebla, con una capacidad de 4957 kw. Con la fundación en el año de 1892, de la empresa The Mexican Light and Power, Co. Limited, y con ello la adquisición de los derechos de explotación de las caídas de agua para atender las necesidades de iluminación de la capital del país, absorbe a los tres años de su fundación a tres empresas que se dedicaban a actividades similares en su zona de operación (Compañía Mexicana de Electricidad, Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica y la Compañía Explotadora de las Fuerzas Eléctricas de San Ildefonso), mientras construía su planta hidroeléctrica de Necaxa, con una capacidad de 115,000 kw, con fecha de iniciación de operaciones comerciales en el año de 1905, en el municipio de Juan Galindo.

En el año de 1906 se constituyó la Anglo- Mexican Electric Co. Limited. Que adquirió todos los bienes de la compañía de Luz y Potencia de El Portezuelo. Al año siguiente (1907) se constituye la Compañía de Tranvías, Luz y Fuerza de Puebla (Trainway Light and Power Co.), adquiriendo todos los bienes de la Anglo - Mexican Electric Co. Limited. En este mismo año de 1907 nace la Compañía Hidroeléctrica de San Agustín, situada en las cercanías de Portezuelo, con una capacidad instalada de 1620 kv. , para darle servicio a la fábrica textil del mismo nombre. Ambas plantas surtian de energía eléctrica a Puebla a través de la línea de transmisión de Portezuelo a Puebla de 3.8 kv, para alimentar a la antigua subestación receptora de Puebla ubicada en la 19 norte y 18 poniente, las subestaciones de Cholula, Santo Domingo, Panzacola, Santa Ana Chiautempan, Santa Cruz Tlaxcala, Apizaco y Tlaxcala. Al año siguiente, la planta de San Agustín pasó a ser Portezuelo III. La constitución de la segunda planta Hidroeléctrica de Portezuelo II, con una capacidad de 3,180 kv. , hizo su comercialización en 1908. La ubicación de las plantas Portezuelo se encontraban ubicadas a orillas del río Nexapa y el río Atoyac en el km. 21 carretera Puebla- Atlixco. También en el año de 1908 se construyó la línea de 33 kv. De Puebla a la fábrica de papel San Rafael.

Entre los años 1907 y 1909, La Puebla Tranway Light and Power Co. Adquirió las concesiones Braniff y Diazrugama, para el uso y aprovechamiento de las aguas del Río Blanco en el estado de Veracruz, de manera que para el año de 1912 se empezaron las obras de la instalación

original de la planta de Tuxpango en dos unidades generadoras hidroeléctricas de 6,050 kv., cada una. En el año de 1914 se concluyen los trabajos de las líneas transmisoras de 42 kv., con una longitud de 108 km. entre Tuxpango y Veracruz y la línea de 110kv., con una longitud de 131 km. a Tuxpango. Para el año de 1923 se aumentó la capacidad de la planta, para ello se instaló la tercera unidad de 11,250kv. (debido a la mayor demanda de energía eléctrica, por la construcción de la línea especial para las máquinas eléctricas del Ferrocarril Mexicano en su recorrido entre México y Veracruz y en el tramo Esperanza- Paso del Macho). Otra planta instalada en el transcurso del año, fue la de Tepexic en Huauchinango, con una capacidad de 45000 kw.

En el año de 1930 se instaló la cuarta planta de Tuxpango con una capacidad de 18750 kv. y se llevó a cabo el reemplazo de la línea Puebla San Rafael de 33 kv., por una línea de 110 kv. En el año de 1948 (fecha de iniciación comercial), se construyó la planta Termoeléctrica en la ciudad de Puebla (21 norte y 20 poniente) Sebastián S.B. de Mier, con una capacidad de 82,100 kw, cuya alimentación fue en base a gas y petróleo.

En el año de 1953 se construyó la hidroeléctrica Tepazolco en el municipio de Tlacotepec de B Juárez, con una capacidad de 10,880 kw. Para el año de 1954 se creó la hidroeléctrica Patla 1, en la parte norte del estado de Puebla, dentro del municipio de Zihuatehuitla, con una capacidad instalada de 45,600 kw. Recientemente en la parte norte del estado, en el año de 1960 se construyó la Hidroeléctrica de Mazatepec en el municipio de Tlatlauquitepec, con una capacidad de 208,800 kw. La única planta geotérmica en el estado de Puebla, es la planta los Humeros, ubicada en el municipio de Chignautla. El inicio de operaciones data de 1981. Se alimenta en base a vapor del subsuelo, en una región de vulcanismo activo.

Una de las debilidades del servicio eléctrico en Puebla y en casi todo el territorio, era la ausencia de interconexiones entre subestaciones y plantas. Para el año de 1937 el sistema Puebla, Veracruz, Tlaxcala, era uno de los más grandes suministros. El carecer de sistemas eléctricos interconectados representaba serias limitaciones técnicas, ya que al contar con pocas líneas de enlace entre plantas y subestaciones, el suministro de energía eléctrica padecía de frecuentes interrupciones, lo que se traducía en un servicio ineficiente y escaso

SISTEMAS DE REDES.

El abasto de electricidad consta de tres etapas fundamentales para llevar a cabo su función: la generación de las fuentes de energía (térmicas, geotérmicas, hidráulicas, solares, eólicas, etc.), transmisión de alto voltaje a los sectores que lo utilizan y distribución del flujo a los consumidores. En el estado de Puebla, el sistema de redes de infraestructura eléctrica se compone de las líneas de transmisión de 400 y 230, kv. subtransmisión, de 138 y 115 kv. Y las líneas de distribución con voltaje de 13.8, 23 Y 34.5 kv. y la estructura de redes de baja tensión que se compone de líneas de 120, 127, 220 Y 240 volts. Las líneas de conducción son por lo general de fluidez continua, en base a torres o postes de diferentes características según el tipo de energía que se transmita. En la ciudad, en la mayoría de los casos la distribución comercial y doméstica, es por vía subterránea, al tratar de evitar obstáculos que muestra la traza urbana.

El proceso que envuelve la estructura del sistema, se presenta con un mecanismo diversificado y complejo, desde su generación, hasta llegar al consumo que es el objetivo final. En el proceso intervienen estaciones elevadoras y reductoras. En la siguiente ilustración podemos observar a manera de ejemplo, una síntesis del proceso mencionado, en él intervienen la planta hidroeléctrica de Mazatepec, en donde, para poder transmitir la energía a una distancia considerable es necesario elevar el voltaje, para que este pueda llegar a su destino con la

potencia suficiente, al llegar a la subestación en Huamantla Tlaxcala, llega a la planta con 115 kv. y se reduce a 13.2, para transmitirla a redes de la comunidad, lugar en el que pasa el mismo proceso y es reducida de 13.2 a 240, 220, 127 Y 120 volts, para posteriormente pasar al consumo.

La estructura de la red eléctrica con que cuenta Puebla, está compuesta de las líneas de transmisión, con 1445.46 Km en la red de 115 kv. , la red de distribución de 34.5. , con 257.50129 Km y la de 13.8 kv. con 1629.4537 Km, apoyados en 32,096 transformadores instalados en baja tensión. En la red intervienen diferentes procesos, uno de ellos son las subestaciones, las cuales existen dos tipos, las de potencia y las de distribución

De las subestaciones de potencia se encuentran la Puebla II con una capacidad de suministro de 450 MV A, de la SÉ Tecali con 375 MV A y SE San Lorenzo Potencia, con 375 MV A y una capacidad de transformación de la energía de 400 a 115 kv. , en todas es decir se recibe la energía con 400 y se transforma a 115 para enviarlas a las otras subestaciones de distribución.

En subestaciones de distribución se cuenta con un total de 11, con diferentes transformadores que van de uno a cuatro, todas con capacidad de 18/24/30 MV A de suministro, con una capacidad de transformación de 110 a 13.8 y 34.5 kv. En el siguiente cuadro se puede apreciar en forma desglosada cada una de estas.

SUBESTACION	NUMERO DE TRANSFORMADORE S	CAPACIDAD EN MVA	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN KV
Agua Santa	1	18/24/30	110/13.8
Tonatzintla	1	18/24/30	110/13.8
Valsequillo	1	18/24/30	110/13.8
Fuertes	1	18/24/30	110/13.8
	2	18/24/30	110/13.8
Puebla 2000	1	18/24/30	110/13.8
	2	18/24/30	110/13.8
Norte	1	18/24/30	110/34.5
	2	18/24/30	110/34.5
	3	18/24/30	110/13.8
Poniente	1	18/24/30	110/13.8
	2	18/24/30	110/13.8
	3	18/24/30	110/34.5
Bugambilias	1	18/24/30	110/13.8
	2	18/24/30	110/13.8
Guadalupe Analco	1	18/24/30	110/13.8
	2	18/24/30	110/13.8
Oriente	1	5/6.666	110/13.8
	2	18/24/30	110/34.5
	3	18/24/30	110/13.8
	4	18/24/30	110/34.5
Puebla 1	1	18/24/30	110/13.8
	2	18/24/30	110/13.8
	4	22.5/25	110/34.5

Tabla No.4 Características de Subestaciones en la zona centro oriente.

MODELOS DE OPERACION DEL SISTEMA.

El sistema de energía eléctrica está operado en 230 a 400 kv. Por el Centro Nacional de Control de Energía y la operación del sistema de distribución de 115, 134.5, 13.8 kv, y voltaje para uso doméstico, por el Departamento de Operación Puebla I. El sistema se encuentra altamente modernizado con sistemas automatizados operados con sistema de computo, microondas e imagen satélite

El sistema de distribución mantiene tres programas para llevar a cabo dicho proceso. El primero es la operación de las líneas de subtransmisión y subestaciones en tiempo real para una o varias zonas colindantes, mediante la instalación de centros de operación de distribución y finalmente, al automatismo de subestaciones para realizar su propio monitoreo de operación, ajustes de sus sistemas de protección, control y medición, así como el registro histórico de la operación y mantenimiento del equipo instalado.

Los centros regionales de operación ayudan en las zonas de distribución a la modernización de sistemas obsoletos. A partir de 1990, los trabajos de automatismo de distribución integraron un software y sistemas de comunicaciones y control aplicados, tanto al interruptor del alimentador en la subestación, como a los equipos de seccionamiento en la red del circuito correspondiente y a los puntos de enlace con otros circuitos. Con éste mecanismo se permite localizar cualquier falla en un máximo de dos minutos (proceso que permitió reducir el tiempo de falla de 60 minutos a dos), abatiendo a su vez el número de usuarios afectados (de 10,000 en un tiempo de 120 minutos en áreas urbanas, a 3000 en un tiempo promedio de 45 minutos, en que se repara la sección dañada). Actualmente se cuenta con un sistema de distribución integrado basándose en herramientas de computo, donde se contempla la digitalización de la cartografía y la red de todo el sistema de distribución, aplicando un sistema de planeación y diseño que utiliza técnicas avanzadas de planeación, ingeniería y optimización, como análisis de flujos de potencia en alimentadores balanceados o desbalanceados, análisis de corto circuito, coordinación de protecciones, pérdidas, arranque de motores, optimización de la configuración para situaciones normales, de emergencia o futuras.

Al mismo tiempo basado en sistemas de información geográficos se administran los procesos comerciales, la operación, mantenimiento y construcción del sistema de distribución, productividad de los recurso, humanos, materiales y financieros, determinación de costos y realización y actualización del inventario físico y contable del sistema de distribución.

SISTEMA DE ABASTECIMIENTO Y MANEJO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PARQUES Y CORREDORES INDUSTRIALES.

Los corredores y parques industriales, son abastecidos del suministro de energía eléctrica, con redes de tensión media, de 34,500 volts, fundamentalmente y con redes de alta tensión de 115,000 y 230.000 volts, para grandes industrias.

Este abastecimiento de energía eléctrica va a depender del nivel de necesidades y con ello el grado de importancia que represente el suministro, es decir que su tipo de suministro, va a depender del nivel de operación de la industria. Con ello el elemento presente es la confiabilidad, medida en grados de mayor a menor, según la capacidad de la línea (la confiabilidad la da la estructura de los materiales con los que se transmite la energía, es decir, el tipo de cables, torres, etc., diseñado por un tipo de fluido, que permiten no interrumpir el proceso).

La estructura del abastecimiento industrial, se diferencia en tres grupos, según el tipo de línea que da el servicio, la cual está compuesta de la siguiente forma:

De la línea de 230kv. se abastece a HYLSA y CEMEX, con la línea de 115 kv. a VW, RASSYSI FRENOS, Metaloides y CHICLETS ADAMS, mientras que con la de 34.5 se abastece al resto de las industrias, tanto de hilados y tejidos, químicas, etc. Para el manejo del sistema de electricidad con redes de alto voltaje, consideradas como redes de transmisión, es necesario que el usuario cuente con subestación particular. De acuerdo a los sistemas actuales de redes con que cuenta la CFE en Puebla, para suministrar las necesidades de energía de la industria, Micro, Pequeña, Mediana y Gran Industria, son recomendadas las áreas de Amozoc, la parte norte de la ciudad de Puebla, Huejotzingo y San Martín Texmelucan.

En la siguiente imagen podemos observar, las redes de suministro en parques y corredores industriales en el estado de Puebla. Para proporcionar el suministro de energía, la CFE requiere un estudio previo, el cual debe considerar: ubicación, tipo de demanda, demanda requerida, tensión disponible y un análisis técnico económico. En caso de requerir niveles de calidad y continuidad especiales, 8 para equipos de alta sensibilidad) deberán indicarlo al solicitar el servicio. En el cuadro siguiente se muestran los voltajes disponibles para el suministro eléctrico en las principales ciudades de la Zona Metropolitana de la Ciudad de Puebla.

VOLTAJE (VOLTS)	PUEBLA	SAN MARTÍN TEXMELUCAN	TEHUACAN
400,000			
230,000			
115,000			
34,500			
13,200			
220 / 127			
120 /240			

Tabla No.5. Voltaje disponible para suministro de energía eléctrica.

DEMANDA	VOLTAJE (VOLTS)	FASES E HILOS	FRECUENCIA
Máxima de 25 kva	220/127 o 120/240	3 fases 4 hilos o 2 fases 3 hilos	60 hz mas menos 0.8 %
Máxima de 200 kva	13,200 y 33,000	3 fases 4 hilos	60 hz mas menos 0.8 %
Máxima de 201 hasta 2000 kva	33,000 más menos 10 %	3 fases 4 hilos	60 hz mas menos 0.8 %
Mayor a 2000 kva	110,000más menos10 %	3 fases 4 hilos	60 hz mas menos 0.8 %
Mayor a 30 MVA o Condiciones especiales	230,000 y 400,000		60 hz mas menos 0.8 %

Tabla No.6. Las condiciones de suministro más comunes se presentan en el siguiente cuadro.

Los trámites para proporcionar la factibilidad son: Solicitud, croquis de localización, carta poder y demanda máxima aproximada y para proporcionar el suministro a los demás requisitos de le agrega la autorización del uso del suelo y se elimina el de la demanda máxima aproximada.

EL SISTEMA DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN.

El sistema de Media Tensión se considera aquellas líneas y redes de distribución de 13.2 y 33 kv. y sirve para abastecer a los siguientes tipos de usuarios:

- Comerciales individuales con demanda mayor a 20Kw.
- Industriales con demanda mayor a 20 Kw.
- Pozos de agua para riego agrícola.
- Talleres con demanda mayor a 20Kw.
- Edificios de oficinas con una sola razón social.
- Cualquier requerimiento de energía eléctrica con demanda mayor a 20 Kw y uso individual diferente al doméstico.

El servicio de Alta Tensión, es considerado a aquellas líneas y redes de transmisión de 115, 230 y 400 Kv. abastece a dos tipos de usuarios:

- Servicios comerciales con una razón social con demandas mayores a 2000 Kw.
- Servicios industriales con una sola razón social con demandas mayores a 2000 Kw.

Los requisitos para la contratación de los servicios tanto de media, como de Alta Tensión son:

- Oficio de aprobación y autorización del proyecto expedido por una unidad de la SEMIP.
- Pago del depósito de garantía (resulta de multiplicar la demanda a contratar Kw, por el factor vigente, de acuerdo a la tarifa aplicable y a la fecha de contratación).
- Dar de baja el contrato de servicio provisional para construcción.
- RFC.
- Acta constitutiva de la empresa y copia del poder notarial del representante legal de la empresa.

CAPITULO III

TIPOS DE SUBESTACIONES

3.1 CLASIFICACION DE SUBESTACIONES.

Una subestación eléctrica se puede definir como un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de permitir el suministro de la misma al sistema y/o líneas de transmisión existentes. Las subestaciones sirven de punto de interconexión para la transmisión y distribución de energía eléctrica y pueden clasificarse de acuerdo a:

a) Funciones que desempeñan

- *Elevadoras.*- Son aquellas donde se eleva la tensión suministrada por los generadores; en ellas la fuente de energía alimenta el lado de baja tensión de los transformadores de potencia.
- *Reductoras.*- Son aquellas donde se reduce la tensión para suministrar a otras subestaciones o alimentar redes de distribución, en ellas la fuente de energía se conecta del lado de alta tensión de los transformadores de potencia, encontrándose la carga de lado de baja tensión.

b) Por su tipo de construcción

- *Tipo interior y encapsuladas en SF6.*- El equipo se instala dentro de un edificio. No son aptas para operar expuestas a condiciones atmosféricas, son utilizadas en lugares densamente poblados donde no hay posibilidad de contar con extensiones grandes de terreno o bien en lugares con alta contaminación.
- *Tipo intemperie.*- El equipo se instala a la intemperie para operar expuestas a las condiciones atmosféricas (lluvia, viento, contaminación ambiental) y ocupan grandes extensiones de terreno.
- *Blindadas.*- El equipo se instala dentro de gabinetes blindados y estos a la intemperie.

c) Por su forma de operación

- *Automatizadas.*- Las que cuentan con equipo computarizado para operarlas a control remoto desde un centro de operación.
- *Convencionales.*- Aquellas que tienen personal de base para ejecutar las maniobras de operación. Cuentan con equipo para control remoto desde un salón de tableros.
- *Rurales.*- En las que es necesario enviar personal para ejecutar las maniobras, ya que además de no contar con personal de base tampoco cuentan con equipo para operar a control remoto. Estas tienden a desaparecer.

d) Por arreglo de sus conexiones

- *Barra sencilla*
- *Arreglo de doble barra con interruptor de amarre*
- *Arreglo de interruptor y medio*
- *Doble barra con barra de transferencia*
- *Arreglo de doble barra con dos interruptores*
- *Bus seccionado*

En subestaciones es necesario interpretar diferentes simbologías para reconocer en diagramas el tipo y ubicación eléctrica del equipo. En la siguiente figura observaremos esta simbología.

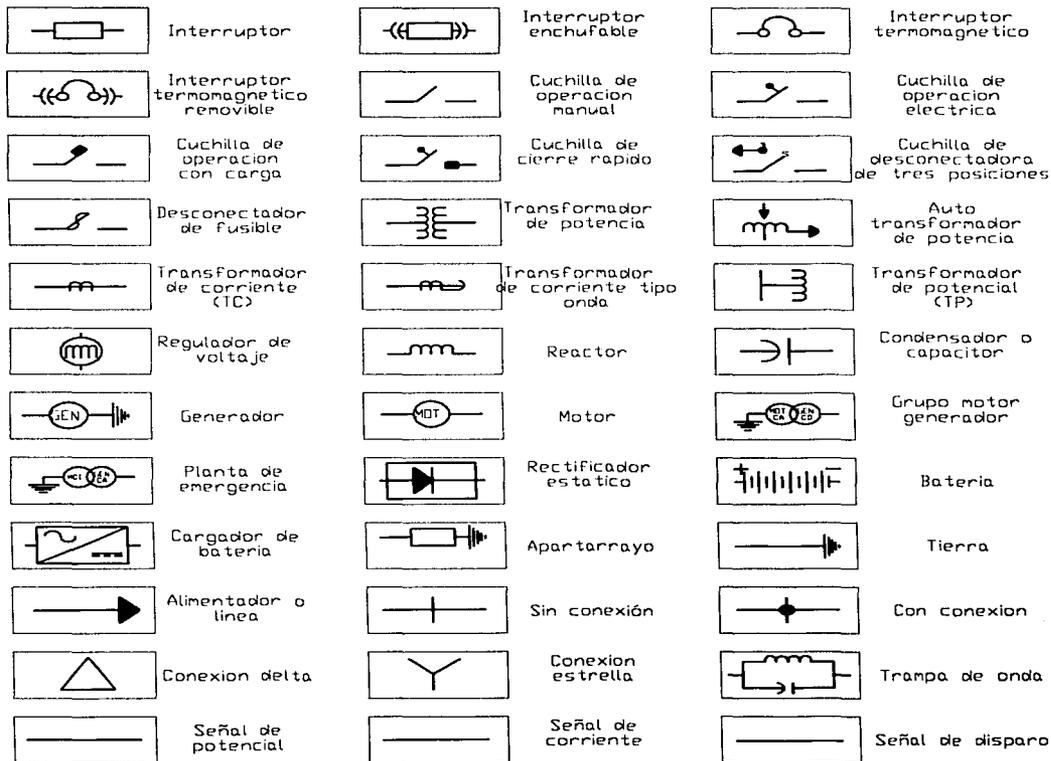


Fig. 3.1 Simbología utilizada en los diagramas eléctricos.

Arreglos.- Forma en que están ordenados los elementos de una subestación. Su representación más sencilla y simplificada se logra mediante un diagrama unifilar. Los diferentes arreglos los podemos clasificar en arreglos por alta tensión (400 kv, 230 kv, 150 kv y 85 kv) y arreglos de distribución (23 kv y 6 kv).

Arreglos por alta tensión: Interruptor y medio.
Doble barra con interruptor de amarre.
Barra sencilla con cuchilla de enlace.

Arreglos de distribución: Barra sencilla con cuchilla de enlace.
Doble barra con barra de transferencia.
Barra seccionada. .
Anillo (doble anillo).
Doble interruptor.
Doble barra con interruptor auxiliar.

Arreglo por Alta Tensión de Interruptor y Medio.

Este arreglo está formado por dos barras colectoras y dos "bahías", como mínimo; cada una de estas está constituida por tres interruptores de potencia y cada interruptor cuenta con dos juegos de cuchillas, entre el interruptor central (de enlace) y los interruptores extremos (propios) se alimentan dos servicios, que pueden corresponder a una línea con otra línea, a una línea con un banco o a dos bancos, que a su vez se conectan a las barras colectoras por medio de los interruptores extremos (propios).

Condiciones normales de operación.- En el arreglo de interruptor y medio, todas las cuchillas e interruptores deberán estar normalmente cerrados.

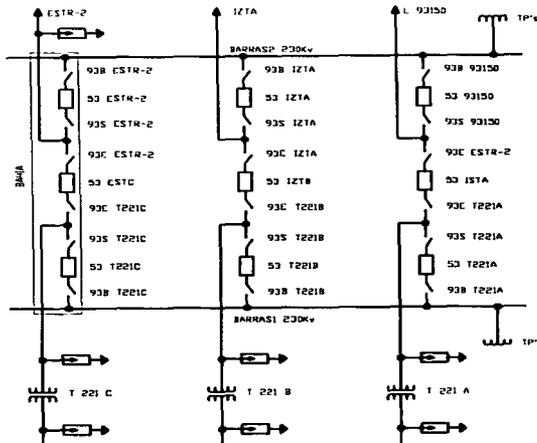


Fig. 3.2 Arreglo de interruptor y medio.

Arreglo por Alta Tensión de Doble Barra con Interruptor de Amarre

Para este tipo de arreglo es necesario que la subestación este alimentada por dos líneas de transmisión. interconectadas al sistema troncal en anillo. Está formado por cierto número de módulos y un interruptor de amarre. Cada uno de estos módulos está integrado por un interruptor de potencia y tres juegos de cuchillas, el interruptor de amarre cuenta con dos juegos de cuchillas. La carga de este arreglo deberá estar repartida, lo que quiere decir que la mitad de las líneas y los bancos estarán conectados a cada barra.

Condiciones normales de operación.- El interruptor de amarre debe estar conectado y sus dos juegos de cuchillas cerradas, Los interruptores de los módulos conectados y sus cuchillas "S" cerradas, mientras que las cuchillas "B1" Y "B2" de cada modulo se cierran de la siguiente manera: Las cuchillas de los módulos nones (1, 3, 5...) o (A, C, E...) se cierran hacia las barras "B1" y las cuchillas "B2" de los módulos pares (2, 4, 6...) o (B, D, F) se cierran hacia las barras "B2".

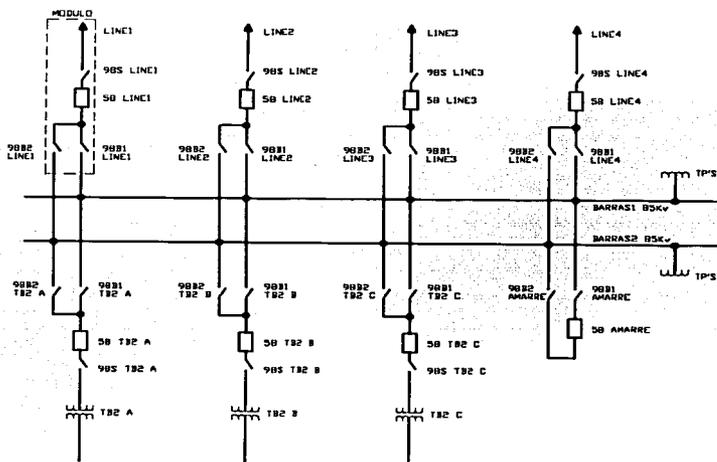


Fig. 3.3 Arreglo de Doble Barra con Interruptor de Amarre

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Arreglo por Alta Tensión de Barra Sencilla con Cuchilla de Enlace.

En alta tensión este arreglo se compone de dos líneas de transmisión (230 kv) o de subtransmisión (85 kv) con un interruptor de potencia y dos juegos de cuchillas "S" y "B" con dos barras colectoras y un juego de cuchillas de "Enlace"

Condiciones normales de operación.- Las líneas conectadas a sus respectivas barras y bancos, interruptor y cuchillas "B y S cerradas, y las cuchillas de Enlace' cerradas para así tener una barra corrida.

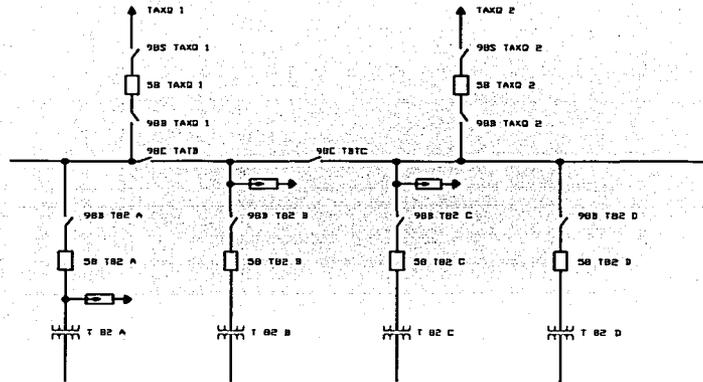


Fig. 3.4 Arreglo en alta tensión de Barra Sencilla con Cuchilla de Enlace

Arreglo por Baja Tensión de Barra Sencilla con Cuchilla de Enlace

En baja tensión este tipo de arreglo puede estar formado por varios bancos de potencia para este caso lo vamos a analizar con dos de estos bancos.

Cada modulo de este arreglo se compone de un banco de potencia un interruptor de banco, una barra colectorora y un número determinado de alimentadores. integrados por un interruptor de potencia y dos juegos de cuchillas. Entre cada uno de estos módulos tenemos unas cuchillas de enlace.

Condiciones normales de operación.- Los bancos conectados a sus barras colectoras, (interruptor de banco y cuchillas cerradas) y todos los alimentadores conectados a sus barras correspondientes (interruptor y cuchillas cerradas), las cuchillas de enlace abiertas (desconectadas).

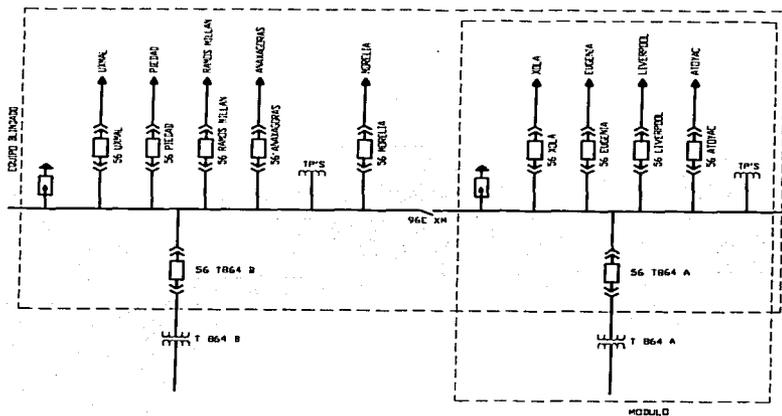


Fig. 3.5 Arreglo en baja tensión de Barra Sencilla con Cuchilla de Enlace.

Arreglo por Baja Tensión de Doble Barra con Barra de Transferencia

Este tipo de arreglo es exclusivo de la subestación Cerro Gordo, y lo tenemos instalado en una tensión de 23 kv. Está formado por tres barras colectoras de 23 kv, barras "A", barras "B" y barras "T", tenemos 15 módulos formados por un interruptor de potencia y cuatro juegos de cuchillas cada uno, tres de estos módulos corresponden al banco de potencia, once módulos para circuitos de distribución y uno más para el interruptor del comodín.

Condiciones normales de operación." Los bancos de potencia 'A' y 'C' conectados a las barras "A" (interruptores y cuchillas "S" y "A" cerradas), el banco de potencia "B" conectado a las barras "B" (interruptor y cuchillas "S" y "B" cerradas), interruptor comodín abierto (desconectado) y cuchillas "B" y "Y" cerradas, alimentadores "nones" conectados a barras 'A' (interruptor y cuchillas 'A' y 'S' cerradas), alimentadores "pares" conectados a barras "B" (interruptor y cuchillas "B" y "S" cerradas), "SWT Comodín" en posición transferencia y "SWT Banco" en posición propio.

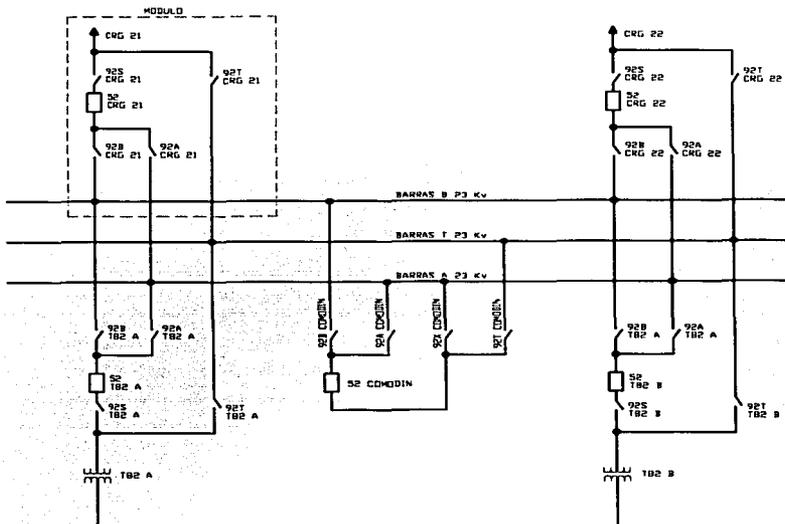


Fig. 3.6 Arreglo de Doble Barra con Barra de Transferencia

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Arreglo por Baja Tensión de Barra Seccionada.

Este arreglo se compone de dos bancos de potencia, tres barras colectoras (barras "Base A", barras "Base B" y barras "Auxiliares"), un número variable de alimentadores compuestos de un interruptor de potencia y cuatro juegos de cuchillas ("A", "B", "S" e "Y") y un interruptor comodín con tres juegos de cuchillas ("EB", "EA" Y "A").

Condiciones normales de operación.- El banco de potencia "A", conectado a las barras "Base A" (interruptor y cuchillas "B" y "S" cerradas), el banco de potencia "B" conectado a las barras "Base B" (interruptor y cuchillas "B" y "S" cerradas), el interruptor comodín y sus cuchillas "EA" y "A" cerradas excitando las barras "Auxiliares" y con su "SWT" en posición "Alimentador", los alimentadores "nones" conectados a las barras "Base A" (interruptor y cuchillas "B" y "S" cerradas) y los alimentadores "pares" conectados a las barras "Base B" (interruptores y cuchillas "B" y "S" cerradas).

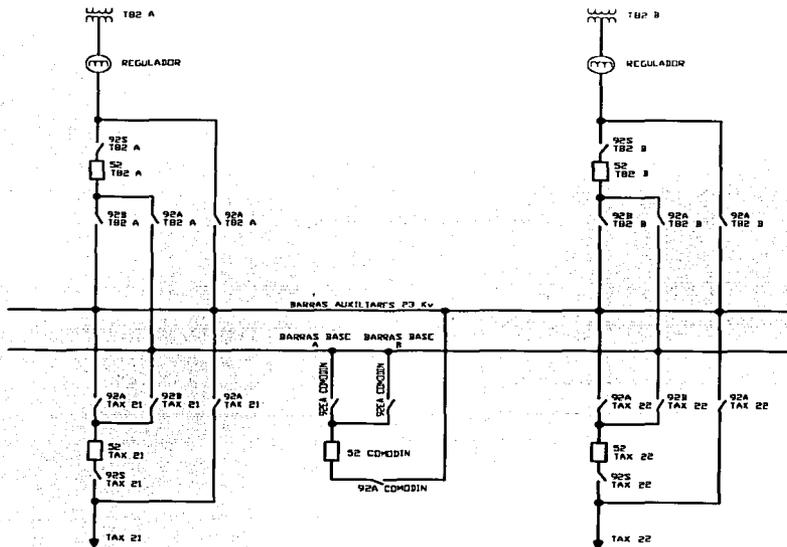


Fig. 3.7 Arreglo de Barra Seccionada.

Arreglo por Baja Tensión en Anillo (doble anillo).

Este arreglo puede estar formado por 2, 3 ó 4 transformadores de potencia, sin alterar la esencia del mismo, a continuación haremos la descripción del arreglo con dos transformadores de potencia.

Está integrado por dos interruptores de potencia y cuatro juegos de cuchillas por 85 kv, dos bancos de potencia, dos juegos de cuchillas "generales" de 23 kv y ocho interruptores de potencia, con catorce juegos de cuchillas, dos de estos interruptores son para los bancos de capacitores, cuatro más para los servicios de distribución (alimentadores) y dos más para los enlaces.

Condiciones normales de operación.- El banco de potencia "non" conectado a barras "A" de 85 kv (interruptor y cuchillas "A" cerradas), el banco "par" conectado a barras "B" de 85 kv (interruptor y cuchillas "B" cerradas), los interruptores de los bancos de capacitores abiertos con sus cuchillas "B" cerradas, los interruptores propios de los alimentadores cerrados con sus cuchillas "B" y "S" cerradas y los interruptores de los enlaces abiertos con sus cuchillas "E" cerradas y su selector de transferencia en posición "Automático".

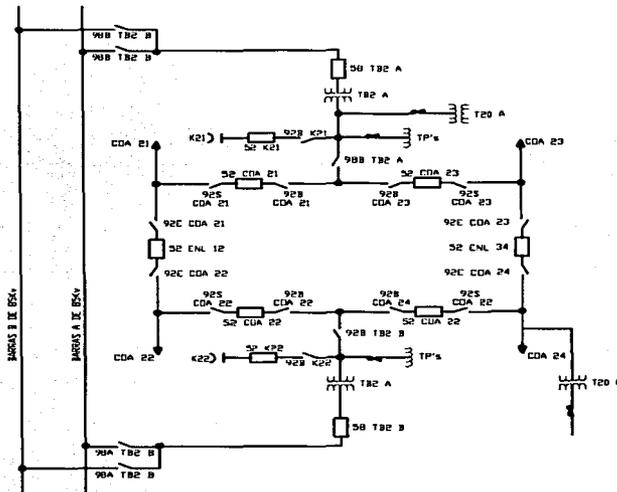


Fig. 3.8 Arreglo en Anillo (Doble Anillo)

Arreglo por Baja Tensión de Doble Interruptor.

Este arreglo se compone de tres bancos de potencia y dos módulos de distribución.

Un "Módulo" de este arreglo lo podemos analizar de la siguiente manera:

Dos barras colectoras: entre las cuales tenemos nueve pares de interruptores.

Un par de interruptores: para el banco de potencia.

Seis pares de interruptores: para igual número de alimentadores.

Un par de interruptores: para el banco de capacitores.

Un par de interruptores: de enlace para el banco de reserva.

Condiciones normales de operación.- Los interruptores "propios" del banco de potencia conectados (cerrados), los seis pares de interruptores conectados y los dos pares de interruptores del "Enlace" del banco de reserva y del banco de capacitores desconectados (abiertos). En este tipo de arreglo se utiliza equipo blindado, con interruptores de acoplamiento, lo que implica que no tengamos cuchillas de los interruptores pero si de "Puesta a Tierra".

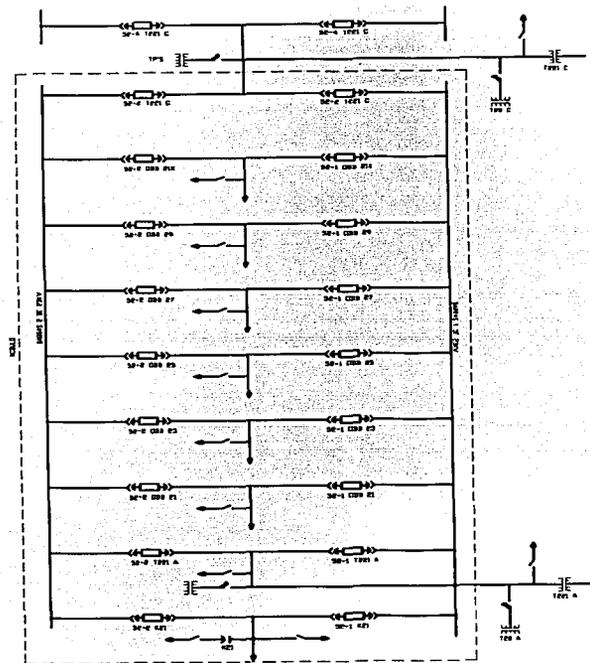


Fig. 3.9 Arreglo con Doble Interruptor.

Arreglo por Baja Tensión de Doble Barra con Interruptor Auxiliar.

En el sistema de LyF, este arreglo se tiene en una tensión de 6 kv, está formado por un banco de potencia, un interruptor de banco con un juego de cuchillas, dos barras colectaras (principales y auxiliares), un interruptor "Auxiliar", con su reactor, cuchillas "A" y "B" y un número determinado de alimentadores de distribución compuestos por un interruptor de potencia, un reactor, un regulador de voltaje, un juego de cuchillas "S" y un juego de cuchillas de "Doble Tiro".

Condiciones normales de operación.- El banco de potencia conectado (interruptor y cuchillas cerradas) a la barra colectara "principal", y el interruptor auxiliar cerrado (conectado), con sus cuchillas "A" y "B" cerradas excitando al bus auxiliar, los alimentadores conectados con sus cuchillas "B" y "S" cerradas y el regulador de voltaje en posición "Automático".

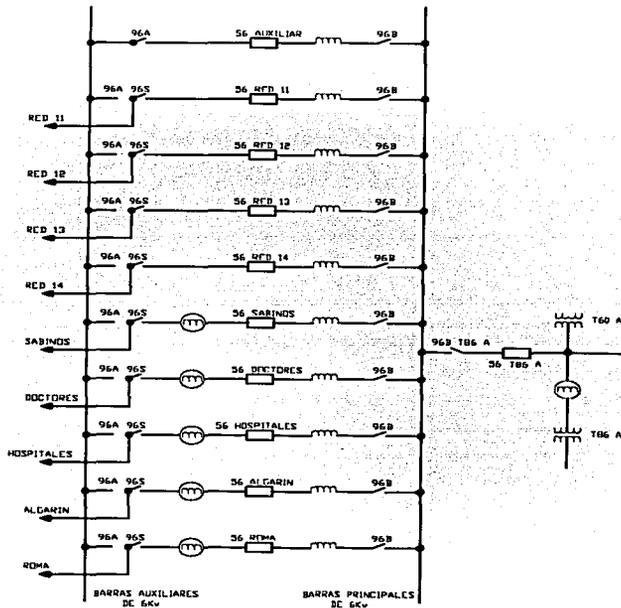


Fig. 3.10 Arreglo de Doble Barra con Interruptor Auxiliar.

3.2 ELEMENTOS QUE COMPONEN UNA SUBESTACION

Como se menciono en un principio una subestación esta compuesta por varios elementos, de los cuales los principales son:

1. Transformador de potencia.
2. Interruptores de potencia.
3. Cuchillas desconectoras o Seccionadores.
4. Transformadores para instrumentos.
5. Buses y Aisladores.
6. Apartarrayos.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El transformador en una subestación es el dispositivo que eleva o reduce la energía eléctrica transfiriéndola de un circuito a otro, conservando la frecuencia constante, lo hace bajo el principio de inducción electromagnética, cuenta con circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente.

Partes principales de un transformador de potencia:

1. Tanque.
2. Tapa del tanque.
3. Gancho de sujeción.
4. Boquillas aisladores de alta tensión.
5. Boquillas aisladores de baja tensión.
6. Punto de instalación del termómetro y relevador Buchholz.
7. Válvula de drenaje de aceite
8. Tanque conservador.
9. Indicador de nivel.
10. Base de rolar.
11. Placa de datos.

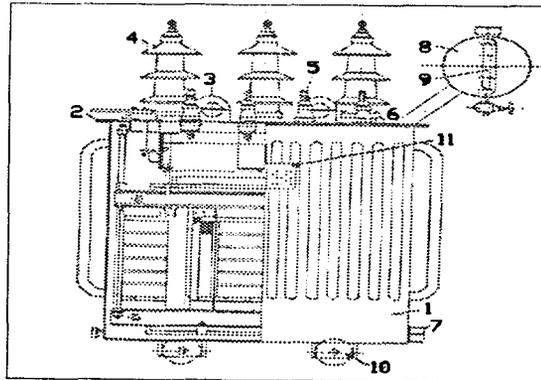


Fig. 3.11 Vista de un Transformador de Potencia.

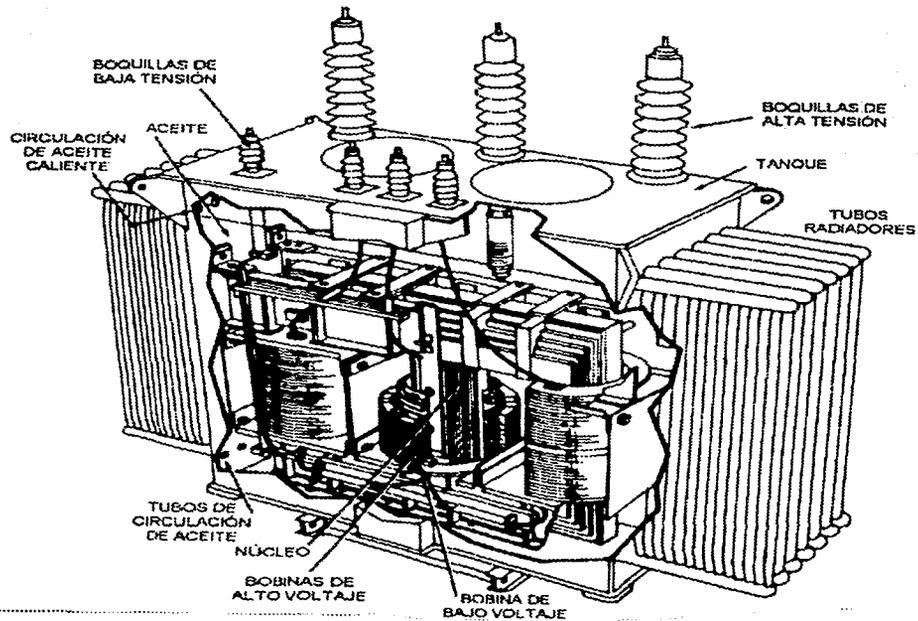


Fig. 3.12 Elementos Internos de un Transformador de Potencia.

Como se dijo con anterioridad la función de los bancos de transformación es la de variar las características de tensión y corriente en un sistema cualquiera, a potencia constante; para tales efectos, puede emplearse transformadores de dos o tres devanados generalmente o auto transformadores con o sin devanado terciario; pudiendo también ser ambos trifásicos o formarse con unidades monofásicas.

Un transformador consiste, esencialmente, de dos, tres o más bobinas aisladas, de las cuales se tiene su autoinducción y se encuentran acopladas entre si por un circuito magnético común.

Cuando a una de estas bobinas se le aplica una potencia dada, bajo condiciones de frecuencia y tensión definidas, en el otro devanado se obtiene la misma potencia a la misma frecuencia pero a diferente tensión.

La relación entre las dos tensiones terminales dependen de la resistencia del conductor, de la inductancia de las bobinas, de la distancia de su acoplamiento y de la carga.

En un transformador de potencia, la relación de tensiones dependen principalmente de la relación del número de vueltas en las dos bobinas, debido a que la resistencia en estas es pequeña y el acoplamiento estrecho.

Los transformadores tienen numerosas aplicaciones, encontrándose entre las de mayor importancia la de transmisión de energía, donde se emplean para elevar la tensión de generación, ya que a mayores tensiones de transmisión, estas resultan más económicas debido a que al crecer estas disminuye la corriente, lo cual hace que la cantidad de cobre necesario sea mas pequeña.

AUTOTRANSFORMADORES.

Eléctricamente, un autotransformador se comporta de la misma manera que un transformador, excepto que en estos últimos la unión entre los devanados de alta y baja tensión, o entre el primario y el secundario, se efectúa eléctricamente, debido a que el devanado primario es común a los circuitos de alta y baja tensión, obteniéndose en el secundario en un punto cualquiera en donde se conecte en serie con el circuito de alta tensión, es decir, en un autotransformador se tiene una conexión metálica entre sus dos devanados, mientras que en un transformador, se encuentran eléctricamente aislados ambos circuitos, siendo su conexión magnética.

Los autotransformadores tienen ciertas ventajas de aplicación sobre los transformadores, principalmente, porque como se menciona anteriormente, estos consisten prácticamente de un solo devanado, los costos de fabricación se abaten considerablemente, su eficiencia es mayor y además, tienen una mejor regulación.

Sus desventajas se deben principalmente a la baja reactancia que los caracteriza, con lo que se encuentran expuestos a quedar sometidos a corrientes excesivas de corto circuito, bajo condiciones de falla. El arreglo de las derivaciones (taps) es más complicado, y como los circuitos de alta y baja tensión, no pueden aislarse entre sí, resultan peligrosos.

Los autotransformadores empleados para propósitos de potencia, se conectan, generalmente en "estrella-estrella" con el neutro sólidamente aterrizado y, en la mayoría de los casos, se les adiciona un devanado terciario conectado en delta con el fin de que este lleve a la tercera componente armónica de la corriente de excitación. Aunque este es el propósito primordial del devanado terciario, que se diseña de tal manera que pueda obtenerse carga de él, lo cual redundará en su mayor utilización. Con esto se obtienen como resultado, tres circuitos externos en un sistema dado.

Las ventajas de menor costo y mayor eficiencia se ven afectados con el incremento de su relación de transformación. De ahí su gran éxito en las subestaciones de potencia típicas, en donde se le aplica, prácticamente, como enlace de sistemas, con relaciones del orden de 2 a 1.

INTERRUPTORES DE POTENCIA.

Una de las funciones principales de una subestación de potencia es la de enlazar sistemas de transmisión de acuerdo con las demandas existentes, estas deben de estar provistas de medios de interrupción que aislen líneas de transmisión del sistema, o de otro componente de la misma subestación, bajo dos circunstancias:

- » Por maniobras de operación normales.
- » En condiciones de falla.

En maniobras normales de operación, se emplean para aislar a otras componentes para fines predeterminados, por ejemplo, para efectuar trabajos de mantenimiento.

El cumplimiento de estos requerimientos hace necesaria la aplicación de los interruptores en estas, puesto que en condiciones de falla, son operados por el equipo secundario o de protección para despejar esas fallas en el menor tiempo posible.

Es decir, que el interruptor de potencia es un dispositivo eléctrico que tiene por objeto interrumpir o volver a restablecer los circuitos eléctricos, tanto en corriente normal o de servicio, como de corto circuito en caso de perturbaciones.

Para que un interruptor sea ideal, deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- 1 La sincronización, es decir, que los contactos cierren en el cero de la corriente y abran en el momento preciso.
2. La rapidez de cierre y apertura debe ser infinitamente grande, para que al instante se interrumpa el arco.

Existen varios tipos de interruptores, los cuales se pueden clasificar de acuerdo al medio con el que extinguen el arco eléctrico:

- Interruptores en baño de aceite.
- Interruptores Neumáticos.
- Interruptores en Hexaflúoruro de Azufre.

Los interruptores en baño de aceite, a su vez se clasifican, de acuerdo al contenido de este, en:

- a) De gran volumen de aceite.
- b) De pequeño volumen de aceite.

En la actualidad este tipo de interruptores están desapareciendo, debido al gran espacio que ocupan, y por que se ha demostrado que existen otros mejores, por lo que haremos una descripción breve de su funcionamiento.

Interruptores en gran volumen de aceite. Estos interruptores están formados básicamente de 3 polos individuales que se encuentran conectados mecánicamente entre si de tal forma que su operación sea simultanea.

Las operaciones de cierre y apertura se efectúan por medio de un mecanismo de operación. Un mecanismo individual en cada polo se puede emplear para efectuar recierres monopolares independientemente.

Interiormente se encuentra un juego de contactos fijos y un contacto móvil dentro de una cámara de extinción. Externamente, se tienen también las boquillas y transformadores de corriente.

Para prevenir cualquier posibilidad de la existencia de partículas conductoras que puedan producir caminos directos a tierra de las terminales interiores de las boquillas, los tanques de los interruptores se forran con material aislante, generalmente alguna fibra procesada o inclusive papel.

En la figura 3.13 se muestran las partes principales de un interruptor en gran volumen de aceite:

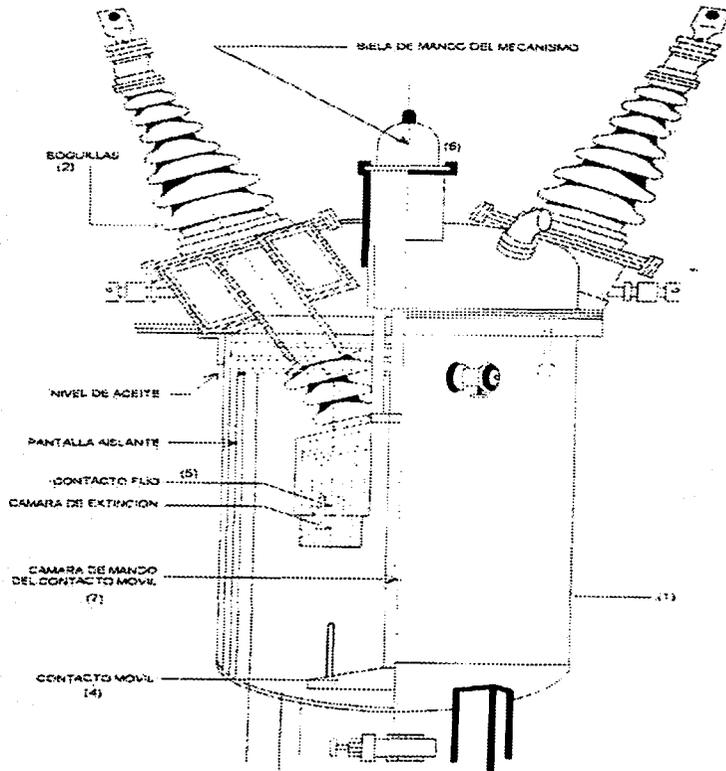


Fig. 3.13 Interruptor en gran volumen de aceite.

Interruptores en pequeño volumen de aceite. Los componentes de los interruptores en pequeño volumen de aceite, son esencialmente los mismos de los de gran volumen, es decir, estos consisten de un tanque o recipiente, en este caso de material aislante, una cámara de extinción, un juego de contactos (fijos y móviles), válvulas de seguridad y muestreo del aceite y un mecanismo de operación.

Interruptores de sople de aire o Neumáticos.

Este tipo de interruptores efectúan su proceso de extinción del arco por medio de un chorro de aire comprimido. Pueden construirse como interruptores de chorro libre sencillo o múltiple y para altas potencias de corto circuito con intervalos de ruptura. Estos también constan de tres unidades monofásicas de la misma clase acopladas neumáticamente.

Cada fase queda formada por un tanque de aire comprimido dispuesto en forma horizontal sobre el cual están montados los aisladores de soporte principales. En la parte superior de cada columna de soporte va montado el cabezal del conjunto interruptor, logrando adquirir un aspecto de "T", o de "Y". En esta última formada con una pieza de fundición y dos aisladores de porcelana, cortos que forman los brazos de la "Y". El cabezal del conjunto interruptor comprende un par de interruptores y una válvula de expulsión con el lado de salida protegido por una rejilla, una caja de control del interruptor, resistencias en paralelo, interruptores del resistor y capacitores.

El aire comprimido del tanque se lleva directamente a la cámara de interrupción, válvula de escape e interruptores del resistor a través de unos tubos contenidos dentro de los aisladores de soporte principales que se construyen generalmente de una resina reforzada con fibra de vidrio..

De lo anterior se resume que el interruptor se mantiene constantemente bajo presión del aire hasta la válvula de escape, asegurando una rápida y consistente interrupción del circuito al quedar eliminadas las pérdidas de presión y el retraso ocasionado por el llenado desde la base de la columna y los altos valores de resistencia dieléctrica con los interruptores en posición de plena apertura.

Aislamiento Principal. La columna principal de soporte se construye por medio de aisladores unitarios de porcelana, manteniéndose unidos en compresión por la acción de los tubos internos de resina reforzada con fibra de vidrio. Estos son de alta resistencia a la tracción y contienen el aire comprimido. Las porcelanas que lo rodean no están, por lo tanto, sujetos al aire a presión y el espacio que queda entre la porcelana y el tubo de fibra de vidrio se llena con aire seco a baja presión.

El aire de cada uno de los tanques se toma para el acondicionamiento del aislamiento, se reduce a baja presión antes de entrara a un colector que los distribuye y después circula alrededor de cada columna de soporte principal, aislamiento de soporte del interruptor y aislamiento general del interruptor. Después de circular alrededor del aislamiento el aire escapa a través de la carcasa del mecanismo de operación del interruptor. En conclusión, el aire circula permanentemente por los tanques.

Para mantener la provisión de aire en los tanques cuando éste ha salido de ellos, se adapta una válvula maestra de entrada del aire comprimido, con lo cual se tienen dos alimentaciones opcionales, seleccionándose automáticamente por medio de una válvula de tipo pistón, llamada válvula de conmutación, reduciéndose de manera similar la presión de alimentación antes de entrar al colector de distribución.

Interruptores en Hexaflúoruro de Azufre.

Los interruptores de hexaflúoruro de azufre instalados, utilizan el gas en baja presión para lograr el aislamiento y un soplo del mismo, para efectuar la extinción del arco.

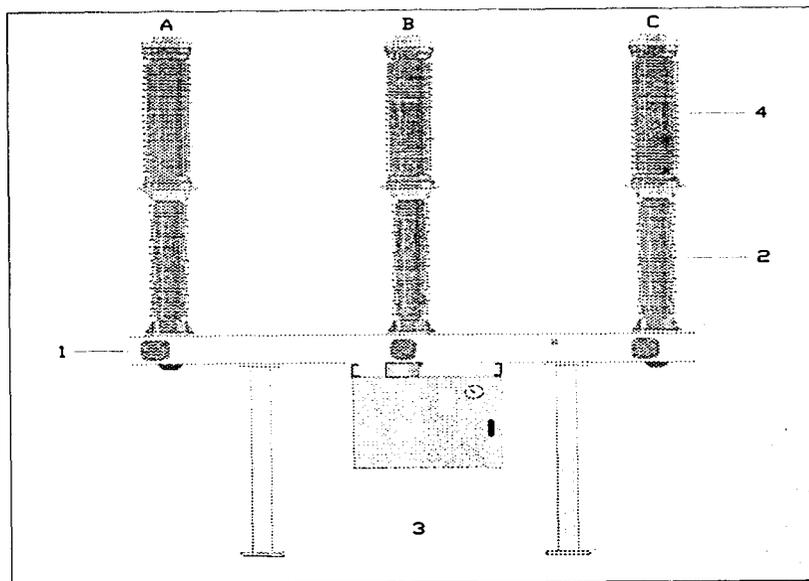
La admisión del gas a alta presión en la cámara de interrupción, que esta permanentemente en atmósfera de SF₆ a presión, se puede obtener ya sea por la apertura, simultanea con la apertura de los contactos, de una válvula que comunica con el tanque de gas a alta presión o ya sea por la acción, también simultanea, con la apertura de los contactos de un pistón que comprime el gas y lo hace expandirse en la cámara de interrupción. Los interruptores que funcionan de acuerdo al primer sistema se denominan de dos presiones, mientras que los que aprovechan el segundo, de autosoplo.

Interruptores a dos presiones. Desde el punto de vista de su funcionamiento, los interruptores a dos presiones pueden considerarse como aparatos de tipo neumático trabajando en ciclo cerrado, puesto que el gas a alta presión, que en cada operación se expande en el tanque de baja presión, se vuelve a utilizar enviándolo nuevamente al tanque de alta presión por medio de un compresor.

El SF₆, dentro del tanque que contiene las cámaras, esta a una presión de 4 atmósferas absolutas a 20 °C. El comando es de tipo neumático y acciona a una serie de contactos móviles por medio de una biela articulada en un extremo al tanque y en el otro al conjunto de las cámaras. La conducción de gas del tanque de suministro (a una presión de 15 a 18 atmósferas absolutas a 20 °C), a las zonas donde se producen las interrupciones, se realiza por medio de un tubo aislante que también se encuentra permanentemente bajo tensión. Cada cámara de interrupción esta formada esencialmente por un contacto fijo, cuya construcción es tal, que internamente tiene un contacto de arqueo o de romperarco, por un contacto móvil que se desplaza por una tobera de teflón, para comunicación de la tubería del gas a alta presión. Los contacto fijos están montados sobre estos aislantes y los móviles están unidos mecánicamente entre si, para asegurar la simultaneidad de operación, que en el ciclo de apertura se logra por medio de un resorte. En las distintas cámaras se conectan capacitores en paralelo para lo ya mencionado anteriormente.

Interruptores de autosoplo. Los interruptores de autosoplo en SF₆, se realizan por la composición de varios módulos elementales de acuerdo a la tensión nominal en donde se emplearan. El diseño de los interruptores de autosoplo en SF₆, tiende a ser igual al de los de pequeño volumen de aceite, los contactos están mecánicamente unidos entre si y al comando, mediante tirantes que están en tracción permanente. Los elementos modulares de interrupción son independientes unos de otros, solo están unidos entre si por un conducto que comunica con la columna hueca que contiene SF₆. Ejemplificaremos este tema, hablando de un interruptor marca SIEMENS, modelo 3API, que es un interruptor tripolar de autocompresión, para intemperie, que emplea gas SF₆ como medio aislante y extintor. El interruptor se acciona

mediante un sistema de acumuladores de energía por muelle, común a las 3 fases. En la figura 3.13 se observa en forma general el interruptor.



1. Base portante.
2. Aislador de apoyo.
3. Armario del mecanismo de accionamiento.
4. Unidad Ruptora.

Fig. 3.13 Interruptor en Hexaflúoruro de Azúfre

Los tres polos se apoyan sobre una base portante (1), que se puede emplear tanto para montaje sobre pilares (figura) como a modo de armazón móvil con ruedas y dispositivo de bloqueo. Los tres polos forman un compartimento de gas, comunicados por tuberías. Existe un

monitor de la densidad del gas SF₆ y un manómetro que indica la presión del mismo. El interruptor se acciona mediante un sistema de acumuladores de energía por muelle que se encuentra en el armario del mecanismo de accionamiento (3), fijado en la base. La energía requerida para maniobrar el interruptor se acumula en un muelle de cierre y un muelle de apertura, comunes ambos a los tres polos. Los muelles de cierre y de apertura se encuentran en el armario del mecanismo de accionamiento (3). *El polo B* es actuado directamente por el acumulador de energía por muelle a través de un mecanismo de cambio de dirección, y se encuentra unido con los mecanismos de cambio de dirección de los polos A y C mediante barras de acoplamiento.

Polos : A excepción de la palanca (3) del polo B (donde se unen las barras de acoplamiento de cambio de dirección), los tres polos del interruptor de potencia son idénticos. La figura 3.13 muestra una vista en corte del polo B. La unidad ruptora (8) está montada sobre el aislador de apoyo (5), que constituye el aislamiento respecto a tierra. Los movimientos de maniobra se transmiten del acumulador de energía por muelle (al potencial de tierra) a la unidad ruptora (8) (al potencial de alta tensión) a través de un varillaje de acoplamiento, del eje (2) y de la barra de maniobra de material aislante. En el mecanismo de cambio de dirección (1) se encuentra el material filtrante (4) para retener los productos de descomposición del SF₆ y para mantener el gas en estado seco.

- 1.- Mecanismo de cambio de dirección.
- 2.- Eje.
- 3.- Palanca doble.
- 4.- Bolsa de filtro.
- 5.- Aislador de apoyo.
- 6.- Barra de maniobra.
- 7.- Barra de accionamiento.
- 8.- Unidad ruptora.
- 9.- Cierre de porcelana.
- 10.- Terminal

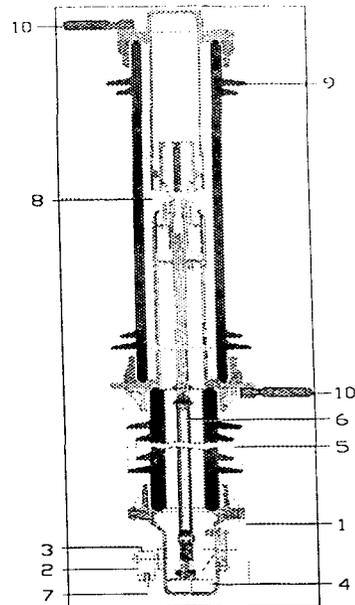


Fig. 3.14 Corte Longitudinal de un Polo.

Unidad Ruptora. La figura 3.15 muestra una vista en corte de una unidad ruptora. El sistema de contactos se encuentra en el cierre de porcelana (1), hermético al gas.

- 1.- Cierre de porcelana.
- 2.- Uña de contacto.
- 3.- Vástago de contacto.
- 4.- Contacto tubular.
- 5.- Tobera.
- 6.- Embolo.
- 7.- Placa de válvulas.
- 8.- Grupo de válvulas.
- 9.- Tubo de contacto.
- 10.- Terminal.
- 11.- Zócalo.
- 12.- Junta toroidal.
- 13.- Portacontactos.
- 14.- Cilindro de caldeo.

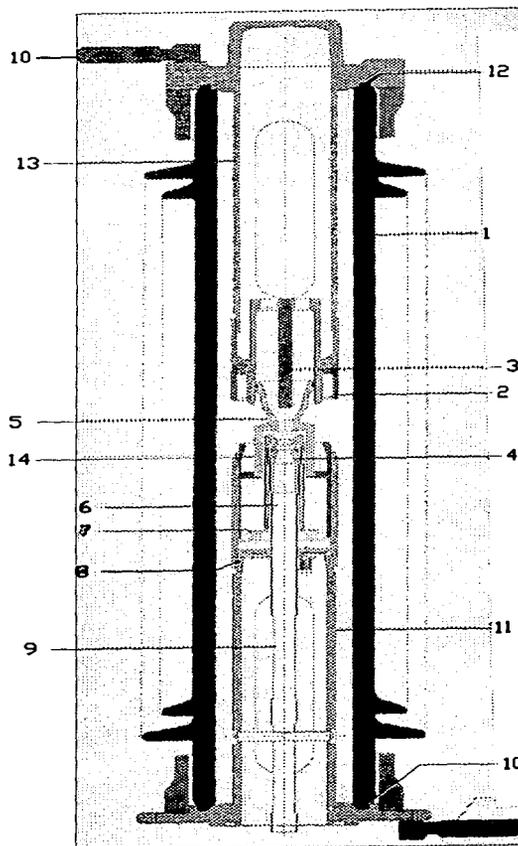
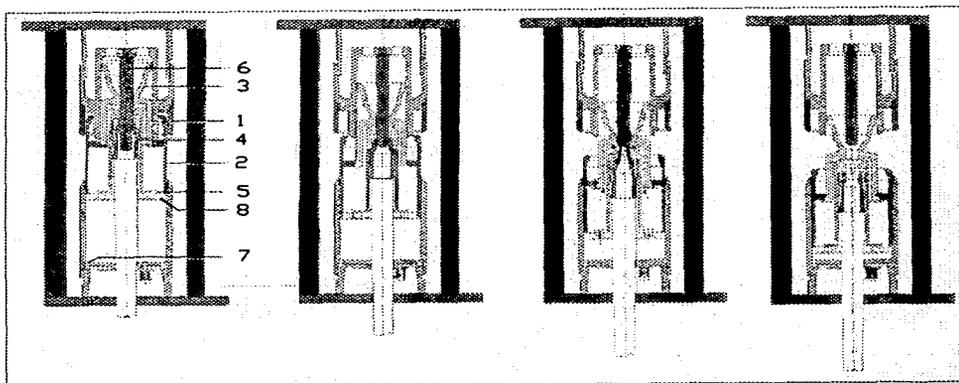


Fig. 3.15 Corte Longitudinal de la Unidad Ruptora.

La vía principal de corriente está formada por el terminal superior (10), el portacontactos (13), las uñas de contacto (2), dispuestas circularmente dentro del portacontactos, el cilindro de caldeo (14), el zócalo (11) y el terminal inferior (10). Las uñas de contacto (2) están presionadas centralmente hacia adentro mediante un muelle helicoidal en cada extremo, estableciéndose así la presión de contacto necesaria sobre el cilindro de caldeo (14) y sobre el portacontactos (13). Paralelamente a la vía principal de corriente está la vía de corriente del arco, formada por el vástago de contacto (3), situado en el portacontactos (13) y el contacto tubular (4) dispuesto en el cilindro de caldeo (14). El vástago de contacto (3) y el contacto tubular (4) son de materiales particularmente resistentes al desgaste debido a la acción del arco. El contacto tubular (4), el émbolo (6) y el cilindro de caldeo (14) están unidos fijamente entre sí y acoplados al tubo de contacto (9), y forman la parte móvil de la unidad ruptora. El émbolo (6) posee en su lado posterior la placa de válvulas (7), que junto con el grupo de válvulas (8) forma la unidad de compresión para la extinción del arco.

Extinción del arco. En el movimiento de apertura se abre primeramente el contacto principal formado por las uñas de contacto (1) y el cilindro de caldeo (2) (figura 3.16 b). El contacto de arco, constituido por el vástago (6) y el contacto tubular (4), está cerrado todavía, de manera que la corriente se conmuta al contacto de arco.



a) Posición
"CERRADO"

b) Apertura: Contacto
principal abierto

c) Apertura: Contacto
de arco abierto

d) Posición
"ABIERTO"

Fig. 3.16 Proceso de Extinción del Arco Eléctrico.

- 1.- Uña de contacto
- 2.- Cilindro de caldeo.
- 3.- Tobera.
- 4.- Contacto de arco, móvil.
- 5.- Válvula de retención.
- 6.- Vástago de contacto.
- 7.- Válvula de carga.
- 8.- Embolo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En el posterior transcurso, el contacto de arco se abre formándose un arco (figura 3.19c). Al mismo tiempo el cilindro de caldeo (2) se desplaza hacia abajo y comprime el gas extintor que se encuentra entre el émbolo (8) y el grupo de válvulas (7). Entonces el gas extintor, desplazándose en sentido contrario al de movimiento de las piezas de contacto móviles, fluye por la válvula de retención (5) hacia el cilindro de caldeo así como por el intersticio entre el contacto tubular (4) y la tobera de extinción, y extingue el arco.

Con corrientes de corto circuito grandes, el gas extintor en la cámara de extinción, concentrado en torno al vástago de contacto (6), es caldeado por la energía del arco e impulsado bajo alta presión al cilindro de caldeo (2). En un punto próximo al paso por cero de la corriente, el gas del cilindro refluye a la tobera y extingue el arco. En esta fase, la válvula de retención (5) en el cilindro de caldeo (2) impide que la alta presión llegue al espacio de compresión entre el émbolo (8) y la válvula de carga (7).

Vigilancia del gas. La cámara de gas a vigilar en el interruptor de potencia comprende los tres polos, cada uno de ellos con una válvula de retención, un monitor de densidad y un manómetro, el empalme de carga de gas y el de comprobación, así como tubería para la unión de los componentes (fig. 3.17).

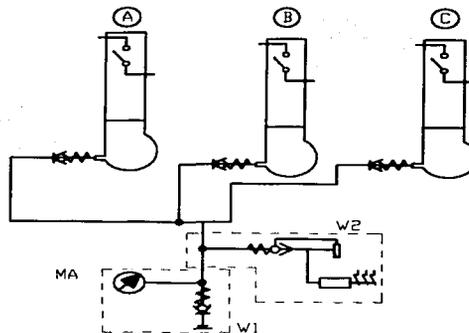


Fig. 3.17 Sistema de Vigilancia del Gas

B4 Monitor de densidad del SF₆.
 W1 Empalme de carga de gas.
 W2 Empalme de comprobación.
 MA Manómetro.

El empalme de carga para llenar de gas SF6 el interruptor, se encuentra en el armario del mecanismo de accionamiento. El empalme de comprobación está dispuesto sobre dicho armario.

CUCHILLAS DESCONECTORAS O SECCIONADORAS EN ALTA TENSION.

Una cuchilla es un dispositivo mecánico o electromecánico que sirve para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando este fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir con cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de corto circuito. Hay algunos fabricantes de cuchillas que añaden a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo de SF6 que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

COMPONENTES.

Las cuchillas están formadas por una base metálica galvanizada con un conector para puesta a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos, la cuchilla. Los elementos de conexión en las cuchillas están formados, de un lado, por la cuchilla y del otro, por el elemento fijo o mordaza, que es un contacto formado por varios dedos metálicos, los cuales presionan por medio de resortes individuales que se utilizan para mantener una presión alta en el contacto y por lo tanto pérdidas bajas por efecto Joule, en los puntos de contacto.

Los materiales utilizados en la fabricación de las cuchillas son los siguientes:

- Base. Se fabrican de lámina de acero galvanizado.
- Aisladores. Son de porcelana y pueden ser de tipo columna o de tipo alfiler.
- Cuchilla. Se puede fabricar de cobre o de aluminio según la contaminación predominante en la zona de instalación.

Desde el punto de vista de maniobra, las cuchillas se pueden operar en forma individual o en grupo. La operación en forma individual se efectúa cuando la tensión de operación es menor de 20 KV; se abren o cierran por medio de garrochas o pértigas de madera bien seca y el operador debe utilizar guantes especiales.

La operación en grupo se efectúa para tensiones superiores a 20 KV y puede ser por medio de un mecanismo de barras que interconecta los tres polos, moviéndolos simultáneamente a través de una operación que puede ser en forma manual, para tensiones de hasta 115 KV, o bien, en forma motorizada por medio de energía eléctrica, hidráulica, o neumática. En sistemas donde la operación va a ser telecontrolada, y aunque las tensiones del sistema sean bajas, se requieren cuchillas motorizadas.

Las cuchillas motorizadas tienen un gabinete de control que normalmente está ligado al gabinete de control del interruptor que alimentan, de tal manera que nunca se pueda abrir o cerrar un juego de cuchillas si antes no ha sido abierto el interruptor. En el gabinete de control de las cuchillas existen una serie de contactos auxiliares tipo "a" (abiertos) y "b" (cerrados) para obtener señalización y bloqueos de circuitos de acuerdo con la posición de las cuchillas; los contactos de señalización van colocados en el mecanismo (árbol) principal del mando. Los bloqueos forman un sistema para operar un par de juegos de cuchillas y el interruptor correspondientes, en la siguiente forma:

1. Impiden la operación de las cuchillas, mientras se encuentre cerrado el interruptor.
2. Bloquean el cierre del interruptor si cualquier polo de las cuchillas no abrió o cerró completamente.
3. Impiden la operación simultánea de las cuchillas y el interruptor.
4. Impiden efectuar una orden contraria a otra, dada con anterioridad y que no se haya completado.

Se pueden clasificar de la siguiente forma:

1) Por su montaje:

- a) Horizontales
- b) Verticales
- c) Invertidas

2) Por su mecanismo de operación:

- a) Individual
- b) En grupo

3) Por su operación:

- a) Manual
- b) Eléctrico
- c) Hidráulico

TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS.

Puesto que los aparatos y dispositivos de medición, protección y control resultarían sumamente costosos y peligrosos si se construyeran para las tensiones nominales, se instalan transformadores de instrumentos para alimentar a dichos aparatos, los cuales se construyen para operar en bajas tensiones (usualmente 127 volts) y bajas corrientes (usualmente 5 amperes).

Este tipo de transformadores se divide en dos grupos:

- a) Transformadores de Corriente.
- b) Transformadores de Potencial.

a) Transformadores de Corriente. Los propósitos fundamentales de los transformadores de corriente son: incrementar el rango de corriente de un instrumento y aislarlo de la línea de mayor tensión.

El devanado primario se coloca en la línea que lleva la corriente a medir y el secundario queda en corto circuito a través del instrumento que toma esa corriente.

Los transformadores de corriente se clasifican en:

- a.1) Transformadores de Corriente tipo Devanado.
- a.2) Transformadores de Corriente tipo Dona.

a.1) Los transformadores de corriente (TC's) tipo devanado se construyen en dos tipos de acuerdo al lugar donde proporciona el servicio: Servicio interior y Servicio exterior o intemperie. La diferencia entre ambos consiste, fundamentalmente, en el hermetismo superior de los primeros respecto a los segundos, por razones obvias.

En los transformadores de corriente de todos los tipos, la tensión secundaria debe ser sumamente reducida, debido a que los devanados de los aparatos que se conectan a este arrollamiento tienen una impedancia muy pequeña.

Los transformadores de corriente tipo devanado, consisten básicamente de dos bobinas devanadas sobre un núcleo laminado.

En los transformadores de corriente destinados a trabajar en medición, donde se requiere alta precisión, los núcleos se fabrican de una pieza (sin juntas) para reducir la corriente de imanación, debiendo elegirse un material excelente para éstos, para que sus pérdidas sean muy reducidas. En estos, el primario suele ser de pocas vueltas devanada sobre un núcleo laminado y conectado en serie con la línea. La relación de transformación de corriente es aproximadamente, el recíproco del cociente entre los números de vueltas del primario y secundario, esto es:

$$N1I1 = N2I2 \text{ por lo tanto } I1/I2 = N2 / N1 = 1/a$$

Donde

- I1 = Corriente en el primario.
- I2 = Corriente en el secundario.
- N1 = Número de vueltas en el primario.
- N2 = Número de vueltas en el secundario.
- a = Relación de transformación.

Los transformadores de corriente para servicio interior, generalmente están completamente cubiertos de material aislante (por ejemplo resina epóxica) y son de tipo seco. Siendo su utilización más común en tableros de control.

Los destinados a servicio intemperie, pueden adoptar muy diferentes construcciones, de acuerdo al fabricante que se trate, las cuales parten desde los que se encuentran contenidos en tanques metálicos y sumergidos en aceite, los cuales no difieren en gran cosa con los transformadores de potencia, hasta los de más reciente desarrollo cuya construcción es a base de porcelana.

En la figura 3.18 se muestra el corte de un transformador de corriente para 230 KV, fabricado por BALTEAU, en el cual se enumeran sus partes principales, así como sus accesorios, que son:

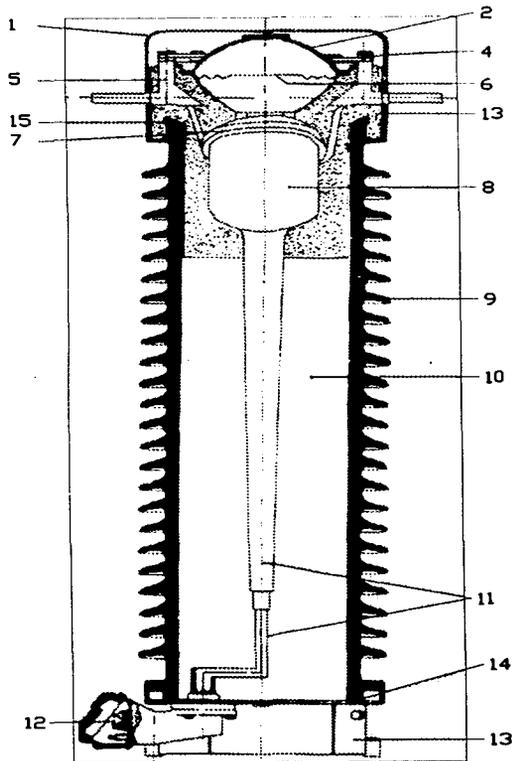


Fig. 3.18 Corte Longitudinal Transformador de Corriente, Hermético

1. Domo removible de aluminio anonizado
2. Cubierta de la cámara de expansión.
3. Barras de conexión de los bobinados primarios.
4. Membrana de compensación de hule sintético, impermeable al vapor de agua.
5. Borne de conexión de los bobinados primarios.
6. Resina sintética (resibloc).
7. Bobinados primarios.
8. Núcleo, bobinados secundarios y aislamiento de alta tensión.
9. Aislador de porcelana
10. Aceite aislante.
11. Tubo de salidas secundarias.
12. Caja de bornes secundarios.
13. Base.
14. Junta Plana de caucho sintético a la prueba de aceite mineral.
15. Junta trapezoidal de caucho sintético a la prueba de aceite mineral.

a.2) Transformadores de corriente tipo Dona. Los transformadores de corriente de este tipo, se construyen para trabajar a la entrada de las boquillas de interruptores o transformadores. Algunos tipos no son adecuados para alimentar waththorímetros para propósitos de facturación, ya que estos no son de gran precisión; sin embargo son de gran utilidad para el suministro de corriente a relevadores para disparo de interruptores o para operar directamente bobinas de disparo, generalmente, es lo requerido en interruptores pequeños.

Los valores nominales de estos quedan determinados de acuerdo a las especificaciones ANSI y NEMA.

Estos transformadores son de relación múltiple generalmente, teniéndose en este caso 4 o 5 terminales secundarias, en las cuales ya se encuentra normalizada su numeración por las especificaciones mencionadas.

Estos transformadores no se diseñan para operar a corrientes muy superiores a la secundaria nominal, la cual es usualmente de 5 amperes, por lo que cualquier exceso habrá de disparar el interruptor correspondiente. Es decir, se diseña de tal forma que conduzcan continuamente a la corriente secundaria nominal y corrientes de sobrecarga momentáneas iguales a aquellas permisibles del equipo sobre el que están instalados.

Este tipo de transformadores se montan en un pequeño tanque dentro de la parte superior del cuerpo del tanque principal del transformador de potencia o interruptor que los contenga.

Las terminales secundarias de las derivaciones, se llevan dentro de un ducto, a través de un sello, a las tabillas terminales, localizadas en una caja a prueba de agua sobre la parte superior de cada unidad.

Su construcción se hace formando al devanado secundario sobre núcleos de tipo anillo o disco de generosas secciones y alta permeabilidad. El secundario se aísla y ensambla sobre el núcleo, sobre un devanado continuo de alambre de cobre. Tienen una gran abertura central, para localizarlos sobre el bastidor de la boquilla del interruptor o transformador principal. De aquí que la boquilla del transformador principal con su conductor, constituyan un devanado primario de una sola vuelta, por está razón, se les da el nombre de tipo dona.

b) *Transformadores de potencial.* Excepto que su régimen de potencia es pequeño, los transformadores de potencial no difieren materialmente de los transformadores de potencia. Sus potencias nominales, son generalmente de 20 a 400 watts.

El devanado secundario está calculado usualmente para 127 volts, y la relación de transformación queda determinada igual que en los transformadores de potencia, por la tensión primaria.

Debido a la caída de tensión en su impedancia interna, su relación de transformación varía un poco con la carga. Además la impedancia interna hace variar, aunque muy ligeramente, la diferencia de fase entre las tensiones primaria y secundaria, las cuales afectan únicamente a los medidores de potencia activa y reactiva.

Como en los transformadores de corriente tipo devanado, los fabricantes suelen adoptar configuraciones diferentes. En la figura 3.19 se muestra un corte longitudinal de un transformador de potencial, marca BALTEAU, así como sus partes:

- 1.- Domo removible de aluminio anodizado.
- 2.- Cubierta de la cámara de expansión.
- 3.- Conexión a tierra.
- 4.- Membrana de compensación de hule sintético.
- 5.- Borne primario de alta tensión.
- 6.- Resibloc (resina sintética).
- 7.- Bobinados de alta y baja tensión.
- 8.- Circuito magnético.
- 9.- Aislador de porcelana.
- 10.- Aceite aislante.
- 11.- Salidas secundarias.
- 12.- Soportes de montaje.
- 13.- Caja de bornes secundarios.
- 14.- Base.
- 15.- Junta plana de caucho sintético a la prueba de aceite mineral.
- 16.- Junta trapezoidal de caucho sintético a la prueba de aceite mineral.

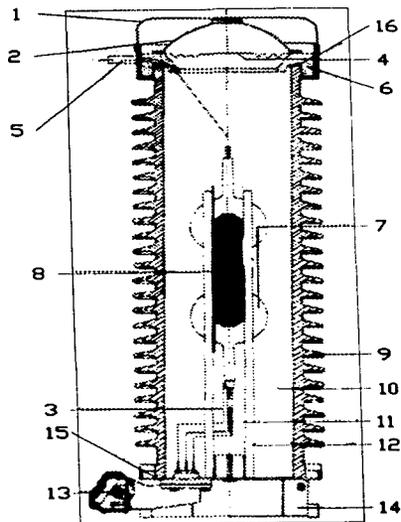


Fig. 3.19 Corte Longitudinal Transformador Hermético Tipo EU.

BUSES y AISLADORES.

Se denomina bus al elemento conductor que sirve para transportar energía eléctrica entre dos puntos de conexión en una subestación. Estos buses están formados principalmente de los siguientes elementos:

- a) Conductores Eléctricos.
- b) Conectores y Herrajes.
- c) Aisladores.

Conductores Eléctricos. Considerando que el elemento principal es el conductor eléctrico, se pueden definir tres tipos de buses:

- 1.- Cable.
- 2.- Tubo.
- 3.- Solera.

A su vez éstos pueden ser de diferentes materiales. Los materiales comúnmente usados para conducir la energía eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero. Actualmente en Luz y Fuerza, se puede decir que casi el 100 % en buses, es de cable de aluminio, por economía y maneabilidad.

Conectores y Herrajes. Los conectores y herrajes, son todos aquellos elementos que sirven para unir elementos conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos. En el caso de los conectores, éstos pueden ser soldables, atornillables (mecánico) o de compresión.

Aisladores. Es aquel elemento que sirve para proporcionar el nivel de aislamiento adecuado en una instalación eléctrica; además nos sirve para soportar los cables conductores de energía a un punto determinado sobre la estructura. Los materiales comúnmente empleados en la fabricación de aisladores son: la porcelana y el vidrio templado, de los cuales se obtiene una alta resistencia: eléctrica, mecánica y de absorción de humedad; características necesarias para una buena selección de aisladores, que soporten los esfuerzos mecánicos y eléctricos a que se someten en el circuito en caso de falla. En la instalación de subestaciones eléctricas se han seleccionado dos tipos de aisladores. Los aisladores soporte (columnas) y las cadenas de aisladores.

APARTARRAYOS.

Un apartarrayo es un dispositivo que tiene por objeto limitar ondas de tensión de origen transitorio sobre el equipo, reduciéndolas a un valor no superior a la resistencia del aislamiento de dicho equipo. Esta reducción se realiza descargando o derivando a las ondas de corriente correspondientes. Por tal razón, los apartarrayos constituyen uno de los dispositivos de protección más importantes en los sistemas eléctricos, ya que estos garantizan la continuidad de operación a pesar de las ondas repetitivas resultantes de las descargas atmosféricas y maniobras normales de operación.

Su función puede compararse con la de un interruptor normalmente abierto, que se cierra para descargar a las corrientes transitorias acompañadas a cualquier disturbio. Después de descargar estas corrientes, debe automáticamente reabrirse para evitar el flujo de la potencia del sistema. En otras palabras, bajo condiciones normales, se comporta como un aislador más de la subestación, que al momento de ocurrir algún disturbio en el sistema, se vuelve un conductor de muy pequeña resistencia para prevenir el desarrollo de tensiones peligrosas que puedan destruir al equipo que protege. Al pasar el disturbio, nuevamente debe seguir actuando como un aislador. Este proceso se efectúa en una cantidad mínima de tiempo sin el auxilio de operadores ó relevadores. El apartarrayo cuenta con un contador de descargas que lleva el conteo del número de veces que esté actúa.

CAPITULO IV

ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION EN HEXAFLÚORURO DE AZUFRE (SF6).

4.1 GENERALIDADES.

Las excelentes propiedades del gas Hexafluoruro de Azufre han incrementado su demanda como medio aislante en equipos eléctricos de alta tensión. En Luz y Fuerza del Centro encontramos subestaciones encapsuladas desde 23 KV hasta 400 KV.

Normalmente las subestaciones en SF6 son enviadas en módulos ya afinados en fabrica, los cuales han pasado satisfactoriamente por rigurosas pruebas de alta tensión y de control de calidad.

ANTECEDENTES HISTORICOS.

La investigación para el uso y aplicación del SF6 datan aproximadamente del año de 1900. La síntesis del gas SF6 fue obtenida por primera vez en 1900, por los señores Moissan y Lebean, en los laboratorios de la Facultad de Ciencias de París Francia. Sin embargo, solo empezó a utilizarse en la industria eléctrica unos 50 años después alcanzando un desarrollo muy importante en los últimos 20 años.

El uso del SF6 como aislante y agente para extinguir el arco eléctrico, surgió para su aplicación en equipos allá por el año de 1950 en Francia y en Estados Unidos. En 1953 apareció en el mercado el primer interruptor de SF6 , propiciando así su aplicación en barras colectoras y cuchillas, originando el estudio y desarrollo de subestaciones blindadas y encapsuladas en SF6.

DESCRIPCION.

El Hexafluoruro de Azufre (SF6), es un gas altamente aislante, cuyas propiedades son empleadas en equipos de alta tensión. Las propiedades físicas que hacen que este gas sirva como aislante eléctrico, a la vez refrigerante y un excelente agente para extinguir el arco eléctrico, son las siguientes:

- Alta rigidez dieléctrica.
- Estabilidad Química.
- Estabilidad Térmica.

- No inflamable.
- Alta conductividad Térmica.
- Fisiológicamente inerte.
- Gran capacidad para extinguir el arco eléctrico.

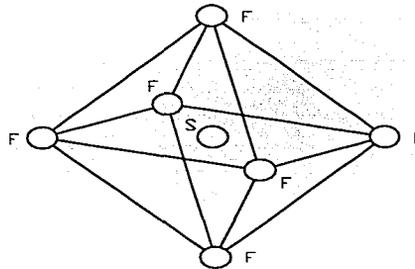
Pertenece a la familia de los gases halógenos; el descubrimiento del SF₆ como medio aislante y como medio de extinción del arco eléctrico, ha facilitado la creación de una nueva generación de interruptores con menos dimensiones, considerando mayor capacidad de interrupción, mayor confiabilidad y una gran reducción en el mantenimiento.

Sin embargo el SF₆ no solo ha tenido un gran impacto en el diseño de interruptores, sino que también llevo a un concepto de subestaciones completamente nuevo, las SUBESTACIONES BLINDADAS. Evidentemente hay sólidas razones para el empleo de este gas, que no existen en estado natural, siendo necesario sintetizarlo; por parte de todos los usuarios y constructores, preocupados por combinar la mejora en el rendimiento y la calidad en el servicio con una reducción de "pesos" y "tamaños".

En consecuencia, la utilización de esta nueva tecnología, requiere del estudio de los fenómenos y principios básicos, sobre los que se apoyan los razonamientos desarrollados. Dichos fenómenos se estudiarán más adelante, para finalmente tratar los procedimientos requeridos para el montaje, pruebas, puesta en servicio y mantenimiento de una subestación eléctrica de potencia, con aislamiento en Hexafluoruro de Azufre.

CARACTERISTICAS.

Este gas es un compuesto químico cuya formula es SF₆. En la figura 4.1 se observa la representación espacial de una de sus moléculas:



Los átomos de flúor están colocados simétricamente en los vértices de un octaedro regular, donde el átomo de azufre ocupa el centro y sus enlaces con este último presentan un carácter fuertemente covalente. En la figura se observa que el átomo de azufre está rodeado por seis átomos de flúor dispuestos equidistantemente de él (en 1.57 a 1.58 Angstrom).

El gas SF6 en estado puro es:

- Incoloro.
- Inodoro.
- Insaboro.
- No tóxico.
- No inflamable.
- No corrosivo.
- Condensable a bajas temperaturas.

Características físicas:

- | | |
|---------------------------------|-----------------------|
| - Peso molecular | 146.07 gramos. |
| - Temperatura crítica | +45.5 °C |
| - Presión crítica | 40.0 bar. |
| - Densidad crítica | 730 kg/m ³ |
| - Densidad con respecto al aire | 5.0 |

La velocidad del sonido en él, es más o menos tres veces menor que en el aire.

El SF6 es especialmente estable. El calentamiento no lo descompone, sino solamente por encima de 500° C; ciertas materias pueden facilitar un poco su descomposición. Una descomposición parcial, se observa bajo la acción del arco eléctrico. 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 sulfatos metálicos).

El SF6 posee excelentes propiedades dieléctricas. En condiciones comparables con el aire, su rigidez dieléctrica es 2.5 veces mayor y su eficacia en la extinción del arco se puede estimar en más de diez veces.

FABRICACION.

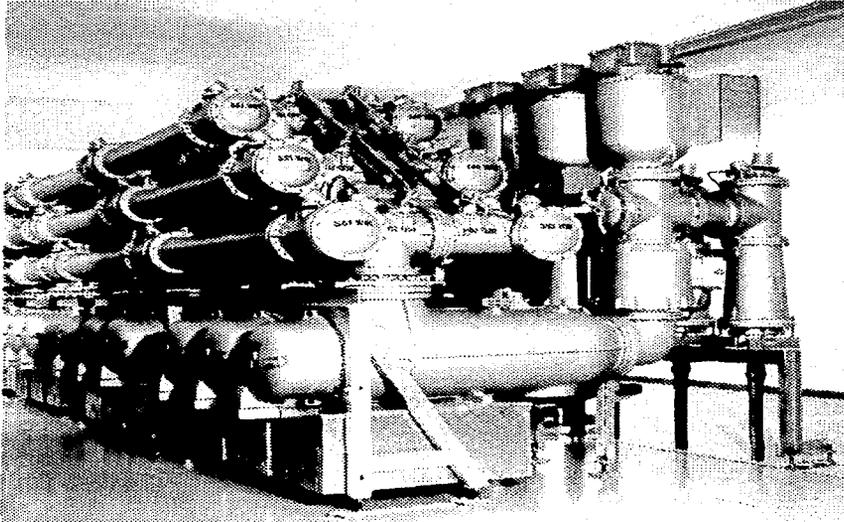
El SF6 es un producto industrial conseguido por síntesis directa de flúor y azufre fundido. El producto se obtiene y se purifica por lavado, cracking y secado. Luego se licúa por compresión, para eliminar los elementos que no se condensan, (el oxígeno y el nitrógeno del aire, o el tetrafluoruro de carbono), antes del llenado bajo presión en cilindros de acero.

La fórmula que por electrólisis logra la fabricación del SF6 es:



Además del SF6 los otros productos que se forman son fluoruros de azufre de menor valencia, tales como tetrafluoruro de azufre (SF4), difluoruro de azufre (SF2), fluoruro de azufre (SF), decafluoruro de azufre (SF10), lo mismo que impurezas, debido a la presencia de humedad, aire y partículas de carbono dentro de la celda electrolítica de flúor.

4.2 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN SF6.



El uso del SF6 en instalaciones eléctricas sucede en el momento oportuno, justo en la época de transición, en que las grandes ciudades sufren un cambio radical en su crecimiento y por ende una mayor demanda de energía eléctrica. Por lo que es precisamente en este momento, cuando surgen las SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN SF6 , que llegan a cubrir las necesidades de energía en zonas densamente pobladas, donde por consecuencia no existen extensiones de terreno donde ubicar subestaciones convencionales, las cuales por sus características, en la actualidad sería imposible situarlas en estos lugares; de ahí las ventajas de las subestaciones encapsuladas, cuyas dimensiones son aproximadamente 10 veces menores en comparación con las convencionales, además de que poseen una serie de ventajas como las que se describen a continuación:

- Reducción de tamaño.
- Reducción de peso.
- Operación confiable.
- Operación silenciosa.
- Diseño simplificado.
- Fácil instalación por su construcción modular.
- Fácil manejo.
- Fácil mantenimiento.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Alta rigidez dieléctrica.
- Alta capacidad en la extinción del arco eléctrico.
- Excelente estabilidad térmica.
- Baja temperatura de licuefacción.
- Estabilidad química.
- No inflamable.
- Fisiológicamente inerte.
- Puede calentarse hasta 500°C sin descomposición.
- Requerimiento menor de terreno de 1/10 con respecto a convencionales.
- Nula exposición de las partes energizadas con el medio ambiente.
- Abatimiento de costos en general.
- La contaminación no les afecta, gracias a su hermeticidad.
- Facilidad de montaje en el interior o en el exterior.

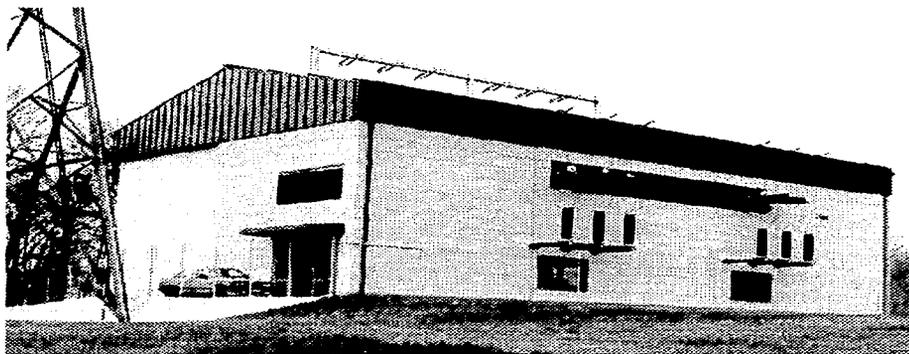
DESCRIPCION DE COMPONENTES

Los principales componentes de una subestación ya fueron mencionados en un capítulo anterior, en una subestación blindada tenemos los mismos componentes, solo que con algunas variantes que mencionaremos en los siguientes párrafos, tomando como base el proyecto de la subestación OLIVAR, dentro del sistema eléctrico de Luz y Fuerza del Centro.

CASETA

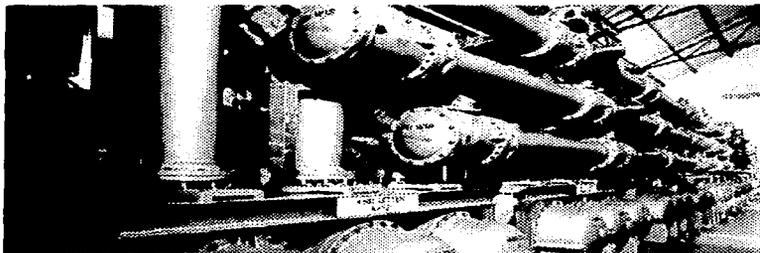
En el interior de la caseta se instala el equipo encapsulado así como sus tableros de control eléctrico local. También cuenta con una estructura metálica que le da soporte a la caseta entera y a una grúa viajera instalada en la parte superior de la misma, que puede deslizarse a todo lo largo y a todo lo ancho de la caseta para poder transportar los equipos y con ello facilitar el ensamble y acomodo de cada uno de ellos.

Esta construida con multipaneles preconstruidos, de metal, rellenos de un material que sirve de aislante para las temperaturas exteriores.



BARRAS COLECTORAS.

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



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

Para soportar las barras conductoras se utilizan 2 tipos de aisladores:

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

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

CUCHILLAS.

Las cuchillas en una instalación en SF6 son concebidas para realizar un desplazamiento axial. Mediante la aplicación de diferentes accesorios en las bridas laterales, puede ser adaptado el interruptor al lugar del montaje. Tres seccionadores forman junto con el accionamiento por motor, una unidad de cuchilla tripolar incrustada a la instalación.

En las figuras 4.2 y 4.3 se ilustra un corte de la cuchilla y la tapa completa.

CONSTRUCCION y FUNCION Algunos fabricantes conciben un polo esencialmente de los siguientes elementos:

- Caja de la cuchilla
- Brida intermedia
- Contacto deslizante
- Soporte
- Contacto principal
- Apoyo completo
- Columna giratoria.

Caja de la cuchilla. La caja del seccionador (1) con la brida intermedia (2), va montado sobre un aparato blindado y es, al mismo tiempo, soporte del accionamiento por motor, se montan en forma directa o con una tapa (23) un detector de densidad (21) y la placa de rotura (24).

Contacto deslizante. En el contacto deslizante (3) van instalados el mecanismo de palanca (8), el tubo de contacto (9) con el anillo deslizante (10), la laminilla de contacto MC (11) y, según el tipo de interruptor, el contracontacto del conector a tierra (12).

Contacto principal. En el contacto principal (5) van montados los elementos siguientes: la laminilla MC (11), el filtro (13) y, según sea el tipo del seccionador, un contracontacto de conector a tierra (12) o una tapa.

Función. La función principal de las cuchillas la podemos resumir de la siguiente forma: Al conectarse es transmitido el momento de torsión al tubo de contacto (9) en el contacto deslizante(3), por medio del varillaje de accionamiento tripolar (26), la palanca (16), del árbol de accionamiento (17), la columna giratoria (7) y el mecanismo de palanca (8).

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

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

PLACA DE ROTURA. Si por cualquier motivo es sobrepasada la presión admisible, se quiebra la placa de rotura (22) y procura un descenso de presión en la cámara de gas. Las fracciones procedentes de la rotura de placa y el chorro de gas, son desviados por un tubo direccional (27), con la finalidad de que las personas y los grupos de la instalación queden protegidos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

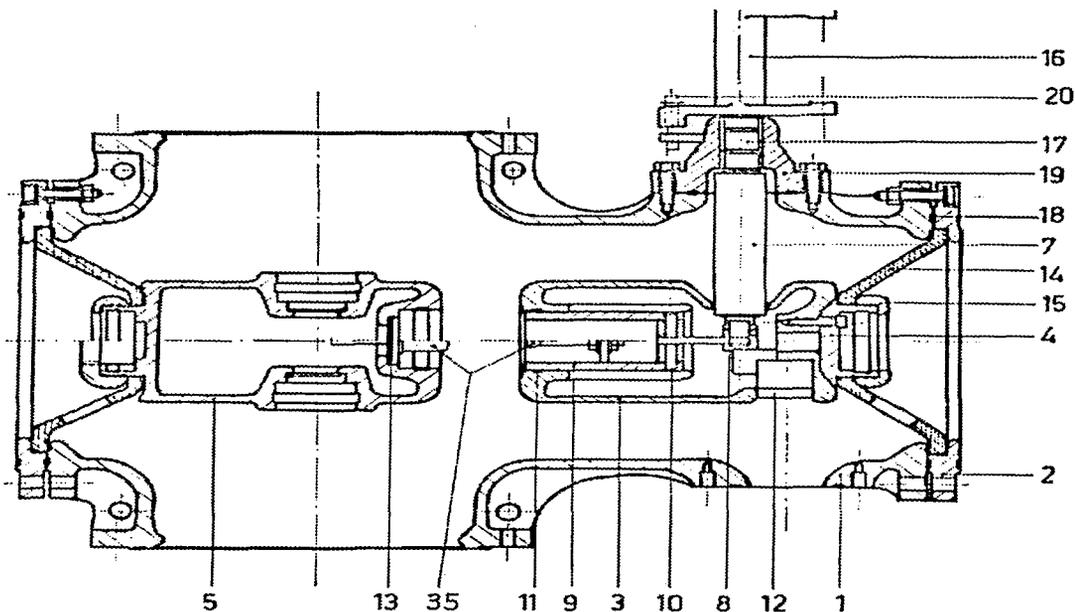


Fig. 4.2 Elementos que componen una Cuchilla

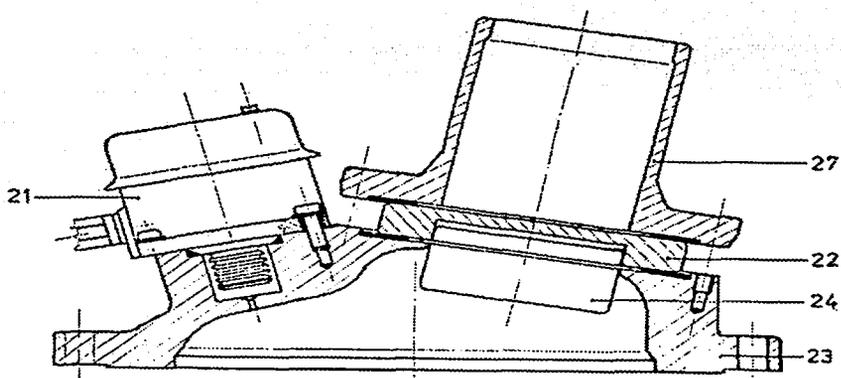


Fig. 4.3 Tapa completa

Para el funcionamiento impecable de los seccionadores es muy importante que se observen los puntos que a continuación se describen:

El soporte completo (6) se introducen la carcasa del seccionador (1). En el caso de los conos de paso (14) se debe tener especial cuidado que la ventanilla quede siempre montada mirando hacia abajo.

Solamente cuando ha sido insertada correctamente la empaquetadura de goma (18) dentro de la ranura se puede montar la brida (2). Con cuatro pernos es alineada la brida intermedia (2) con la carcasa del seccionador. Después de este ajuste, deberán apretarse los tornillos de fijación en cruz con el par de apriete.

El contacto deslizante (3) es mantenido sujeto contra el dispositivo de fijación de la carcasa (4) a través de otro orificio del seccionador y atornillado desde afuera con 4 tornillos. No se deben apretar demasiado los tornillos, con el fin de poder alinear el contacto deslizante. Al mismo tiempo debe tenerse en cuenta que el acoplamiento de la columna giratoria vaya alineado con la abertura del seccionador. El contacto principal (5) es empujado dentro del seguro contra el giro ubicado en el soporte (28). El segundo soporte del contacto principal (6).

AJUSTE. Con una herramienta auxiliar se empuja el tubo de contacto (9) junto con la varilla del conector a tierra, en la posición "CONECTADO". La herramienta auxiliar se emplea también como calibre de ajuste para el montaje correcto de la columna giratoria.

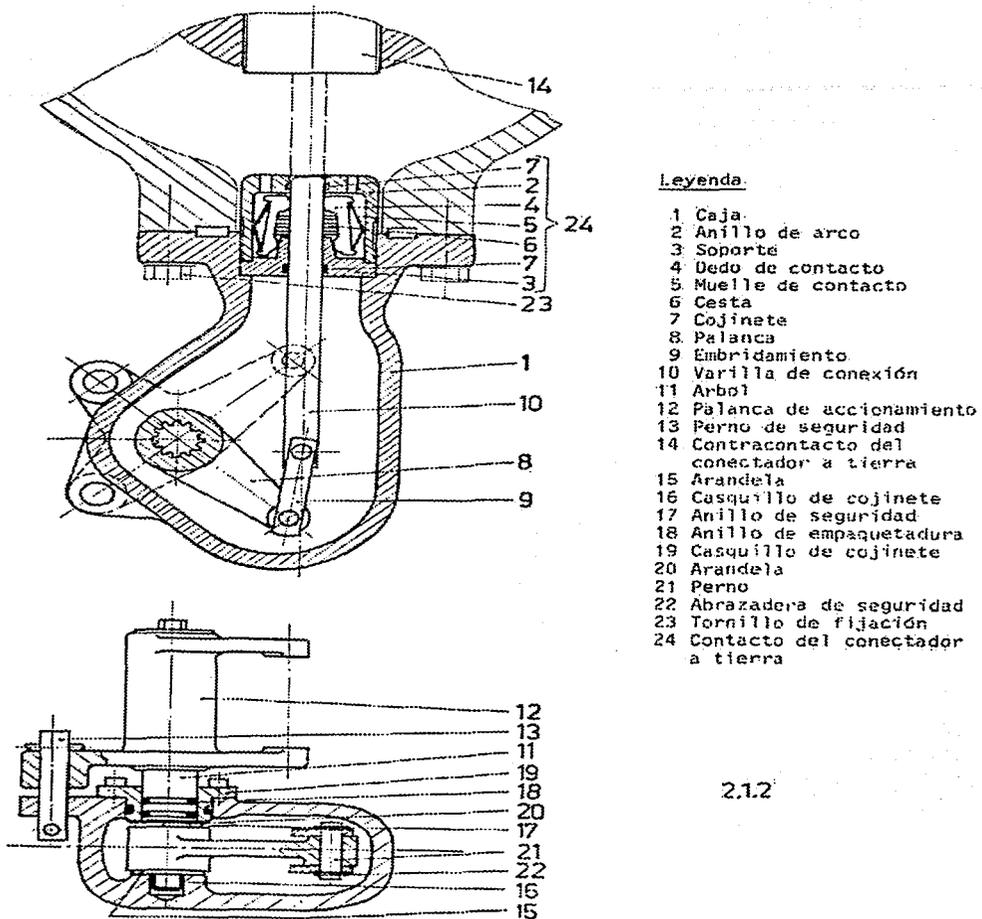
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA.

Las cuchillas de puesta a tierra se diseñan como elementos incorporables, que pueden aplicarse como conectadores , tierra de trabajos tripolares, de accionamiento eléctrico, o unipolar de accionamiento manual. También pueden emplearse como cuchilla de puesta a tierra tripolar rápido. Tres cuchillas a tierra forman una unidad tripolar montada en la instalación, juntamente con el accionamiento.

CONSTRUCCION DE UNA CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA.

Las figuras 4.4 y 4.5 muestran una sección de un polo en la posición "DESCONECTADO". Un polo está compuesto esencialmente por los siguientes grupos principales:

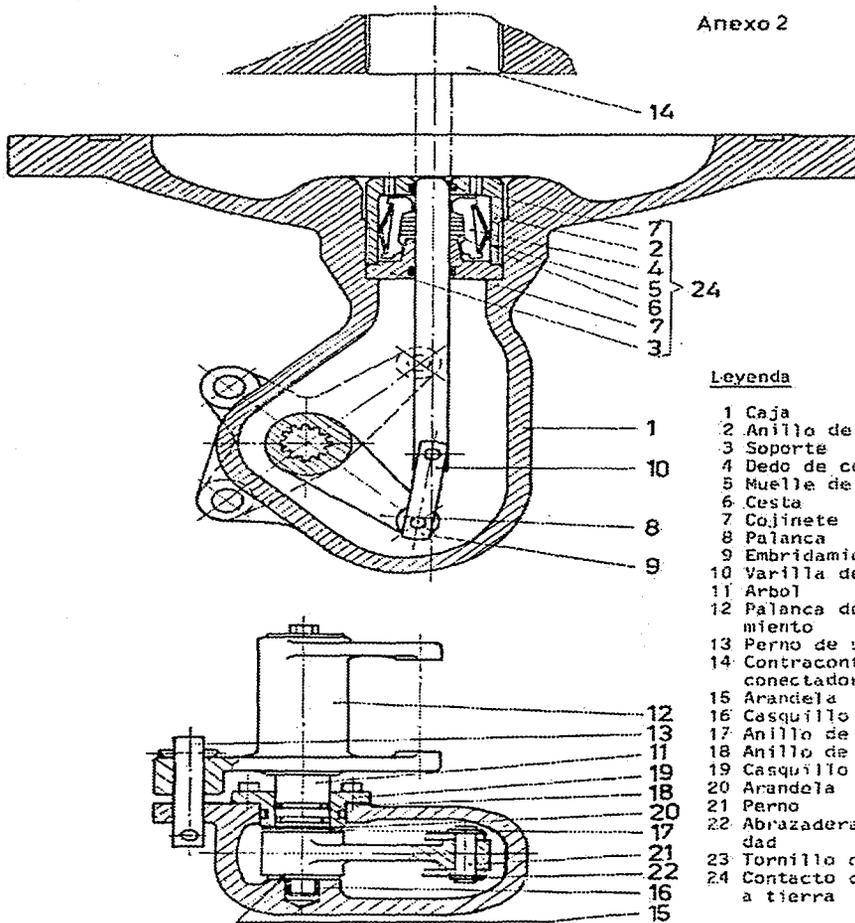
- Caja de la cuchilla de puesta a tierra
- Arbol completo
- Palanca con embridamiento y varilla de conexión
- Contacto de la cuchilla de puesta a tierra.



2.1.2

Fig. 4.4 Elementos que componen una Cuchilla de Puesta a Tierra.

Anexo 2



Leyenda

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

Fig. 4.5 Elementos que componen una Cuchilla de Puesta a Tierra.

FUNCION. La cuchilla de puesta a tierra, está compuesto por una caja de la cuchilla (1) con un contacto incorporado del conector a tierra y con una varilla de conexión (10), accionada por una palanca (8) y el embridamiento (9). El árbol de accionamiento (11) es conducido al exterior a través de la caja de la cuchilla de puesta a tierra. Con un movimiento de giro de 90° son accionadas las cuchillas de puesta a tierra con sus palancas (12) correspondientes de forma tripolar o monopolar. La posición momentánea de "CONECTADO" o "DESCONECTADO" es señalizada por un indicador de posición en el varillaje de accionamiento con "CONECTADO" o "DESCONECTADO" y se asegura mediante la inserción de un perno (13). El contracontacto de la cuchilla a tierra (14) está incorporado en distintos electrodos y soportes.

MONTAJE DE LA CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA. Se debe instalar la arandela (15), introducir la caja (1) la varilla de conexión, incluso el mecanismo de palanca (8). Centrar la palanca y se monta seguidamente el árbol de accionamiento (11) con cojinete(19) Y arandela (20). Se eleva la varilla de conexión (10) Y se monta el contacto del conector a tierra (24). Empleando una herramienta auxiliar se debe apretar el contacto de la cuchilla de puesta a tierra con una fuerza minima de torsión de 120 Nm.

REVISION. Para la revisión de los desconectores a tierra se deben desmontar los anillos de arco (2) con una herramienta auxiliar, pudiéndose entonces desmontar el contacto del conector a tierra (24). Se debe comprobar que todas las piezas con desgaste elevado incluyendo las empaquetaduras y reemplazarlas eventualmente.

Una vez desmontado el contracontacto del desconector a tierra (14), se deben controlar los dedos de contacto (4) y sustituirlos si es necesario.

CUCHILLA A TIERRA RAPIDA.

La cuchilla a tierra rápida está concebida como un elemento de montaje para instalaciones en recintos interiores. Operan los tres polos por medio de una varilla, que es comandada por un motor de accionamiento. El conector a tierra rápido está compuesto esencialmente de los siguientes elementos de construcción:

- Cártel del conector a tierra	(1)	Barra de conexión	(11)
- Palanca de embridamiento	(2)	Barra tensora	(12)
- Varilla de conexión	(3)	Trinquete	(13)
- Contacto del conector a tierra	(4)	Palanca de impulsión	(14)
- Soporte de resorte	(5)	Paquete de resortes de freno	(15)
- Muelle espiral	(6)	Rodillo	(16)
- Cubo del resorte	(7)		
- Eje	(8)		
- Palanca despacio	(9)		
- Palanca con eje	(10)		

En la figura 4.6 se ilustra al cuchilla a tierra rápida, con sus partes que la integran.

FUNCION La función de la cuchilla a tierra rápida es la de conectar a tierra, las tres fases de una instalación bajo tensión o respaldar secciones de fase, efectuándolo igualmente bajo condiciones de corto circuito.

CONSTRUCCIÓN. La construcción de las cuchillas de puesta a tierra rápida se puede resumir de la siguiente forma, según prescripciones de los propios fabricantes:

Tres conectadores a tierra rápidos con un motor de accionamiento, impulsados por un varillaje, son tensados durante aproximadamente 10 segundos. La posición normal (servicio) es la posición "DESCONECTADO".

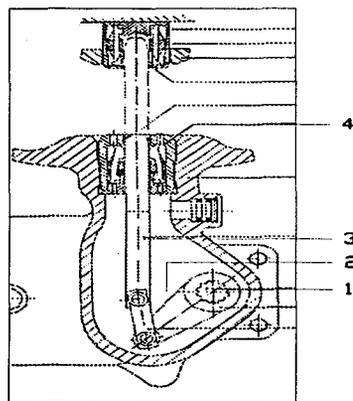
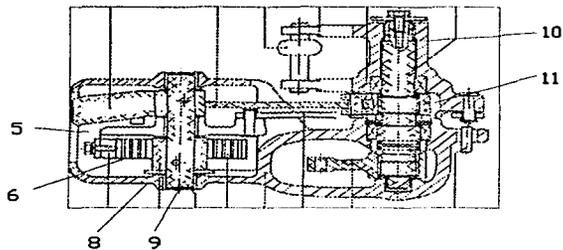
El muelle espiral (6) queda asegurado contra torsión por el trinquete (14) en el eje (9), hasta que el soporte del resorte (5) oprime sobre el trinquete (14) y libera la palanca de impulsión.

Mediante un movimiento de rotación del eje (9) de 90° por la barra de conexión, se conecta la varilla de conexión por la energía del resorte liberada. La energía empleada, es distribuida por el grupo de resortes (16) en la posición final "DESCONECTADA". La duración de conexión de "DESCONECTADA" a "CONECTADA" es de aproximadamente 17 mseg.

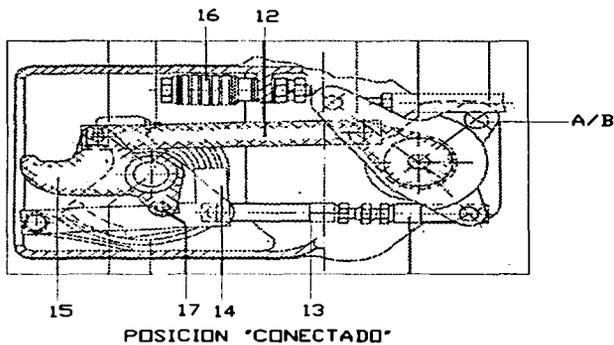
Mediante la introducción de un perno en los orificios A y B , es asegurada la cuchilla a tierra rápida. La posición para desconectar se obtiene con el motor de accionamiento de la siguiente forma: la palanca (10) es girada en 90° que recoge al mismo tiempo la palanca (11), la varilla de conexión (3) se desplaza a la posición "DESCONECTADA". La barra de conexión (12) gira hacia atrás la palanca de impulsión (15), el soporte de resorte (5) y el muelle espiral (6), hasta que el rodillo (17) queda enciavado en el trinquete (14).

Después de la conexión bajo condición de corto circuito, se debe cambiar el contracontacto de la cuchilla a tierra rápida en los electrodos. Se debe comprobar si los electrodos presentan huellas de quemaduras y sustituirlos eventualmente.

EMERGENCY
FALLA DE CORRIENTE



POSICION "DESCONECTADO"



POSICION "CONECTADO"

Fig. 4.6 Elementos que integran una Cuchilla a Tierra Rápida y sus posiciones de "CONECTADO" Y "DESCONECTADO".

CUCHILLA A TIERRA AISLADA.

Con la cuchilla a tierra aislada integrada a la instalación en SF6, existe la posibilidad adicional de efectuar mediciones, o sea que puede transmitirse desde afuera, una corriente de medición al interior (el conductor) con el conector a tierra conmutado. La diferencia con la cuchilla a tierra montada normalmente, consiste solamente en la forma de ejecución de la parte de las bridas del cárter del conector a tierra, del material de sujeción (tornillos, placas de apoyo, etc.) así como a la empaquetadura de la brida. Esta última es confeccionada con una mezcla de hules especiales de resistencia eléctrica elevada. Para la medición se precisan 2 cuchillas de puesta a tierra, una de ellas unipolar aislada para la alimentación de la corriente de medida y la otra para el retorno de la corriente por el blindaje. La posición de la cuchilla a tierra unipolar aislada, se puede ver en las figuras 4.7 o 4.8.

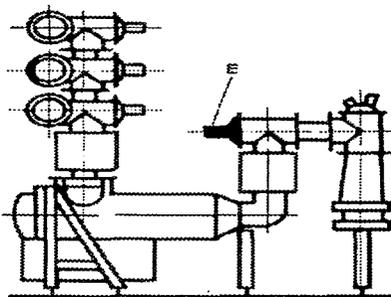


Fig. 4.7 Conector a tierra unipolar "E" aislado en cárter T.

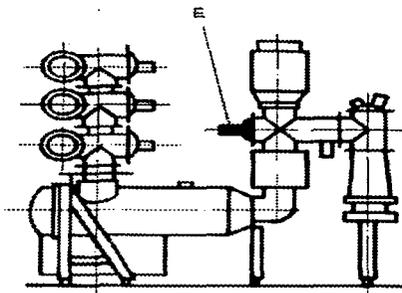


Fig. 4.8 Conector a tierra unipolar "E" aislado en seccionador 3.

El montaje de la cuchilla a tierra aislada, se efectúa en la forma tripolar, según prescripciones del fabricante. Se deben observar además los siguientes puntos:

Por cada conector a tierra se montan 2 mallas de cobre.

La resistencia de paso R1 es como máximo de 45 Ω y se debe comprobar durante el montaje.

Entre el cárter y la brida del conector a tierra hay montada una arandela aisladora

Los tornillos de fijación del conector a tierra se montan con aislamiento

El varillaje de accionamiento va equipado en los puntos 1, 2 y 3 con una cabeza de articulación aislada

-Los soportes del accionamiento van integrados con aislamiento al cárter de la cuchilla a tierra rápida. El accionamiento con el varillaje y los soportes del mismo, está nivelado al mismo potencial que la cuchilla a tierra de la fase media.

ACCIONAMIENTO POR MOTOR.

El motor de brida de fijación (1) debe accionar el husillo (2) por medio de un engranaje de ruedas dentadas cilíndricas de 2 escalones. Mediante una tuerca (3) colocada sobre el husillo, una palanca (4) y una corredera (5), es transformado el movimiento longitudinal en movimiento giratorio. El ángulo de giro del árbol (6) es de 78°.

El accionamiento del interruptor auxiliar se produce por un mecanismo acoplado a la tuerca del husillo, que impulsa una varilla ajustable (7). Por medio de la manivela, que es introducida directamente en el husillo (2), se puede ajustar manualmente el accionamiento. Cuando esta insertada la manivela, se interrumpe el circuito del motor.

Todas las conexiones eléctricas son establecidas por enchufes, que se encuentran en la pared del fondo del accionamiento.

Las figuras 4.9 y 4.10 nos muestran el accionamiento por motor con las partes que lo integran.

Leyendas de los anexos 1 y 2.

<u>Pos.</u>	<u>Denominación</u>
1	Motor de brida de fijación
2	Husillo de movimiento
3	Tuerca del husillo

4	Palanca
5	Corredera
6	Arbol
7	Varilla de conexión
8	Varilla de accionamiento del contador
9	Cuentacarreras
10	Mirilla
11	Empuñadura
12	Interruptor de bloqueo
13	Chapaleta de enclavamiento
14	Chapaleta
15	Botón pulsador "CONECTADO.
16	Botón pulsador "DESCONECTADO"
17	Perno de bloqueo
18	Palanca
19	Cojinete
20	Varillaje
21	Imán de desenclavamiento
22	Tornillo de ajuste
23	Biela de empuje
24	Rotor
25	Palanca de elevación
26	Unión atornillada
27	Tornillo de sujeción
28	Portabornes
29	Brida
30	Tapa
31	Placa de mando
32	Placa del interruptor
33	Placa frontal
34	Palanca
35	Arbol
36	Sistema de palancas
37	Tuerca de ajuste
38	Varillaje
39	Varillaje
40	Varillaje
41	Perno de bloqueo
42	Palanca de accionamiento
43	Interruptor auxiliar
44	Caja
45	Tapa
46	Tapa del orificio de manivela
47	Ventilacion
48	Junta
49	Enchufe
50	Caja de conexión

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig. 4.9 Elementos integrantes del Accionamiento por Motor.

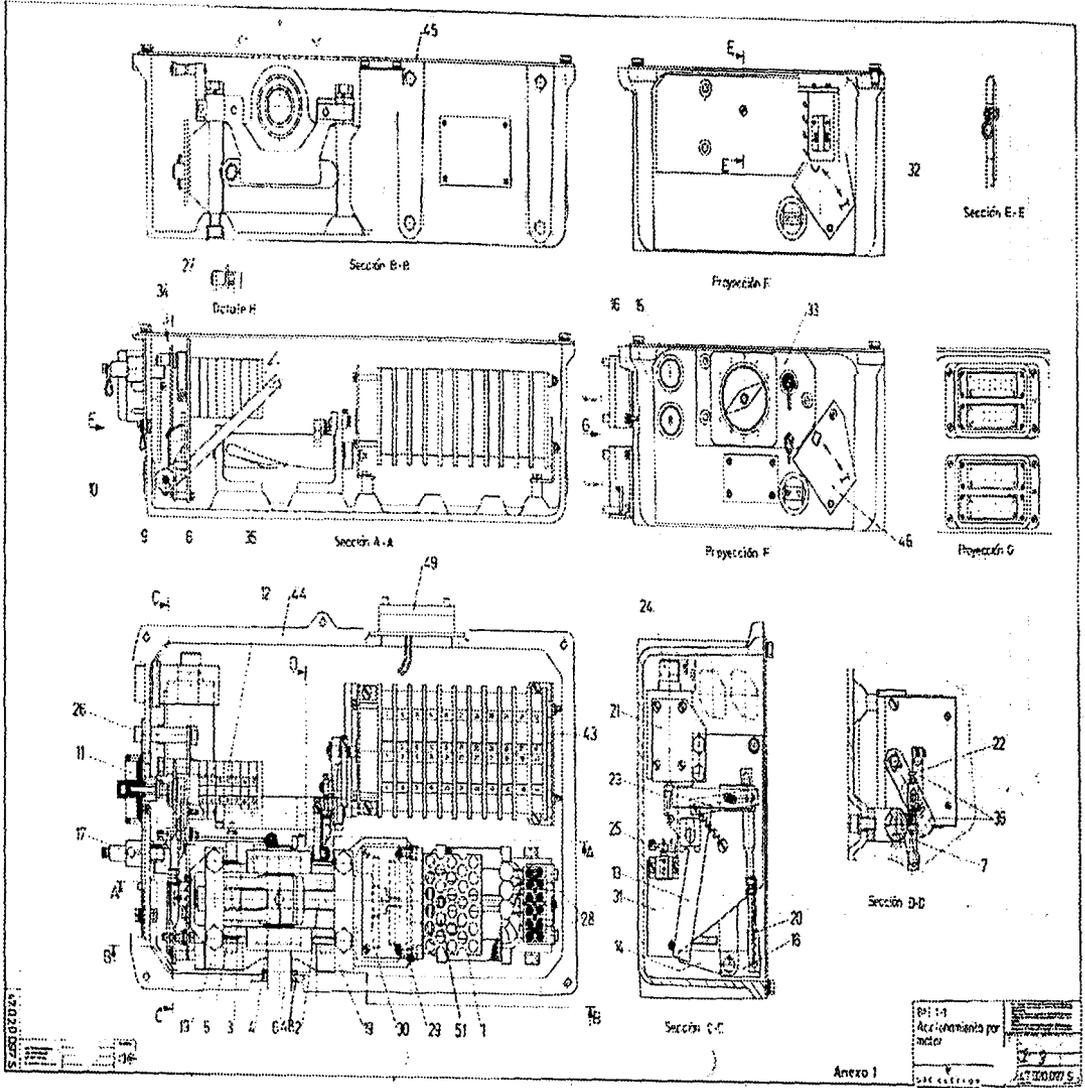
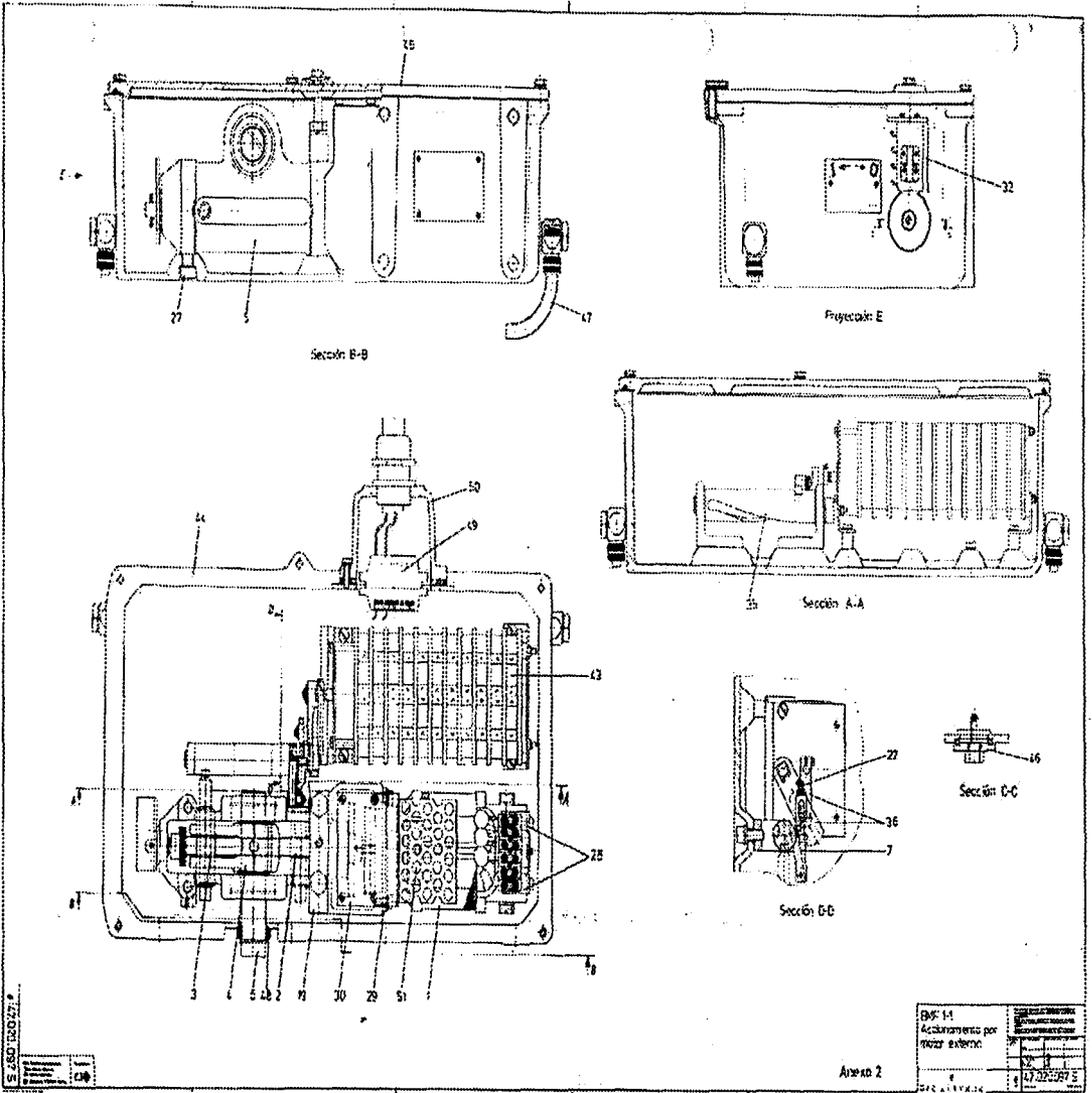


Fig. 4.10 Elementos integrantes del Accionamiento por Motor.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



EQUIPOS SUPLEMENTARIOS POSIBLES.

- Contador de operaciones mecánico: El accionamiento del contador de operaciones (9) es producido por el árbol (6), a través de la varilla de accionamiento del contador (8). La indicación del contador puede ser leída por la mirilla (10) en el lado de operación del accionamiento.

Interrupción de bloqueo: La empuñadura (11) del interruptor de bloqueo (12), puede ser asegurada en toda posición con candados. Pueden ser ajustadas las siguientes formas de servicio:

a) Desconectado: el circuito de motor está interrumpido por el interruptor de bloqueo (12), la chapaleta de bloqueo (13) impide que pueda introducirse la manivela y, cuando se ha incorporado un bloqueo mecánico de posición final, es bloqueada en sus posiciones finales la tuerca del husillo (3) por la chapaleta (14).

b) Remoto: Posición normal, liberación del accionamiento por el botón pulsador conectado (15) o desconectado (16).

c) Emergencia: el circuito del motor está interrumpido. Si no se ha incorporado un imán de desenclavamiento (21), es posible introducir la manivela ya que la chapaleta de bloqueo (13) es levantada forzosamente. Habiendo no obstante un imán de desenclavamiento, es levantada solamente la chapaleta de bloqueo, si se ha librado por el mando el accionamiento, o sea cuando el imán de desenclavamiento (21) está cerrado.

c) Desenclavado: esta posición existe solamente cuando se ha incorporado un imán de desenclavamiento (21). Puede ser ajustada solamente quitando el perno de bloqueo (17), que puede ser inmovilizado con un candado, lo cual origina la interrupción del circuito del motor y la chapaleta de bloqueo (13) es alzada.

-Enclavamiento Mecánico de la posición final: el enclavamiento mecánico de la posición final es sólo posible, cuando un interruptor de bloqueo (12) está incorporado. Este se compone de una chapaleta (14), la palanca (18), los cojinetes (19) y el varillaje (20). Sólo en las posiciones finales del accionamiento puede ser girada la chapaleta (14).

-Imán de desenclavamiento : mediante el imán de desenclavamiento (8") puede ser alzada la chapaleta de bloqueo (13). De esta forma es posible manejar con la manivela el accionamiento. Para que cierre el imán se deben cumplir los siguientes requisitos: poner el interruptor de bloqueo (12) en la posición de "EMERGENCIA" y liberación por el mando de la instalación.

Después de 2500 conexiones o cada 5 años, se deben engrasar los husillos de movimiento y el engranaje con un aceite especial y el cual no debe ser sustituido por otro que el fabricante no haya recomendado (algunos fabricantes recomiendan para esta acción de engrasar el Aseol 0-365.2). Los accionamientos son provistos desde fábrica con esta grasa y no deberán reengrasarse con otro tipo de grasa. Cada 5000 conexiones deben controlarse los accionamientos con respecto al desgaste y controlar los ajustes. Las siguientes piezas deben controlarse en cuanto al desgaste y sustituir las si es necesario:

- Motor de accionamiento. Colector, escobillas, piñones, cojinetes, freno
- Sistema de corredera: ruedas dentadas, cojinetes, husillos, guía longitudinal, tuerca del husillo, rodillos, palancas, resortes de disco.
- Interruptor auxiliar: mecanismo de conexión, palanca, contactos.
- Contador de operaciones: varillaje.
- Interruptor de bloqueo: contactos.

TRANSFORMADORES DE MEDICION.

Los transformadores de medición deben siempre responder a los requerimientos para los cuales son diseñados, considerando los múltiples elementos del equipo de red, así como los sistemas de protección y de medida. Por consiguiente, la parte activa deberá alojarse en envolventes estandarizadas para ser colocados en un punto cualquiera de la instalación. Los sistemas aislados en SF6 comprenden transformadores de tensión inductivos o capacitivos y transformadores de intensidad inductivos. El transformador de tensión inductivo tiene un núcleo magnético sobre el que está dispuesto el arrollamiento secundario en el interior y el arrollamiento primario en el exterior. El arrollamiento primario esta aislado por hojas impregnadas-SF6 y el electrodo forma una pantalla del lado de alta tensión. La conexión de alta tensión conecta el arrollamiento primario al de la instalación.

Los arrollamientos secundarios llegan a la caja de bornes desde la que parten los cables. Con su tapa, la envolvente constituye un compartimento de gas perteneciente a la parte activa, vigilado por su densímetro, protegido por la placa de descarga de sobrepresión y provisto de un absorbente para mantener el gas en estado seco. En el transformador de tensión capacitivo, el núcleo y sus arrollamientos han sido reemplazados por un condensador de alta tensión alojado en la envolvente y acoplado a un amplificador electrónico que suministra las señales a los equipos de protección y medición.

El transformador de intensidad consta de dos núcleos anulares, individuales. El conductor por el que circula la corriente por medir atraviesa los núcleos anulares en su centro y sirve como arrollamiento primario. El arrollamiento secundario está dispuesto sobre el núcleo y conectado a la caja de bornes con los conductores de medida. Los núcleos pueden construirse según las exigencias de las clases de medida o de protección. La relación de transformación y la potencia de precisión pueden adaptarse a todas las condiciones y normas conocidas.

Es posible la conmutación de la relación de transformación por el lado secundario. Los núcleos están alojados en un cárter de fundición de aluminio y apantallados con el tubo interior con respecto al conductor primario, lo que limita simultáneamente el compartimento del gas.

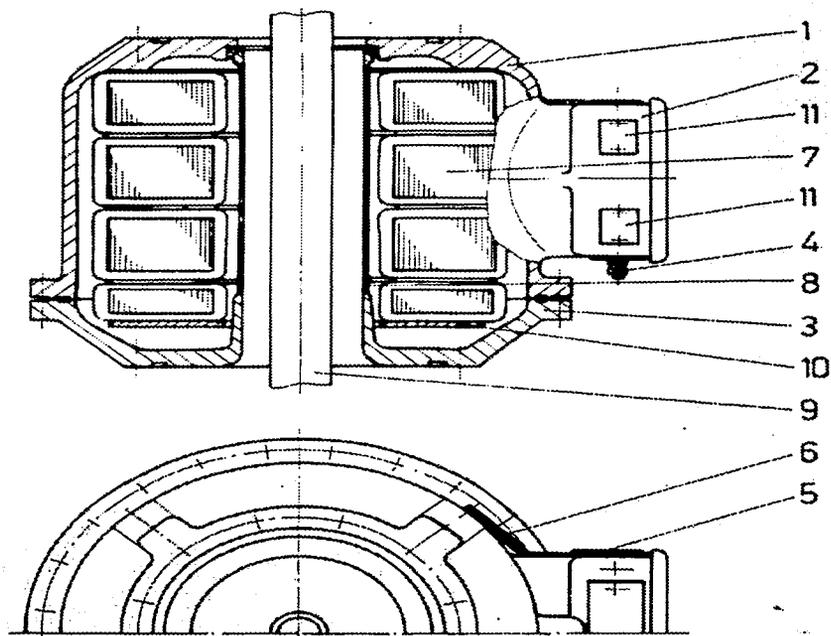
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente para equipo encapsulado han sido concebidos como transformadores de núcleo anular, es decir en forma de anillo. La potencia y grado de precisión de los núcleos, son adaptados de acuerdo a las necesidades.

Se pueden alternar diversas relaciones, disponiendo derivaciones en el arrollamiento secundario. El arrollamiento secundario se compone de alambre magneto de cobre aislado con barniz. Las espiras están distribuidas uniformemente sobre el contorno del núcleo.

Antes de la puesta en servicio de una subestación de este tipo, deberá tenerse en cuenta para los transformadores de corriente, lo siguiente:

- Revisar si han sido efectuadas las conexiones del secundario correctamente.
- En caso de que algún secundario se encuentre en CIRCUITO ABIERTO, este deberá cortocircuitarse y aterrizarse.
- Nunca dejar en servicio una subestación estando los transformadores de corriente con SECUNDARIO ABIERTO.
- Los transformadores de corriente en SF6 no requieren mantenimiento.



- 1- Caja de transformador
- 2- Caja de bornes
- 3- Brida completa
- 4- Tornillo de puesta a tierra
- 5- Placa de características
- 6- Placa de esquema

- 7- Núcleo
- 8- Electrodo
- 9- Conductor
- 10- Placa portadora
- 11- Placa de polaridad

Fig. 4.11 Transformador de Corriente

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.

Los transformadores de potencial son transformadores de tensión inductivos para montaje en instalaciones completamente encapsuladas.

La bobina de alta tensión de un solo devanado, ha sido desarrollado como embobinado de capas. El aislamiento de alta tensión, lo constituye el gas SF₆, estando así las distintas capas aisladas entre sí y adicionalmente mediante un forro de plástico. Cada transformador de potencial forma una cámara separada asociada al contenido de gas del dispositivo adyacente de montaje.

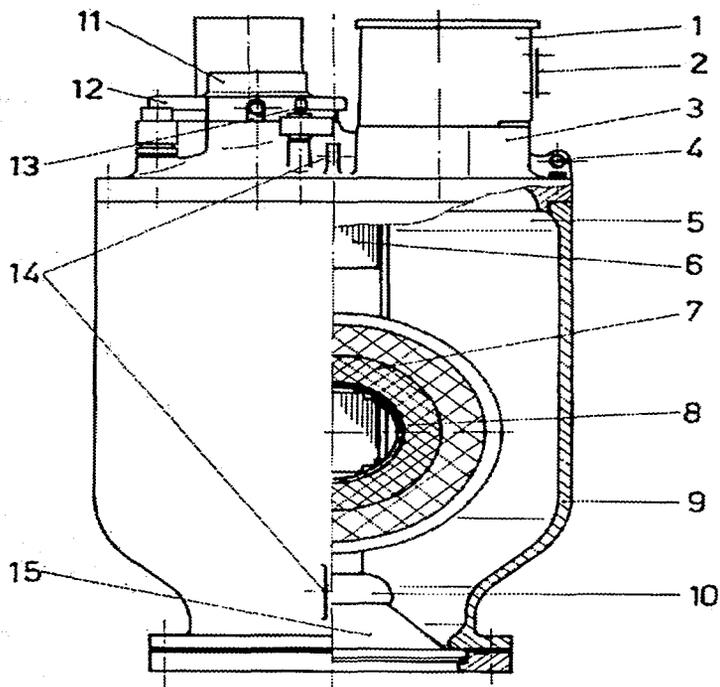
Las partes principales de un transformador de potencial son:

- Caja.
- Parte activa.
- Aislador de alta tensión.

Su transporte debe realizarse en posición vertical, con la terminal de alta tensión hacia abajo. Durante la descarga y el desempaque, se debe cuidar que no reciba golpes, por lo delicado de sus componentes y sobre todo si trae válvula de llenado.

Antes de la puesta en servicio de una subestación encapsulada, deberá tenerse en cuenta lo siguiente para los transformadores de potencial:

- Revisar si han sido efectuadas las conexiones del secundario correctamente.
- Los transformadores de potencial pueden soportar una carga continua con la potencia nominal, si llega como máximo al rendimiento límite.
- En caso de no tener conectada ninguna carga en los bornes del secundario, éstos se deberán mantener abiertos.
- El transformador de potencial se debe poner a tierra en el borne correspondiente.



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

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

Fig. 4.12 Transformador de Potencial.

INTERRUPTOR.

Los interruptores de potencia normalmente requieren mínimo mantenimiento, trabajan con una presión única, conforme al principio de "autosoplado" y dispone de una o varias cámaras de extinción por polo. Al abrir el interruptor, el aumento de presión en la cámara de gas produce el flujo necesario para el soplado del arco y el restablecimiento de la distancia de aislamiento entre polos abiertos. La cámara de gas está separada de los demás componentes por los aisladores estancos.

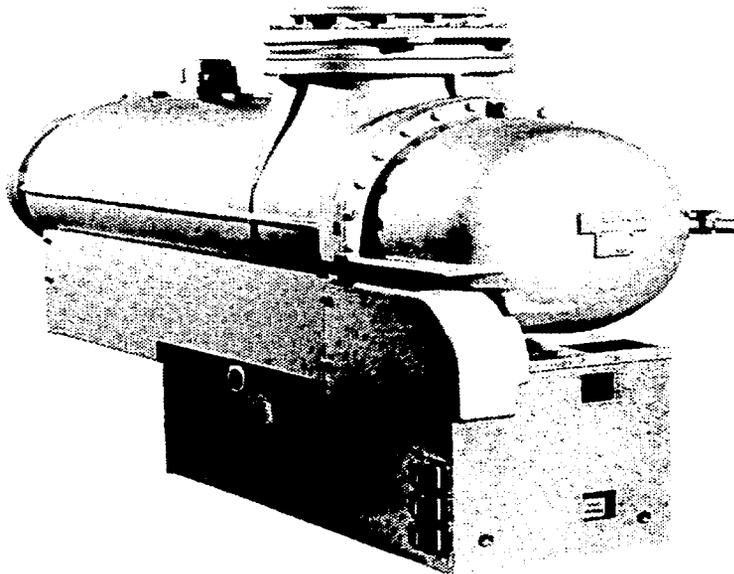


Fig. 4.13 Disyuntor de SF6 encapsulado

El accionamiento tripolar puede ser del tipo hidráulico, o accionamiento por resorte, o de tipo neumático, formado por una sola unidad que opera los tres polos.

Después de un número considerable de interrupciones o de ciclos de maniobra (500), es preciso revisar el interruptor lo que normalmente requiere la intervención directa en el recinto o compartimento de las SF6 del interruptor.

Para los trabajos de revisión es necesario que el interruptor sea desconectado de la red y sobre todo conectarlo a tierra para mayor protección. A continuación el gas SF6 será evacuado por medio de una planta de tratamiento de gas (DIL0 por ejemplo), se deberá tener la precaución necesaria si en el compartimento existieran desechos, producto de la descomposición del gas durante la extinción del arco.

Regularmente los interruptores en general requieren tiempos de maniobra para el cierre entre 45 y 65 mseg y para la apertura entre 20 y 35 mseg.

Los interruptores automáticos de las instalaciones en SF6 son unos aparatos robustos y de construcción simple del tipo monopresión, con mecanismo de maniobra mecánico (ver figura 4.13). La disposición horizontal del interruptor automático de altura favorable para un montaje rápido y para la accesibilidad necesaria durante trabajos de mantenimiento, facilita la realización de instalaciones compactas. La construcción actual procede de varios años de operación con pleno éxito y de los perfeccionamientos aportados para la adaptación permanente a las exigencias más recientes.

Los elementos de corte son ahora los mismos que los de la gama de interruptores automáticos que las compañías fabricantes proveen en instalaciones exteriores clásica: El arco se encuentra sometido en ellas a un doble soplado axial. Pueden utilizarse en toda la gama de tensiones disponibles. La figura 4.14 representa una sección de un interruptor automático.

1. Aisladores soporte-troncocónico
2. Envolvente e Interruptor automático
3. Recinto de expansión
4. Densímetro.
5. Contacto principal fijo.
6. Tobera.
7. Cilindro de soplado.
8. Contacto de pinza.
9. Aislador soporte
10. Absorbente.
11. Biela aislante.
12. Placa de descarga.
13. Muelle de desconexión.
14. Transmisión.
15. Mecanismos de maniobra por resorte.

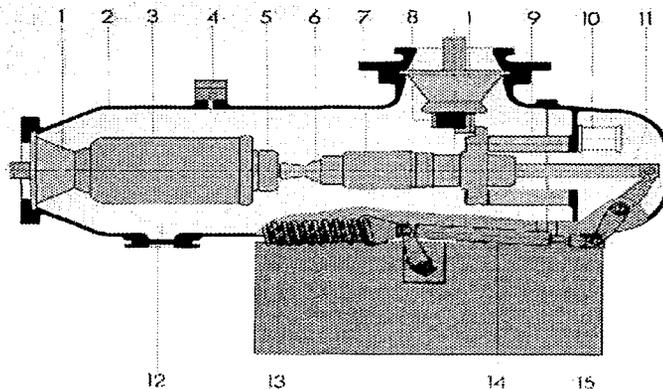


Fig. 4.14 Interruptor Automático

En la envoltura del polo (2), el aislador troncocónico (1) soporta el contacto fijo principal (5) que va unido al cárter de expansión (3). El otro aislador troncocónico (1) lleva en su eje vertical, un contacto de pinza (8) que une el elemento de corte a la parte fija de la instalación, permitiendo al mismo tiempo, para finalidades de inspección y revisión, el desenchufado y la extracción de la parte activa fijada a la tapa por dos aisladores cilíndricos (9). La energía para generar el flujo de extinción en el cilindro de soplo (7) y tobera (6) se genera con la transmisión (14) y la biela aislante de tracción (11). El densímetro (4) vigila el compartimento del gas del polo, protegido contra una sobrepresión excesiva por una placa de descarga (12).

Ambos interruptores automáticos se conciben para largos intervalos de mantenimiento, pero no obstante, son fáciles de mantener, gracias a la disposición favorable y a su construcción realmente simple. Básicamente el interruptor-seccionador de corte en carga es un interruptor automático monopresión simplificado. Domina todas las maniobras de acoplamiento que puedan presentarse en la red, incluso el cierre sobre corto circuito. El contacto fijo y el contacto deslizante con el sistema de soplo del arco se encuentran dentro de una envoltura de aluminio. En el momento de la apertura, un cilindro-pistón produce el flujo necesario de gas para la extinción.

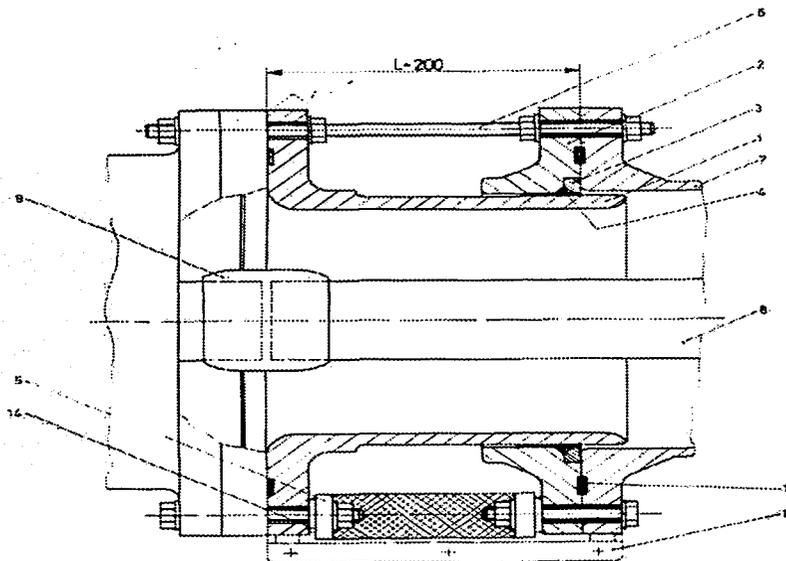
El interruptor seccionador de corte en carga está provisto de un mecanismo de maniobra por resorte tripolar motorizado.

Como en el caso del interruptor automático, cada uno de los polos constituye un compartimento de gas separado. Los interruptores-seccionadores de corte en carga se utilizan a menudo como cuchillas longitudinales de juego de barras o como cuchillas de salida.

En caso de ampliación de la instalación pueden remplazarse por interruptores automáticos.

ELEMENTOS DE ACOPLAMIENTO.

Las conexiones entre los componentes activos de la configuración SF6 se establecen con elementos de aislamiento. Se trata de envolventes de aluminio, conductores y aisladores soporte cónicos. Todos los conductores tubulares están enchufados. Los elementos de interconexión rectos y simples se fabrican en escalones de 100 mm. hasta una longitud máxima de 3500 mm. La gama de elementos en "T", angulares o cruciformes, así como conectores con diferentes ángulos de apertura, permite optimizar la disposición de la instalación. Resultan más exigentes aquellos elementos cuya longitud deba ser variable en servicio para poder hacer frente a las dilataciones o que permitan cambios durante el montaje o ampliación de la instalación. En la figura 4.15 se puede apreciar e forma más específica el elemento de acoplamiento, con las partes que lo integran.



Leyenda

Caja de acoplamiento	1	Conductor	8
Brida de apriete	2	Manguito	9
Anillo	3	Junta	11
Anillo de empaquetadura	4	Cubierta	
Mallas de Cu	5	(sólo al aire libre)	13
Perno roscado	6	Arandelas	14
Caja de conexión	7		

Fig. 4.15 Elemento de Acoplamiento.

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

MONTAJE. El montaje del elemento de acoplamiento se debe realizar según lo indicado por los fabricantes, a continuación se indica dicho procedimiento:

- Se embute la brida de apriete (2) sobre la parte cilíndrica de la caja de acoplamiento (1).
- Se estira por encima con cuidado el anillo de empaquetadura (4).
- Se pone encima el anillo (3), se debe engrasar el anillo de empaquetadura con silicon antes del montaje
- Con 2 pernos roscados (6) y tuercas, afianzar ligeramente a la caja de conexión (7).
- Montar el soporte del conductor (10). Se debe apretar ligeramente a mano las tuercas. - Introducir en el tubo conductor (8) con los manguitos (9). Para este objeto se desplazan los manguitos por completo sobre el conductor.
- Montar el elemento de barras colectoras. Para ello se debe tener especialmente en cuenta, que los componentes sean enganchados horizontalmente. Las juntas de brida (11) deben alojarse en ambos lados en las ranuras de las cajas de empalme.
- Desplazar el elemento hacia el lado, esto produce en la parte opuesta una abertura de aproximadamente 60 mm. Ambas levas de guía del soporte del conductor (10) agarran en la parte contactada la brida de la caja vecina
- Afianzar ligeramente el elemento con 2 pernos roscados (6) y tuercas.
- Aplicar la palanca de acoplamiento (12) y desplazar en el manguito (9) en dirección longitudinal, hasta que se enclave el resorte de seguridad (perceptible por el aumento de la fuerza de empuje). La posición correcta puede ser verificada ópticamente, para lo cual se controla si el centro del manguito (9) coincide con el borde extremo.
- Desmontar el soporte del conductor (10).
- Cerrar la abertura mediante desplazamiento de los componentes. Al mismo tiempo se debe cuidar que la junta de la brida (11) esté alojada correctamente en la ranura.
- Montar las tuercas de la brida y apretarlas con el par de giro preciso.
- Acoplar la parte opuesta con la palanca de acoplamiento (12).
- Retirar el soporte del conductor (10).
- Cerrar la abertura extrayendo la caja de acoplamiento (1) de la caja de conexión (7). La junta de brida debe estar colocada correctamente en la ranura.
- Insertar el anillo (3), el anillo de empaquetadura (4) y la brida de apriete (2), empujándolos cuidadosamente a la brida de la caja de conexión (7).
- Atornillar en ambos lados con los pernos con los 6 pernos roscados (6) y las tuercas.
- Colocar 6 manguitos distanciadores (5) y apoyos según necesidad, afianzándolos luego con pernos roscados (6) y tuercas.

El elemento de acoplamiento no precisa mantenimiento ni tampoco control alguno.

APARATO DE CONTROL DE DENSIDAD (DENSIMETRO).

La capacidad de aislamiento del gas SF6 depende de la densidad del mismo. Por lo tanto se deben vigilar simultáneamente la presión y la temperatura mediante el aparato de control de densidad, en correspondencia con la característica del gas SF6.

Los densímetros, que vigilan cada uno de los compartimentos de gas, indican, con la ayuda de las alarmas de peligro, montadas en el armario de mando, toda divergencia con respecto a los valores normales. Los densímetros de los interruptores automáticos tienen además una función de enclavamiento de cierre o de apertura según el umbral alcanzado.

Los densímetros tienen normalmente 2 puntos de trabajo: hacia el 93 % de la densidad nominal de gas aparece la señal «rellenar» y hacia el 90%, es decir, al valor mínimo admisible de servicio, aparece la alarma «maniobrar y bloquear». Sobre demanda, también se puede prever un tercer nivel de señalización hacia el 110 % de sobrepresión. La experiencia en operación ha probado que es posible mantener sin dificultad pérdidas de gas inferiores al 1 % por año, por lo que resulta inútil prever un rellenado automático de gas.

En la figura 4.16 se puede ver el densímetro con las partes que lo integran.

El aparato se compone esencialmente de un elemento de presión, cuyo efecto sobre el microinterruptor es transmitido por medio de un mando basculante bimetalico.

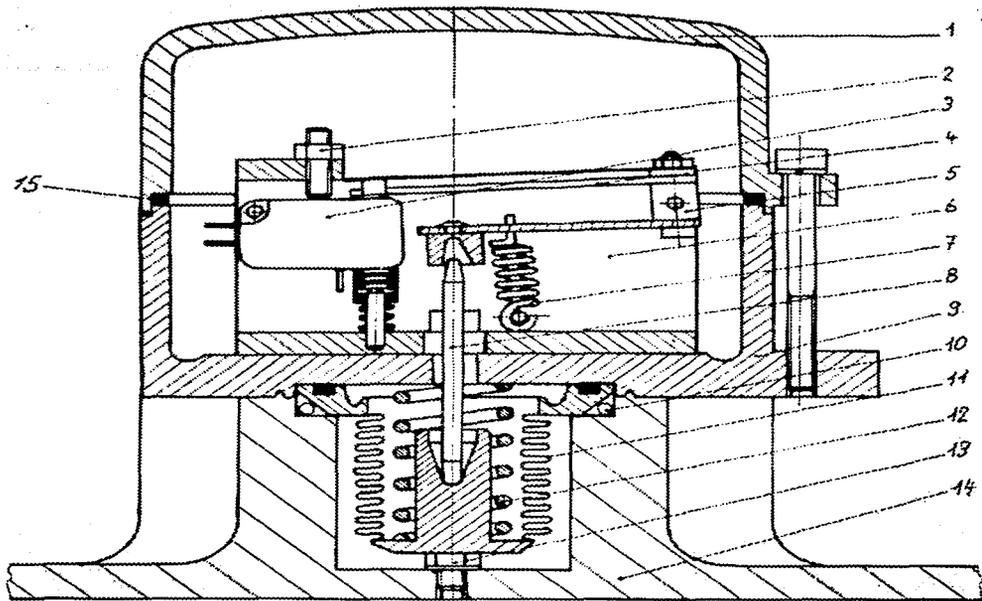
DATOS TECNICOS:

- Densidad nominal del gas	26; 29.5; 36; 43 Kg/m ³
- Gama de temperatura	-40 a + 70° C
- Desviación máxima de la característica nominal	+/- 0.1 Bar
- Precisión de repetición de los valores de ajuste	+/- 0.05 Bar
- Valor máximo de conmutación	0.4 Bar

Capacidad de maniobra de los microinterruptores:

TENSION (V)

CORRIENTE (A)	250	24	48	110	220
CARGA RESISTIVA	10	4	0.9	0.25	0.15
CARGA INDUCTIVA	10	1.5	0.35	0.1	0.02



- 1 Tapa
- 2 Tornillo de regulación
- 3 Microinterruptor
- 4 Tira Bimetálica
- 5 Bascülador
- 6 Soporte
- 7 Muelle de accionamiento

- 8 Emboło de empuje
- 9 Caja
- 10 Empaquetadura de aire SF₆
- 11 Fueile metálico
- 12 Resorte de compresión
- 13 Tobera
- 14 Aparato SF₆
- 15 Junta

Fig. 4.16 Densímetro.

AJUSTE DEL APARATO.

El aparato de control de presión esta provisto de microinterruptores ajustables independientemente entre sí, (posición 3) con tornillos de regulación (posición 2) Girando los tornillos de regulación en el sentido de las manecillas del reloj (ver fig 4.11), se reduce la presión de ajuste. Durante el proceso no deben ser tocadas las tiras bimetálicas (posición 4)

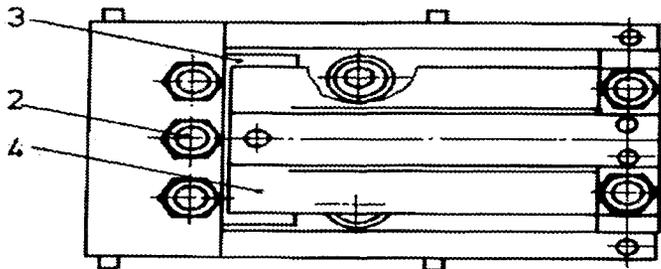


Fig. 4.17 Aparato de Control de Presión.

ABSORBEDORES y PLACAS DE RUPTURA.

Estos elementos de protección se han previsto como complemento de los elementos indicadores y de señalización de las cámaras de gas, como por ejemplo, vigilador de densidad, a fin de asegurar la función del gas SF₆.

Los absorbedores (figuras 4.18, 4.19 Y 4.20) se encargan de retener la humedad contenida en el SF₆ y los productos gaseosos producidos de la descomposición del gas. Constan de un depósito que contiene un tamiz molecular de granulado. Los absorbedores se encuentran instalados dentro de una envoltura que inhibe la difusión, con el fin de asegurar la protección contra la absorción de humedad durante el almacenamiento. En la instalación, los absorbedores se encuentran dispuestos, de manera fácilmente accesibles, bajo la placa de ruptura, mientras que en los interruptores y las cuchillas bajo carga están montados en las correspondientes tapas (fig. 4.21).

Leyenda:

- | | |
|----------------------------|----------------------------|
| 1. Tornillo y tuerca | 6. Envoltura de protección |
| 2. Tapa del absorbedor | 7. Saco del absorbedor |
| 3. Tubo molecular | 8. Tapa |
| 4. Cartucho del absorbedor | 9. Depósito |
| 5. Tubo distanciador | 10. Saco de tela |

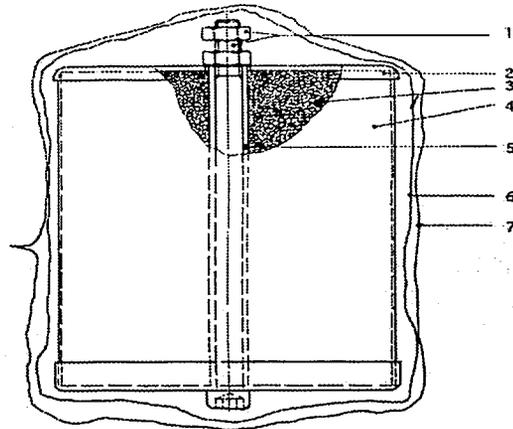


Fig. 4.18 Absorbedor de Humedad.

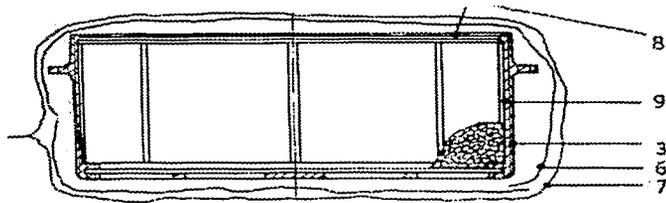


Fig. 4.19 Absorbedor de Humedad.

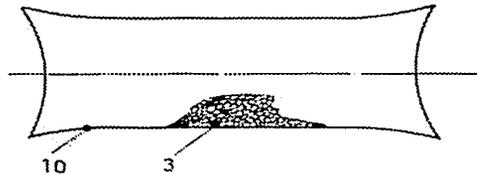


Fig. 4.18 Absorbedor de Humedad.

Leyenda:

3 Tamiz molecular

9 Depósito

11 Placa de ruptura

12 Aparato

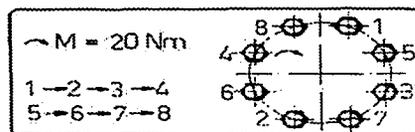
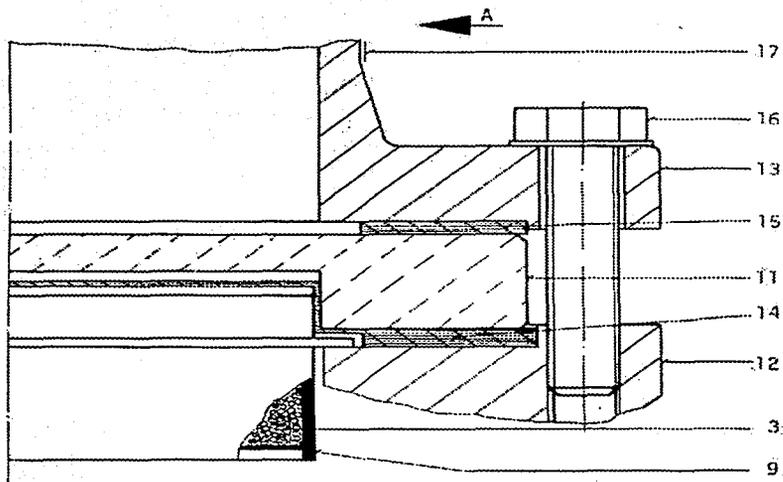
13 Tubo de protección

14 Membrana

15 Junta

16 tornillo de fijación,

17 Placa indicadora



Vue A

Fig. 4.21 Absorbedor de Humedad en la placa de ruptura

Leyenda:

- 11 Placa de ruptura
- 12 Aparato
- 14 Membrana
- 15 Junta
- 16 Tornillo de fijación
- 18 Brida

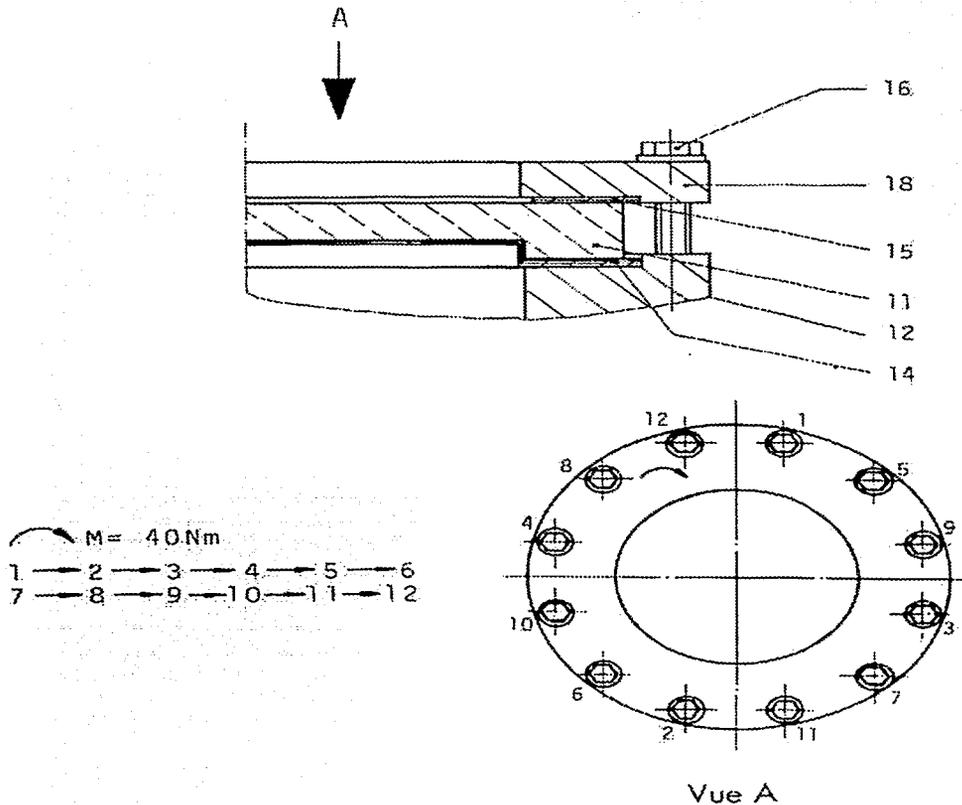


Fig. 4.22 Placa de Ruptura

Las placas de ruptura protegen el depósito de la instalación de SF₆ contra sobrepresiones inadmisibles. Son de grafito impregnado resistente al envejecimiento y se encuentran instaladas en un lugar apropiado en cada cámara de gas (las figuras 4.21 y 4.22. muestran ejemplos de montaje con y sin absorbedor).

MONTAJE y MANTENIMIENTO.

Los absorbedores son unos elementos de protección que deberán sustituirse antes de cada rellenado de una cámara de gas con SF₆ (por ejemplo, después de efectuar trabajos de mantenimiento). El embalaje de protección sólo deberá retirarse poco antes de iniciar los trabajos de montaje, de manera que el absorbedor se encuentre expuesto al medio ambiente durante un tiempo no superior a los 15 minutos. Los absorbedores usados no son recuperables y deberán neutralizarse antes de su evacuación.

Las placas de ruptura y las juntas correspondientes no requieren ningún mantenimiento. Cuando es preciso retirar las placas de ruptura para poder realizar trabajos de mantenimiento en el equipo (por ejemplo, sustitución de un absorbedor), se procederá de la siguiente manera:

- Desmontaje de las placas de ruptura

Retirar los tornillos 8, 7, 6, 5 (fig. 4.21, vista A) según este mismo orden. Se aflojan cada uno de los tornillos 4, 3, 2, 1 en este mismo orden, en 1/4 de vuelta. Se repite esta operación hasta sacar los tornillos. Se retira la placa de ruptura; cuando se encuentre suelta se separa cuidadosamente, usando al herramienta apropiada.

- Montaje de las placas de ruptura, diámetro nominal 100 mm, 8 tornillos (fig. 4.21).

- Introducir el absorbedor (3 + 9), siempre que haya sido previsto, en la abertura de envoltura, colocar nueva membrana (14) sobre el absorbedor, montar la placa de ruptura (11) con la junta exterior (15) y el tubo de protección (13).

- Se colocan los tornillos de fijación 1 y 2 (fig. 4.21, vista A), apretarlos a mano hasta que se apoyen en el tubo de protección (13), Y apretarlos a continuación, con la llave dinamométrica, con un par de apriete M=20 Nm.

- Se colocan a mano los tornillos de fijación restantes, y apretarlos según indicaciones de la fig. vista A con M= 20 Nm.

- Se vuelven a apretar los tornillos de fijación, a efectos de verificación, en sentido circular.

- Montaje de las placas de ruptura de diámetro nominal 200 mm, 12 tornillos (fig. 4.22).

- Montar la membrana (14), así como también la placa de ruptura (11) con la junta exterior (15) y brida (18).

- Colocar los tornillos de fijación 1 y 2 (fig 4.21, vista A), y apretarlos a mano hasta que se apoyen en la brida (18), acto seguido, apretarlos con la llave dinamométrica.

- Colocar los tornillos de fijación restantes, y apretarlos según indicaciones de la fig.4.22., vista A.

- Apretar el tomillo de fijación según fig. 4.22., vista A.
- Se vuelven a apretar todos los tornillos de fijación, a efectos de verificación, en sentido circular.

SISTEMA DE MANDO LOCAL

Para cada celda de SF6 se suministra un gabinete de mando local adaptado al ancho de dicha celda. Con ello, se crea un frente de tablero de mando cerrado que tiene la misma longitud de instalación de alta tensión.

El armario de mando local (ver fig. 4.23) está constituido por armarios normalizados de dimensiones globales 2000 mm o 1500 mm de ancho, 600 mm de profundidad y 2200 mm. de altura. El armario tiene, delante, 2 puertas con candado y empuñadura de palanca. Abajo, su fondo está abierto para facilitar la entrada de los cables que vienen por debajo del suelo.

El mando local asegura la operación y vigilancia cerca de la celda con plena seguridad para el personal y el equipo.

Un armario de mando comprende los elementos siguientes:

- Esquema sinóptico unifilar de la celda que contiene los órganos de mando y de vigilancia, como teclas de mando giratorias, indicadores de posición, conmutadores, así como la indicación de avisos de defecto.
- Conectores para los cables procedentes de la instalación destinados al mando y señalización de aparatos, así como para la vigilancia de los compartimentos de gas.
- Tablillas de conexiones para la conexión de cables que deberá suministrar el cliente (circuitos de transformadores de medición, telemando, señalización, alarmas, etc.).
- Todos los relees para el mando y enclavamiento, así como relés de acoplamiento para el telemando.
- Cortacircuitos automáticos de protección para mando, señalización, avisos de defecto, mecanismos de maniobra motorizados y eventuales transformadores de tensión.

MANDO, VIGILANCIA, SEÑALIZACION.

Los interruptores automáticos, las cuchillas y las cuchillas de puesta a tierra se mandan por medio de teclas giratorias dispuestas en las puertas frontales, impidiendo un bloqueo de manipulación doble incorporado, el mando simultáneo de 2 elementos de maniobra. En todas las ordenes de cierre y de abertura, se vigila la duración de la maniobra, y al mismo tiempo queda asegurada la simultaneidad de las 3 fases en el caso del mecanismo de maniobra monopolar. Se tiene un dispositivo antibombeo para evitar una maniobra repetida del interruptor automático. Existe la posibilidad de averiguar una eventual posición incorrecta entre las cuchillas y las cuchillas de puesta a tierra. Un conmutador local-remoto, maniobrable mediante llave, permite transferir los circuitos del mando local sobre un sistema de telemando a una sala de mando, sin restricción de funciones. La barra de señalización de posición de los aparatos están incorporados en el esquema sinóptico sobre la puerta.

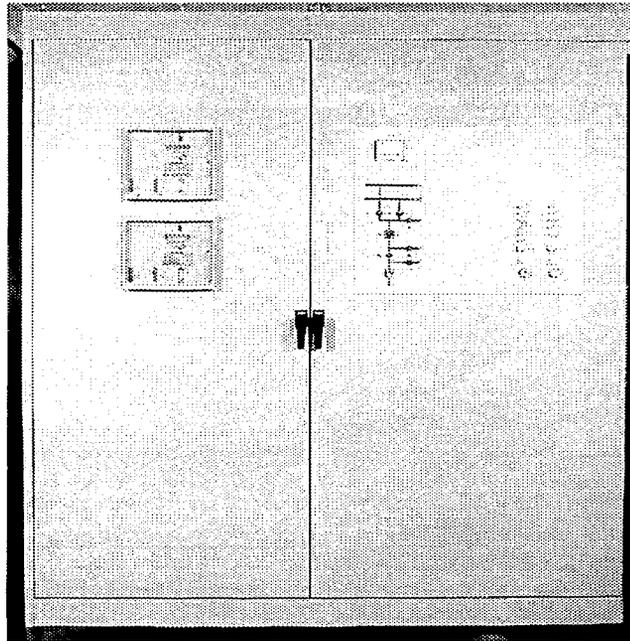


Fig. 4.2.3 Tablero de Mando Local.

Se encuentran disponibles contactos auxiliares galvánicamente separados, previamente cableados sobre bornes, para la teleseñalización. Unas lamparas pilotos, dispuestas encima del esquema sinóptico, reproducen la señalización de perturbaciones. Los bornes previamente cableados, galvánicamente separados, permiten transmitir las señales individuales o agruparlas como señal colectiva.

TENSION AUXILIAR. El funcionamiento de la instalación blindada exige una tensión auxiliar de corriente continua o alterna. En principio, basta con una sola alimentación principal. Cada una de las secciones posee cortacircuitos automáticos, provistos de contactos de vigilancia, que son necesarios para el mando, la protección de los circuitos de maniobra y la señalización de defectos.

EJECUCION. Los gabinetes de mando local se estandarizaron en gran parte, permaneciendo no obstante adaptables a cualquier configuración de instalación. Ello permite, sin gastos elevados, completarlos o añadir interiormente paneles suplementarios. Su fondo está abierto

para permitir la introducción de cables. Tanto el armario como el esquema sinóptico pueden pintarse con cualquier pintura RAL según deseo del cliente, la ejecución estándar comprende todos los aparatos requeridos para las funciones descritas, inclusive los relés de acoplamiento de telemando, así como los conectores y bomes necesarios. Todos los cables de conexión entre la celda de alta tensión y su armario de mando, preparados en fábrica para reducir la duración del montaje, forman parte del suministro. Todos estos cables están apantallados. El cableado del armario se realiza con cable flexible de aislamiento negro hasta un máximo de 1,5 mm. (secciones mayores para los circuitos de transformadores de medida, según las exigencias correspondientes). El gabinete ofrece un volumen suficiente para montar en él, en caso de demanda del cliente, instrumentos de medida, transductores de medida o aparatos de sincronización y otros equipos. Sobre pedido, el gabinete se realiza en ejecución estanca (IP 54), con chapas de fondo y entradas de cable estancas.

La documentación técnica responde a las normas DIN y comprende los dibujos de disposición, los esquemas desarrollados, así como las listas de cableado y de enclavamiento.

PRUEBAS EN FABRICA.

Con la ayuda de un simulador especialmente concebido para probar gabinetes de mando local, la plataforma de pruebas en fábrica verifica todas las funciones, como enclavamientos, duraciones de acoplamiento de mecanismos de maniobra, alarmas de peligro, densímetros, etc. Estas pruebas de gran envergadura reducen considerablemente el tiempo de puesta en servicio sobre el lugar.

ENVOLVENTES Y AISLADORES.

Los envolventes son piezas de fundición, hechas de aleación de aluminio, con excepción de las uniones rectas realizadas a partir de tubos extrusionados. Se escogieron aleaciones de baja resistividad con el fin de reducir los calentamientos debidos al paso de la corriente de retorno, y por su excelente comportamiento frente a la corrosión, cualquiera que sea la atmósfera ambiente (marítima, contaminación industrial, etc) .

Las superficies exteriores se pintan para obtener un buen aspecto. Al contrario, las superficies internas se dejan desnudas para evitar los riesgos de cebados por escamas de pintura. La concepción de las envolventes debe cumplir, en particular, con el código europeo CENELEC de las envolventes de la aparata eléctrica de presión de gas.

AISLADORES.

Los conductores y partes activas se mantienen por aisladores moldeados de resina epóxica. Sólo se necesitan dos tipos diferentes para todos los materiales, según que el aislador sirve también para delimitar un compartimento estanco al SF6, o no.

La calidad de su fabricación y el rigor de los controles garantizan un excelente comportamiento dieléctrico. La alumina mezclada con la resina les confiere una excelente resistencia mecánica, cualquiera que sean las temperaturas de funcionamiento y previene cualquier ataque químico por los productos de descomposición del SF6.

Los aisladores de compartimentación, dimensionados para soportar la plena presión sobre una cara, con el vacío sobre la otra, se poseionan para minimizar las consecuencias en caso de fuga o desmontaje. Resisten también a un arco interno e impiden su propagación a un compartimento vecino.

MECANISMOS DE MANIOBRA.

Los módulos de maniobra se encargan de la maniobra de los aparatos de acoplamiento y emiten las señales necesarias para el mando y el enclavamiento. Los sistemas de maniobra mecánicos (ver fig. 4.24) garantizan un máximo de fiabilidad con el mínimo posible de trabajos de mantenimiento. Los mecanismos de maniobra por resortes de los interruptores automáticos y de los interruptores seccionadores de corte en carga, así como los de motor con reductor de los seccionadores y de los seccionadores de puesta a tierra son adaptables a las tensiones auxiliares disponibles para los motores y las bobinas. La naturaleza y el número de los contactos auxiliares permite prever la retroalimentación y las señalizaciones exigidas por el utilizador.

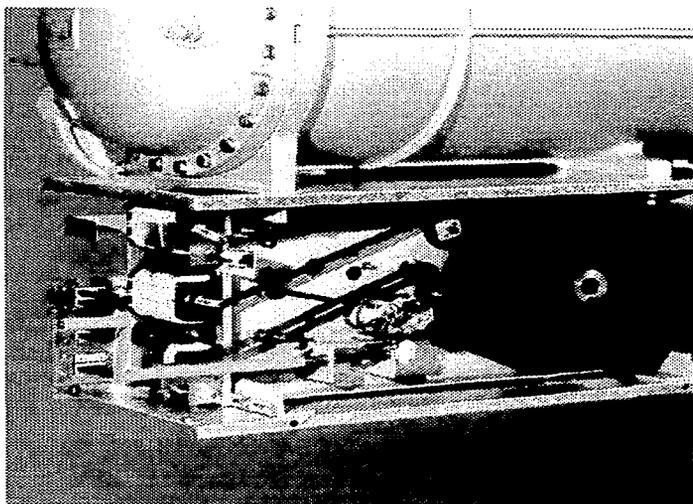


Fig. 4.24 Mecanismo de Maniobra.

El mecanismo de mando por resortes (ver fig. 4.25) comprende el resorte en espiral (3) como acumulador de energía. El motor (1) con reductor (2) arma el resorte (3). El trinquete de cierre (4), libera el resorte espiral (3) y hace girar la leva (5), esta mueve la palanca de rodillo (6) dispuesta sobre un eje independiente, así como el resorte de apertura (8) y los elementos de acoplamiento a la posición de cierre. El trinquete de apertura (7) mantiene entonces el sistema de apertura en esta posición. El motor de rearmado arranca inmediatamente para tensar de nuevo el resorte de cierre. En pocos segundos, se dispone de la energía para reenganches rápidos. El proceso de apertura se libera por el trinquete de apertura (7) y se ejecuta con la energía acumulada en el resorte de apertura (8). Los interruptores auxiliares, están acoplados a la palanca de rodillo (6), y por consiguiente, al elemento de acoplamiento. Ello reproduce claramente la posición del interruptor.

El mecanismo de mando motorizado maniobra las cuchillas y las cuchillas de puesta a tierra. El motor, de corriente alterna o continua arrastra un husillo por una transmisión de engranajes, que actúa sobre el varillaje de los aparatos de acoplamiento. Los interruptores auxiliares y el indicador de posición están acoplados. El mecanismo de maniobra es universal para todas las cuchillas de puesta a tierra de las instalaciones SF6 y posee una manivela de maniobra para casos de emergencia.

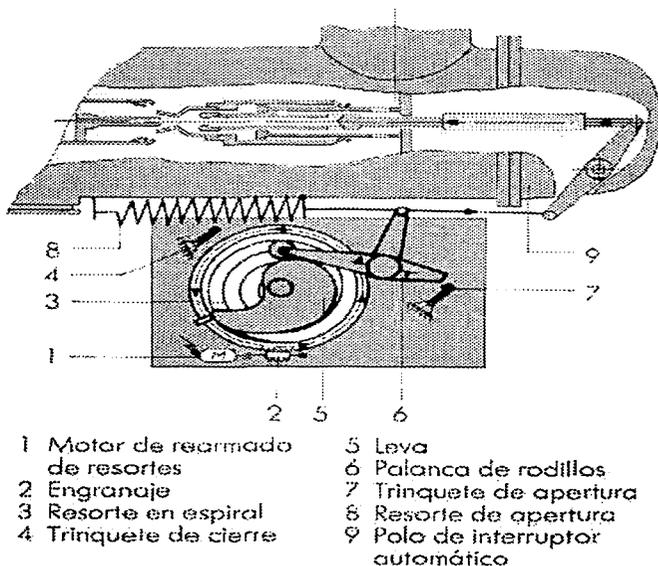


Fig. 4.25 Disposición del Mecanismo de Maniobra.

SALIDAS DE ALTA TENSION.

Las subestaciones blindadas pueden conectarse directamente con los cables de alta tensión, con los transformadores o con líneas aéreas. En la figura 4.26 podemos apreciar esta situación.

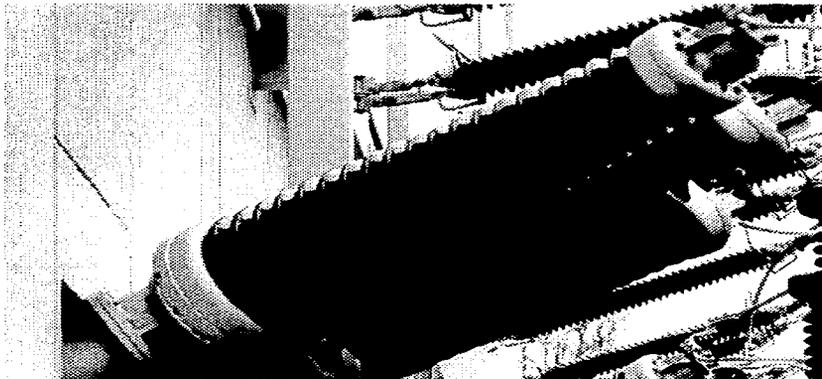
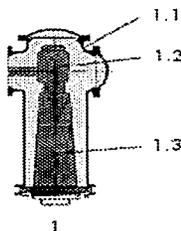


Fig. 4.26 Salidas de Alta Tensión.

SALIDA POR CABLE.

Todos los cables, cualquiera que sea su tipo de aislamiento (papel y aceite o sólido tipo XPLE.) Y cualquiera que sea la sección del conductor hasta 2000 mm² pueden conectarse a la subestación.

La extremidad del cable está instalada dentro de un aislador estanco de SF₆, del estándar CEI 859. Una barra móvil permite aislar fácilmente los cables de alta tensión de la subestación durante la realización de las pruebas dieléctricas tanto en los cables como en la subestación blindada. En la figura 4.27 se puede ver este tipo de salida.



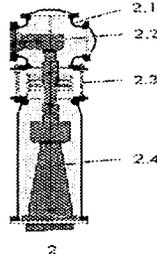
- 1.1 Envoltente
- 1.2 Contacto
- 1.3 Aislador Soporte

Fig. 4.27 Salida por Cable

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

SALIDA POR LINEA AEREA.

El aislamiento lo realiza directamente el gas SF6, a la presión nominal de la subestación, sin recurrir a ningún aislante orgánico. Así evita el riesgo del envejecimiento del aislante al paso del tiempo. Se utiliza el reparto natural del campo eléctrico ya que el comportamiento a las sobretensiones atmosféricas es muy bueno. Una selección adecuada de varios aisladores permite adaptar las longitudes de las líneas de fuga a las necesidades particulares de los utilizadores. Los aisladores pasamuros pueden colocarse en posición vertical o inclinada para optimizar el trazado de las conexiones aéreas. En la figura 4.2.8 se puede ver un ejemplo de salida de alta tensión por línea aérea.

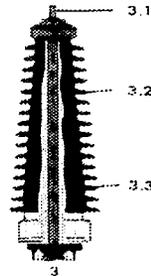


- 2.1 Envoltorio
- 2.2 Contacto
- 2.3 Fuele

Fig. 4.28 Salida de Alta Tensión por Línea Aérea.

SALIDA DIRECTA SOBRE TRANSFORMADOR.

Cada aislador pasamuros del transformador se puede encapuchar con un envoltorio lleno de SF6. Ello materializa la frontera entre el transformador y la subestación blindada, separando el SF6 y el aceite de aislamiento del transformador. Este modo de conexión permite conservar las ventajas propias de las subestaciones blindadas, cualquiera que sea el modo de aislamiento del aislador pasante del transformador y su intensidad nominal. El fuele está reforzado para poder aceptar amplias tolerancias de posición del transformador en el sitio. Una barra móvil permite aislar la subestación para realizar las pruebas dieléctricas.



- 3.1 Perno de conexión
- 3.2 Aislador
- 3.3 Conductor

Fig. 4.29 Salida Directa a Transformador.

PARARRAYOS.

Las subestaciones blindadas en SF6 pueden equiparse también con un pararrayos aislado con SF6, el cual hay que colocarlo lo más cerca posible del aparato que hay que proteger, por ejemplo de un transformador de potencia, sin necesidad de ninguna conexión aérea. Esto permite optimizar la instalación global y economizar sitio.

La parte activa de estos pararrayos está constituida por resistencias no lineales, de Oxido de Zinc, sin descargadores.

4.3 PROCEDIMIENTO GENERAL DE MONTAJE

INSTRUCTIVOS.

Es importante que antes del inicio de los trabajos de montaje de una subestación encapsulada, deberá darse gran importancia al estudio previo del instructivo proporcionado por el fabricante del equipo, en el vienen vertidos, generalmente, todos los aspectos técnicos para realizar un montaje adecuado de la subestación.

Los proveedores normalmente hacen valida la garantía del equipo, siempre y cuando el proceso de montaje se lleve a cabo de acuerdo con la secuencia de instalación indicada en el manual o instructivo por él proporcionado, y bajo la supervisión de personal propio de la empresa.

RECEPCION.

La recepción de las cajas que contienen las diversas parte del equipo en SF6 deberán relacionarse en base a un programa que se apegue a la secuencia de montaje indicada por el fabricante. La razón de esta recomendación, es porque generalmente los terrenos donde se ubica una nueva subestación en SF6 es reducido, lo que dificultaría las actividades si se tiene el total de cajas en el lugar de montaje.

PROGRAMA DE MONTAJE.

La elaboración del programa de montaje debe estar basado en el programa original del fabricante, sin embargo, a continuación se enumeran las actividades que en forma general abarcan el montaje de una subestación en SF6, ordenadas en función del tiempo y de la secuencia dictada por el proveedor:

- . Acondicionamiento del sistema de tierras.
- . Recepción de equipo.
- . Acomodo de equipo.
- . Preparación de herramientas.
- . Trazo adecuado del anclaje.
- . Montaje y alineación de estructura e interruptores.
- . Instalación de soportes para tendido de cable de control.
- . Prueba de TC's, TP's y gas SF6.
- . Instalación del equipo adyacente a interruptores.
- . Montaje de TC's y TP's.
- . Instalación de las secciones diversas de barras.
- . Montaje de cuchillas de barra y de puesta a tierra.

- . Montaje de estructura para bus y boquillas de línea.
- . Instalación de capacitores.
- . Montaje de aisladores barrera de transformadores (boquillas).
- . Montaje de aisladores barrera de cable.
- . Instalación de estructura soporte de cable.
- . Instalación de cuchillas de salida y de puesta a tierra.
- . Vacío y llenado con SF6.
- . Verificar y probar densímetros.
- . Verificar cierres y aperturas en interruptores y cuchillas.
- . Montaje de tableros de control.
- . Montaje de gabinetes propios de control del equipo en local.
- . Cableado del equipo SF6 a tableros propios de control.
- . Alambrado de tableros de control y equipo.
- . Tendido de cable de energía.
- . Pruebas al cable de energía.
- . Elaboración de terminales de cable de energía.
- . Pruebas de potencial aplicado a terminales.
- . Conexión de terminales a equipo
- . Instalación de envoltentes en terminales.
- . Pruebas de potencial aplicado al equipo en SF6.
- . Pruebas locales y remotas de control y bloqueos.
- . Prueba de resistencia de contactos.
- . Prueba de descargas parciales.
- . Verificación general del equipo SF6.
- . Entrega a departamentos receptores.
- . Puesta en servicio.

DESEMPAQUE.

El desempaque se deberá ejecutar cuidando los siguientes aspectos:

- Debe preverse un lugar, separado de la zona de montaje, el cual estará protegido contra las inclemencias atmosféricas, que pueda cerrarse y donde puedan realizarse trabajos de revisión.
- En seguida se hará una inspección visual del empaque en cuanto a eventualidades o daños visibles durante el transporte. En caso de que se observen daños en el empaque, es preciso informar inmediatamente al encargado del trámite de seguro del transporte por parte de la compañía y al representante comercial.
- Cuando se trate de instalaciones previstas para su instalación en interiores, habrá de remover el empaque fuera del área desmontaje
- Una vez removido el empaque, se deberá hacer una inspección visual en cuanto a daños en el exterior de las unidades. Al observar daños o corrosión, es preciso informar inmediatamente, también al encargado del trámite de seguros para la compañía, y al representante comercial.

ANCLAJE y NIVELACION.

Es factible y recomendable que el personal eléctrico encargado del montaje de la subestación en SF6, participe en la supervisión de los trabajos de cimentación desde su trazo, ya que de esta manera estará al tanto del anclaje. Sabemos que existen diversas formas de ejecución del mismo, cualquiera que está sea, requiere de cierta precisión a fin de evitar problemas posteriores en el montaje del equipo. Existen diversas formas de anclaje, las más comunes son:

- Las que utilizan taquetes a base de cápsulas de resina, que son las más usadas.
- Las que utilizan parte de las estructuras metálicas ahogadas en el concreto, fijadas previamente con soldadura a la plancha de cimentación.

En lo que respecta a la nivelación, es conveniente disponer en el lugar de un equipo de nivelación (tránsito o teodolito), así como también del personal especializado, a fin de que los diversos componentes de la subestación sean verificados en su nivelación.

HERRAMIENTAS ESPECIALES.

En cada montaje de una subestación encapsulada en SF6, son indispensables diversas herramientas que generalmente se incluyen como parte integral de los accesorios, que los fabricantes envían y que se describen ampliamente en los manuales de instalación correspondientes.

Por esta razón es recomendable que no se inicien los trabajos de montaje, hasta que se cuente con toda la herramienta necesaria, tomando en cuenta que cada fabricante de equipo tiene su propio diseño y por lo tanto, dichas herramientas varían de un fabricante a otro.

PRUEBAS AL EQUIPO.

Antes de que el equipo pueda ser puesto en servicio, es necesario realizar algunas pruebas en campo, para verificar que se encuentra en óptimas condiciones de trabajar sin riesgo alguno. Tomando en cuenta que en otro capítulo hablaremos en forma detallada de estas pruebas, solo las mencionaremos a continuación:

- . Humedad.
- . Hermeticidad.
- . Verificación y llenado de gas SF6.
- . Resistencia de contactos.
- . Potencial aplicado.
- . Descargas parciales.
- . Impulso.
- . Bloqueos.

4.4 LIMPIEZA DE LAS PARTES INTEGRANTES DE LA INSTALACION DE SF6.

GENERALIDADES.

- La más mínima cantidad de residuos y el tratamiento inadecuado de piezas sueltas, pueden ocasionar efluvios o bien perforaciones en el interior de la instalación.
- En el interior de la instalación no deben encontrarse partículas sueltas visibles y se debe prestar especial atención a los aisladores.
- Las partículas desprendibles, como rebabas del trabajo, residuos de suciedad, etc., deben ser eliminadas lo mejor posible.
- Se deben tratar cuidadosamente las partes que son ensambladas. Particularmente, no deben ser rayadas o dañadas de cualquier forma las superficies metálicas o del aislamiento situadas en el campo eléctrico.

CONDICIONES DE TRABAJO EN EL LOCAL DE MONTAJE.

Durante el montaje de las partes primarias de la instalación, deben ser cumplidas las siguientes condiciones previas:

- Limpiar meticulosamente el suelo con el aspirador de polvo.
- Mantener cerradas las aberturas mural es para evitar corrientes de aire y polvo.
- No accionar durante las horas de trabajo la ventilación.
- No efectuar trabajos que originen suciedad en el área de montaje como son:
 - Barrenar en piedra o similar
 - Torneado de metales
 - Cableado
 - Aislar cables de papel aceitado, etc.

Cuando no es posible el mantenimiento de estas condiciones, se deben tomar medidas especiales, como pueden ser mamparas de separación, cubiertas de protección adicionales, etc.

TECNICA DE TRABAJO PULCRA.

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

- Emplear trapos limpios y de color claro
- Llevar la cabeza cubierta al trabajar sobre aberturas verticales (orificio de paso del interruptor, terminal de cable)
- Después del transporte o almacenamiento de los componentes, limpiarlos previamente (desenpolvarlos) fuera del local de montaje.
- Antes de separar o quitar las tapas de transporte, limpiar a fondo las partes de las bridas.
- Los orificios abiertos en la caja, en los que no se trabaja, deben ser cubiertos siempre inmediatamente con sacos nuevos de plástico.

DETERGENTES.

- Trapos limpios, secos, blandos y libres de hilachas (no emplear borra de lana) o paños de papel "Kimwipes"
- Detergentes para metal y partes aislantes: Isopropanol puro (alcohol isopropílico)
- También es posible efectuar una limpieza previa de las partes metálicas con percloretano o tricloretoano
- Para la limpieza de la caja, se puede utilizar el aspirador de polvo con cepillo (exclusivamente accesorio original "NILFISK")
- Para la limpieza de partes aislantes y activas, utilizar el aspirador de polvo con boquilla de goma (no emplear cepillos)

PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA.

- Desengrasar todas las partes metálicas antes del montaje
- En el montaje principal, se debe limpiar solamente con isopropanol
- Frotar cada componente con un trapo limpio embebido de isopropanol inmediatamente antes de su montaje
- Inmediatamente antes de cerrar la caja, se deben efectuar los siguientes trabajos:
 - a) Limpiar la caja previamente si es necesario con un aspirador de polvo
 - b) Frotar todas las partes aislantes, piezas de montaje y paredes de la caja con un trapo limpio embebido en isopropanol, hasta que el trapo no presente ninguna suciedad más (cambiar el trapo con frecuencia)
 - c) Las clavijas de conexión del seccionador y de la plancha de tierra se deben engrasar después de nuevo según instrucciones de engrase.
 - d) Aspirar de nuevo con el aspirador de polvo, cuya boquilla debe ser limpiada de nuevo, por las partículas fibrosas que pudieran haber alrededor. Se debe tener en cuenta, que las partes aislantes no deben ser tocadas después de la limpieza con la mano ni con la boquilla del aspirador de polvo estando sin protección.
 - e) Cerrar inmediatamente la caja o cubrirla con un saco limpio de plástico nuevo
 - f) Para eliminar la capa de óxido de las superficies de contacto al aire libre, se cepillarán en cruzado con un cepillo de metal (diámetro de alambre mínimo 0.3 mm) y grasa de contacto L62.

4.5 EQUIPOS EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6).

En la actualidad dentro del sistema eléctrico de Luz y fuerza del Centro se cuenta con algunas subestaciones que utilizan equipo en SF6. Aquí mencionaremos cuales son y cual es el fabricante, para saber que países fabrican principalmente estos equipos:

FABRICANTE	PAIS DE ORIGEN	SUBESTACIÓN
DELLE ALSTHOM	FRANCIA	VERTIZ PERALVILLO CUAUHTEMOC JAMAICA KILÓMETRO CERO
SPRECHER AND SCHUH	SUIZA	HUASTECA AZCAPOTZALZCO CEILAN CONDESA BOSQUES TECAMACHALCO AGUILAS XOCHIMILCO CONTADERO
BROWN BOVERY	ALEMANIA	MERCED ODON DE BUEN VIDRIERIA LOS REYES CAMPOS HNOS INDUSTRIA MILITAR
ITE (GOULD)	E. U. A.	COYOACAN SAN ANGEL TACUBAYA
AEG	ALEMANIA	SAN BERNABÉ KILÓMETRO CERO
MITSUBISHI	JAPON	EL SALTO
GEC ALSTHOM	SUIZA	EL OLIVAR

Como complemento se anexan datos técnicos que el propio fabricante proporciona,

CARACTERISTICAS TECNICAS.

GENERALES DE LA INSTALACIÓN

Ejecución	Interior
Altitud de instalación sobre el nivel del mar	2300 m
Temperatura ambiente Interior	-0. A +40.C
Sin descarga parcial	$\leq 10P_c$ hasta 1.2 u
Tensión nominal	245 Kv
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal de servicio	secciones de salida secciones de acoplamiento barras colectoras
	2000 A 2000 A 2000 A
Pérdida de gas por año	≤ 1 Vol. %
Tensión nominal de resistencia a la corriente alterna (50 Hz, 1 min.)	
- fase-tierra	395 Kv
- distancia entre contactos abiertos	460 Kv
- cableado secundario	2 Kv
Tensión nominal de resistencia al choque (1,2/50 us)	
- fase-tierra	950 Kv
- distancia entre contactos abiertos	1050 Kv
Corriente nominal de corto circuito de corta duración 1 s (térn.)	40 Ka
Corriente nominal de onda de choque, valor de cresta (din.)	100 Ka
Aumento de la temperatura con corriente nominal de servicio	
- conductor	≤ 65 °C
- envoltura	≤ 30 °C
Presión de ensayo de la envoltura	25 bar sobrepresión.

PRESIONES DEL GAS (sobre presión 8 20-C).

Presión de respuesta de los discos de ruptura	Instalación Disyuntor	10.34 t 0.5 bar 10.34 t 0.5 bar
Sobrepresión de alarma	Instalación Disyuntor	6.2 bar 7.2 bar
Presión nominal de servicio	Instalación Disyuntor	5.7 bar 6.4 bar
Presión de rellenado	Instalación Disyuntor	5.2 bar 5.9 bar
*) Presión mínima de servicio	Instalación Disyuntor	5.0 bar 5.7 bar
*) los valores garantizados se cumplen a esta presión.		
Curvas de llenado de los vigilantes de densidad	Instalación Disyuntor	47.022.116 47.022.112

DISYUNTOR.

Tipo	BHG114
Corriente de corte nominal, simétrica la	40 kA
Pendiente de la tensión de restablecimiento	2 kV/us
Factor de amplitud nominal y	1.4
Corriente nominal de cierre bajo cortocircuito la (valor de cresta) 1	00 kA
Secuencia nominal de las maniobras min -CA	A- 0.3s -CA- 3
Peso de gas por polo	aprox. 22 kg
Peso (con mecanismo de maniobra)	aprox. 610 kg
Tiempo de corte máx.	50 ms :t 10 %

MECANISMO DE MANIOBRA

Tipo		FK 2-2
Esquema de cableado		48.016.950-11
Motor:		
- Tensión +10% 1-15%		125 V DC
- Corriente nominal de servicio		3.4 a 6.3 A
- Corriente durante el arranque		18 A
- Tiempo de marcha por maniobra de cierre a la tensión nominal		máx. 15 s
Bobinas de cierre y apertura		
- Tensión +20% 1-25%		125 V DC
- Potencia de armado		aprox. 400 W
Duración de impulso en la bobina	mínimo	0.01 s
	máximo	6 s
Conmutador auxiliar: características véase última página		
Calefacción:		
- Tensión		220 V 160 Hz
- Potencia		50 W
Peso aprox.		220 kg

SECCIONADOR.

Tipo	BT 212
Peso por polo (sin mecanismo de maniobra)	90 kg

MECANISMO DE MANIOBRA

Tipo	BM 1-1
Esquema de cableado	47.010.077-12
Motor	
- Tensión +10% 1-15%	125 V DC
- Corriente nominal	0.8 a 1.3 A
- Corriente de arranque	6.2 A
- Tiempo de marcha por maniobra de cierre a la tensión nominal	aprox. 6 s
Conmutador auxiliar: características véase última página	

Calefacción:
- Tensión 220 V 1 60 Hz
- Potencia 12 W

Peso aprox. 16 kg

SECCIONADOR RAPIDO DE PUESTA A TIERRA

Tipo BFE 212
Corriente nominal de cierre bajo cortocircuito 1 (valore de cresta) 100 kA
Peso por polo (sin mecanismo de maniobra) aprox. 15 kg

MECANISMO DE MANIOBRA

Tipo BM 1-1 (con cierre rápido)
Esquema de cableado 47.010.078-01
Motor
- Tensión +10% 1-15% 125 V DC
- Corriente nominal 0.8 a 1.6 A
- Corriente de arranque 6.2 A
- Tiempo de marcha por maniobra de cierre a la tensión nominal aprox. 6 s

Conmutador auxiliar: características véase última página.

Calefacción:
- Tensión 220 V 1 60 Hz
- Potencia 12 W

Peso aprox. 16 kg

SECCIONADOR MOTORIZADO DE RESPUESTA RAPIDA.

Tipo BE 212
Peso por polo (sin mecanismo de maniobra) aprox. 12 kg

MECANISMO DE MANIOBRA (tripolar)

Tipo	BM 1-1
Esquema de cableado	47.010.078-01
Motor:	
- Tensión +10% /-15%	125 V DC
- Corriente nominal de servicio	0.8 a 1.2 A
- Corriente de arranque	6.2 A
- Tiempo de marcha por maniobra de cierra a la tensión nominal	aprox. 5 s
Conmutador auxiliar: Características, vease última página	
Calefacción:	
- Tensión	220 V /60 Hz
- Potencia	12 W
Peso aprox.	16 kg

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

Tipo		8W1 212
Peso por polo	TC1	aprox. 320 kg.
	TC2	aprox. 270 kg.
Ejecución según norma		ANSI
Capacidad de carga permanente, térmica		1.33 x IN

	TIPO DE NUCLEO	
TC 1	A	A
Relación de Transformación	400/800/1200 : 5	400/800/1200 : 5
Clase	C 200 Para 400 : 5	C 200 Para 400 : 5
TC 2	A	B
Relación de Transformación	400/800/1200 : 5	400/800/1200 : 5
Clase	C 200 Para 400 : 5	0.3B0.1 a 0.3B1.8 Para 400 : 5

TRANSFORMADOR DE TENSION DE BARRAS.

Tipo	BWU 212
Fabricante	GEC ALSTHOM T&D Balteau S.A. Belgium
Peso por polo	300 kg
Ejecución según norma	IEC
Potencia limite térmica	1000 VA
Factor de tensión nominal l tiempo	1.4 x UN l 60 s

	TP 1	TP 2
Tensión nominal de diseño (KV)	138 (230 Grd Y)	138 (230 Grd Y)
Relación Transformación	1200 : 1	1200&1200&1200 : 1
Potencia y clase de precisión	0.6 Y	0.3 W, X / 0.6Y / 0.6Y

CAPITULO V

PRUEBAS DE FABRICA A LOS ELEMENTOS QUE COMPONEN UNA SUBESTACION EN HEXAFLÚORURO DE AZUFRE (SF6).

5.1 PRUEBAS DE PROTOTIPO.

El fabricante, debe efectuar y aprobar las pruebas prototipo de la subestación de acuerdo a lo indicado en la norma IEC-517. Opcionalmente, previo acuerdo con el LAPEM (Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales) de Comisión. Se podrán aceptar repones de pruebas prototipo y sus certificados si éstos han sido realizados en un laboratorio de pruebas reconocido por el LAPEM y si son similares a los solicitados por Comisión.

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

El fabricante debe efectuar y aprobar todas las pruebas prototipo de cada uno de los componentes o subensambles individuales que contendrá la Subestación en SF6 en ampliación especificada por Comisión. El LAPEM podrá aceptar reportes de pruebas, si éstas han sido realizadas en laboratorio reconocido por Comisión. Tales componentes son los siguientes:

- 1.- Interruptor de potencia.
- 2.- Cuchillas.
 - a) desconectadoras.
 - b) de puesta a tierra de cierre lento.
 - c) de puesta a tierra de cierre rápido.
- 3.- Boquillas.
- 4.- Gas SF6.
- 5.- Motores.
- 6.- Buses de fase no segregada.
- 7.- Accesorios.
- 8.- Apartarrayos.
- 9.- Transformador Principal.

Además de cualquier otro componente que intervenga dentro de la operación de la subestación como parte activa del funcionamiento y que pueda provocar un deterioro en la confiabilidad.

5.2 INSPECCION Y PRUEBAS DE ACEPTACION EN FABRICA.

Estas pruebas se deben efectuar en presencia de un inspector del LAPEM o por un representante que éste designe. Es requisito para iniciar las pruebas de rutina en fábrica, el que todos los planos de la subestación haya sido previamente aprobados por la jefatura de proyectos correspondiente, así como los cambios de orden si es que estos existieran.

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

PRUEBAS DE RUTINA

El fabricante debe efectuar y aprobar las pruebas de rutina de acuerdo a lo indicado en la norma IEC-517 y deben efectuarse con los valores y métodos indicados en dicha norma. Las pruebas deben realizarse en fábrica a la subestación completa o en subensambles parciales de la misma según resulte más práctico.

PRUEBAS DE FÁBRICA AL INTERRUPTOR DE POTENCIA.

N°	PRUEBA	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA	NORMA EN VIGOR	
1	Prueba de tensión a frecuencia industrial en el circuito principal	-Densidad del gas : segundo nivel de alarma (BP)	IEC 694	
		-Tensión de prueba: como el cuadro siguiente		
		Tensión asignada (Valor rms) (KV)		Tensión de prueba (Valor rms) (KV)
		72.5		140
		100		185
		123		230
145	275			
		-Circuito principal: abierto y cerrado		
		-Frecuencia: 60 Hz		
		-Duración : 1 minuto		
2	Medición de descargas parciales	-Densidad del gas : segundo nivel de alarma. (BP)	IEC 513	
		-Tensión de prueba :		1.1 x Un # 3
		-Circuito principal :		abierto y cerrado
		-Frecuencia :		60 Hz

3	Prueba dieléctrica en los circuitos auxiliar y de control.	-Tensión de prueba : 2000 volts -Circuito principal : abierto y cerrado -Frecuencia : 60 Hz	IEC 694		
4	Medición de resistencia del circuito principal.	-Circuito principal : cerrado	IEC 694 IEC 517		
5	Prueba de fugas de gas	-Medición de fugas mediante detector de fugas o dispositivo de medición.	IEC 517		
6	Pruebas de funcionamiento mecánico.	-Densidad del gas : abierto y cerrado -N° de operaciones : como el cuadro siguiente	IEC 56		
		Operación o ciclo de operación		Tensión de control y presión de funcionamiento	Numero de operaciones
		Cierre		Máximos	5
		Apertura		Máximos	5
		Cierre		Mínimo	5
		Apertura		Mínimo	5
Cierre-Apertura	Asignado	5			
7	Prueba de dispositivos eléctricos e hidráulicos.	Las pruebas consisten en una verificación del funcionamiento del bloqueo eléctrico y de otros bloqueos junto con los dispositivos de control.	IEC 56 IEC517		
8	Verificación del cableado.	Verificación de conformidad de los circuitos eléctricos en el diagrama de cableado.	IEC 56 IEC 517		

PRUEBAS DE FABRICA DE LAS CUCHILLAS CON CARGA

N°	PRUEBA	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA	NORMA EN VIGOR
1	Prueba de tensión a frecuencia industrial en el circuito principal.	-Densidad del gas : segundo nivel de alarma (BP) -Tensión de prueba : ver cuadro 1.1.1 -Circuito principal: abierto y cerrado -Frecuencia : 60 Hz -Duración : 1 minuto	IEC 265
2	Medición de descargas parciales	-Densidad del gas : segundo nivel de alarma (BP) -Tensión de prueba : $1.1 \times U_n / \#3$ -Circuito principal : abierto y cerrado -Frecuencia : 60 Hz	IEC 517
3	Prueba dieléctrica en el circuito auxiliar	-Tensión de prueba : 2000 volts -Frecuencia : 60 Hz -Duración : 1 minuto	IEC 265 IEC 694

4	Medición de resistencia del circuito principal	-Circuito principal : cerrado	IEC 265
5	Prueba de fugas de gas	-Medición de fugas mediante detector de fugas o dispositivo de medición	IEC 517
6	Prueba de funcionamiento mecánico	-Densidad del gas : densidad asignada	IEC 265
		-N° de ciclos de funcionamiento : como el cuadro siguiente	
		Tensión de alimentación	Numero de ciclos de funcionamiento
		Máximo	10
		Mínimo	10
		Asignado	50

PRUEBAS DE FABRICA DE LAS CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

N°	PRUEBA	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA	NORMA EN VIGOR	OBSERVACIONES
1	Prueba de tensión a frecuencia industrial en el circuito principal.	-Densidad del gas: segundo nivel de alarma (BP). -Tensión de prueba: ver cuadro 1.1.11 -Circuito principal: abierto y cerrado. -Frecuencia: 60 Hz -Duración: 1 minuto.	IEC 129	Seccionador de puesta a tierra en posición abierta
2	Medición de descargas parciales.	-Densidad del gas: segundo nivel de alarma (BP). -Tensión de prueba: $1.1 \times U_n \# 3$ -Circuito principal: abierto y cerrado. -Frecuencia: 60 Hz	IEC 517	Seccionador de puesta a tierra en posición abierta.
3	Prueba dieléctrica en el circuito auxiliar.	-Tensión de prueba: 2000 volts. -Frecuencia: 60 Hz. -Duración: 1 minuto.	IEC 129 IEC 694	
4	Medición de resistencia del circuito principal.	-Circuito principal: cerrado	IEC 129 IEC 694	
5	Prueba de fugas de gas	-Medición de fugas mediante detector de fugas o dispositivo de medición.	IEC 129	

6	Prueba de funcionamiento mecánico	-Densidad del gas: densidad		IEC 129
		-N° de ciclos de funcionamiento: como el cuadro siguiente.		
		Tensión de alimentación	Número de ciclos de funcionamiento	
		Máximo	10	
	Mínimo	10		
	Asignado	50		

PRUEBAS DE FABRICA DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

N°	PRUEBA	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA	NORMA EN VIGOR
1	Verificación de las marcas de las terminales	Cerciorarse de que las marcas de las terminales permitan identificar correctamente -Las polaridades relativas de los devanados secundarios. -Las tomas intermedias, si las hubiere.	IEC 185
2	Medición de descargas parciales	-Densidad del gas: segundo nivel de alarma (BP). Tensión de prueba: $1.1 \times U_n \#3$ -Frecuencia : 60 Hz	IEC 517 IEC 185
3	Tensión de ensayo a frecuencia industrial en los devanados secundarios.	-Tensión de prueba: $1.1 \times U_n \#3$ -Frecuencia: 60 Hz -Duración : 1 minuto	IEC 185
4	Prueba de fugas de gas	-Medición de fugas de gas mediante detector de fugas o dispositivo de medición.	IEC 517
5	Ensayo de sobretensión	-Se debe efectuar de conformidad con el procedimiento B a saber: Con el devanado primario a circuito abierto, se aplicará una sobretensión durante 1 minuto a las terminales correspondientes de los devanados secundarios. La tensión deberá ser tal que produzca una corriente secundaria de valor rms igual a la corriente secundaria asignada (o a la corriente extendida asignada cuando fuere pertinente).	IEC 185

		En ningún caso la sobretensión en las espiras que pase a través del devanado secundario completo debe exceder un pico de 4.5 kilovolts. La frecuencia no debe exceder 5 veces la frecuencia asignada.	
6	Determinación de errores.	Como para las recomendaciones de la publicación de la 185 de la CEI y tomando en consideración la posibilidad ofrecida por esta norma: -Para realizar pruebas de rutina en un número reducido de corriente y/o cargas -Para reemplazar algunas pruebas directas por pruebas indirectas.	IEC 185

PRUEBAS DE FABRICA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

N°	PRUEBA	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA	NORMA EN VIGOR
1	Verificación de las marcas de las terminales.	Cerciorarse de que las marcas de las terminales permitan identificar correctamente: -Las polaridades relativas de los devanados secundarios. -Las tomas intermedias, si las hubiere.	IEC 186
2	Tensión de ensayo a frecuencia industrial a los devanados secundarios.	-Tensión de prueba: 3000 volts (rms) -Frecuencia: 60 Hz -Duración: 1 minuto	IEC 186
3	Tensión de ensayo a frecuencia industrial en el devanado primario.	-Densidad del gas: segundo nivel de alarma (BP). -Tensión de prueba: ver cuadro del inter 1.1 -La prueba se efectuará mediante excitación directa del devanado primario. -Se aumenta la frecuencia de la tensión de prueba por sobre el valor asignado. -Duración: (2 x 60 Hz / Frecuencia de prueba con un mínimo de 15 seg) x 60 s.	IEC 186
4	Medición de descargas parciales	-Densidad del gas: segundo nivel de alarma (BP). -Tensión de prueba: $1.1 \times U_n / \#3$	IEC 186
5	Determinación de errores.	De conformidad con las recomendaciones 186 de la CEI y teniendo en consideración con la conformidad ofrecida por esta norma para realizar las pruebas de rutina en un reducido número de tensiones y/o cargas.	IEC 186
6	Prueba de fugas de gas.	Medición de fugas de gas mediante detector de fugas o dispositivo de medición.	IEC 517

PRUEBAS DE FABRICA DE LA CAJA DE CONEXIÓN DE CABLE-JUEGO DE BARRAS.

N°	PRUEBA	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA	NORMA EN VIGOR	OBSERVACIONES
1	Prueba de tensión a frecuencia industrial en el circuito principal.	Cerciorarse de que las marcas de las terminales permitan identificar correctamente: -Las polaridades relativas de los devanados secundarios. -Las tomas intermedias, si las hubiere.	IEC 186	
2	Medición de descargas parciales.	-Densidad del gas: 2º nivel de alarma (BP) -Tensión de prueba: $1.1 \times U_n / \#3$ -Circuito principal: abierto y cerrado -Frecuencia: 60 Hz	IEC 137 IEC 517	
3	Medición de la resistencia del circuito principal.		IEC 517	Como los aisladores pasantes aire/SF6 son expedidos en piezas, esta medición se efectúa después de su montaje en situ
4	Prueba de fugas de gas	Medición de fugas de gas mediante detector de fugas o dispositivo de medición.	IEC 517 IEC 137	

5.3 PRUEBAS EN CAMPO AL EQUIPO EN SF6.

Antes de que el equipo de una subestación encapsulada sea puesta en servicio, es necesario realizar una serie de pruebas al equipo que la conforman. Estas pruebas se realizan para garantizar que durante el proceso de montaje se cumplieron con todas las indicaciones prescritas, por seguridad del personal y de la propia empresa, además de la confiabilidad de integrarla al Sistema Eléctrico Nacional.

Este tipo de pruebas regularmente se realizan por parte de una sección llamada "Control de Calidad", sección que cuenta con el equipo necesario para la realización de las mismas. A continuación mencionaremos estas pruebas y la forma en que se realizan.

HUMEDAD. La humedad en el gas SF6 representa el porcentaje de vapor de agua contenido en dicho gas. Es perjudicial si la medida en porcentaje resulta muy elevada. Para determinar su valor, se utiliza un "Higrometro" (del tipo más conveniente), la medición se efectúa haciendo que el gas sometido a análisis atraviese una celda colocada en el interior de este aparato. Para obtener resultados confiables, se debe eliminar cuidadosamente, toda la humedad que pudiese estar atrapada en la celda del higrometro, esto se realiza por medio de un barrido de gas comprobadamente seco.

El contenido de humedad en cualquier gas se expresa con las siguientes unidades:

- . PPMV (Partes Por Millón en Volumen)
- . PPMP (Partes Por Millón en Peso)
- . PUNTO DE ROCIO (Dew Point)

Las unidades más comúnmente utilizadas en Compañía de Luz y Fuerza son PPMV y PUNTO DE ROCIO. Antes de la puesta en servicio o inmediatamente después del llenado con SF6, el contenido de humedad en el gas debe ser controlado, ya que si este alcanza valores elevados, va a propiciar fallas en los interiores del equipo, esta humedad puede llegar, por variación de temperatura a condensarse en forma de rocío sobre las superficies de los aislamientos, originando así una disminución en el valor del voltaje de ruptura del aislamiento, razón por la cual es importante conocer los valores de humedad que dicho gas contenga.

Para establecer los valores adecuados de contenido de humedad, es necesario recurrir a las tablas que el propio fabricante proporciona en el instructivo de montaje.

HERMETICIDAD. La hermeticidad en un equipo de SF6, constituye el cierre perfecto de todas las partes ensambladas, es decir el cierre entre aberturas o ajustes de elementos bridados (entre bridas), de forma que no pueda escaparse el fluido contenido (SF6), entre estos.

La importancia de la hermeticidad, radica en garantizar el buen funcionamiento de una subestación, al permanecer intacto el contenido de gas SF6. Cabe resaltar que una fuga de gas SF6 representa una pérdida no solo de gas, sino también una pérdida económica debido al alto costo, que este gas tiene en el mercado. Si la fuga se presenta con el equipo ya en servicio, puede conducir a fallas por baja presión de gas, aunque esto es detectable a tiempo,

su presencia no es nada deseable por lo que los que instalan el equipo encapsulado, deberán ser cuidadosos de que por ningún motivo existan fugas antes de la puesta en servicio.

Antes de iniciar las pruebas finales, se debe realizar una inspección rigurosa de "no fugas" para lo cual es necesario contar con un detector de fugas, que es un aparato provisto de un elemento sensor de halógenos y señal audible, ("bip" repetitivo) de variación directa a la fuga.

El método de detectar las fugas, consiste en acercar el elemento sensor a todas las uniones, si existiese fuga la señal del "bip" variará en rapidez, en base a la cantidad de gas fugado.

RESISTENCIA DE CONTACTOS. Cuando dos elementos conductores se ponen en contacto, existirá entre ellos una resistencia ohmica a la que llamamos "Resistencia de Contactos", si esta llegase a tener un valor elevado, se traducirá en: calentamientos por efecto Joule, caída de potencial, pérdida de potencia, destrucción, deformación, etc. Los equipos en SF6, se integran de gran cantidad de contactos de diversos tipos, como pueden ser de presión, deslizables, de presión a base de dedos plateados, etc. Durante el proceso secuenciado de ensamble y respetando la lógica modular del equipo SF6, deberá realizarse la prueba de resistencia de contactos, que servirá para detectar, desajustes, falsos contactos, suciedad y el calentamiento esperado, como resultado de estas anomalías.

POTENCIAL APLICADO. Esta prueba sirve para verificar el aislamiento, (SF6) del equipo con respecto a tierra, así como los aislamientos sólidos generalmente de resina, que soportan las barras conductoras internas.

Consiste en aplicar una tensión elevada a través de una boquilla de pruebas especial a los diferentes elementos que conforman los conductores. El valor de la tensión aplicada depende de la clase de aislamiento (en función de su voltaje nominal de operación) y lo fijan las normas en base a la siguiente tabla:

CLASE DE AISLAMIENTO (KV)	POTENCIAL APLICADO (KV)	CLASE DE AISLAMIENTO (KV)	POTENCIAL APLICADO (KV)
0.6	4	92	185
1.2	10	115	230
2.5	15	138	275
5.0	19	161	335
8.7	26	196	395
15.0	34	215	430
18.0	40	230	460
25.0	50	315	630
34.5	70	345	690
46.0	95	375	750
69.0	140	400	800

Para la prueba se requiere un transformador elevador, alimentado en baja tensión con una fuente de voltaje regulado, y capaz de suministrar en alta tensión el voltaje requerido para la prueba. Debe integrado un voltmetro que reporte con la debida precisión los KV en alta tensión.

No se debe colocar ninguna resistencia de valor apreciable entre el equipo de prueba y el equipo bajo prueba. Es conveniente incluir explosores o voltmetros de esferas a una tensión de 10% en exceso de la tensión de prueba.

La conexión de acceso al equipo en SF6 deberá hacerse a través de la boquilla antes mencionada y a la línea del equipo de prueba, por medio de alambre desnudo delgado, pero de diámetro no menor de 0.3 mm, revisando que el equipo bajo prueba este sólidamente conectado a tierra en su conexión para tal efecto.

La prueba debe iniciarse a un valor del 25% de la tensión de prueba, se mantiene durante un minuto. Después se reduce la tensión a un valor igual o menor que el de iniciación en un máximo de 5 segundos y se desenergiza el circuito.

La prueba se realiza secuencialmente, agregando cada vez, parcialmente porciones del equipo SF6, hasta la máxima carga que soporte el equipo de prueba.

DESCARGAS PARCIALES. Esta prueba tiene por objeto verificar la calidad de las conexiones y de los dieléctricos, abarcando en estos últimos los aislamientos y las boquillas o pasamuros. Consiste en aplicar al equipo en prueba, una tensión elevada cuyo valor no llega a los de potencial aplicado o de impulso, y detectar la presencia de ciertas fugas de corriente cuando existen zonas de falla. Estas fugas se conocen con el nombre de "Descargas Parciales".

La prueba cuando no reporta presencia de descargas parciales puede considerarse como no destructiva. Una descarga parcial es una fuga de corriente entre dos electrodos, rompiendo la rigidez del medio que los separa, pero sin llegar al corto circuito.

Se presentan tres tipos de descargas parciales:

- a) Descargas Externas. Cuando un conductor de alta tensión presenta salientes puntiagudas, principalmente en las conexiones mal terminadas, es una zona de alta concentración del campo eléctrico, y por consiguiente favorece la transformación de pequeños arcos hacia el medio circundante. Si esta situación se presenta en el interior del equipo en SF6 produce degradación del gas hexafluoruro.
- b) Descargas Superficiales. El origen es muy similar al de descargas externas, pero con la diferencia de los arcos, en vez de dispersarse en el medio circundante, inciden en la superficie de un aislamiento, provocando la degradación del mismo.
- c) Descargas Internas. Cuando un dieléctrico presenta inclusión de burbujas o impurezas, el coeficiente dieléctrico es notablemente menor en estas zonas con respecto al resto del cuerpo aislante, lo cual provoca concentración del campo eléctrico que lo atraviesa, hasta el punto de ruptura de la rigidez de la burbuja o impureza presentándose un pequeño arqueo dentro del dieléctrico. También en este caso existe un proceso de degradación.

El arqueo de las descargas parciales se asocia con un conjunto de fenómenos físicos y químicos que producen:

1. Pulsos de alta frecuencia.
2. Radiaciones electromagnéticas.
3. Pérdidas dieléctricas.
4. Luz.
5. Sonido.
6. Presión de gas.
7. Degradación de los dieléctricos.

De todas estas manifestaciones, las más sencillas de detectar son las tres primeras, aunque en ocasiones se toma la cuarta y quinta como evidencia de la presencia de descargas, aunque estas no se recomiendan para mediciones cuantitativas. Para realizar la prueba se requiere una fuente de alta tensión consistente en un transformador elevador alimentado en el primario con voltaje regulado.

IMPULSO. Esta prueba consiste en aplicar al equipo SF6 una descarga de alta tensión cuya duración es muy breve, medida en el orden de microsegundos; se hace con el objeto de detectar si en el equipo encapsulado en SF6 se generan situaciones anormales con motivo de este tipo de descargas, las que en operación normal pueden producirse por descargas atmosféricas o en ciertas aperturas, de interruptores principalmente.

Si bien las condiciones que se producen en la realidad cuando aparecen estos fenómenos transitorios no se reproducen fielmente en la prueba, la experiencia ha demostrado que esta es suficientemente confiable para garantizar este aspecto de la operación del equipo en SF6.

La descarga se aplica mediante un generador de impulso, que consiste en un conjunto de capacitores conectados en paralelo a través de resistencias, los cuales se cargan por medio de una fuente de C.D. Cuando el potencial de carga ha llegado al valor de ruptura del primer explosor, inmediatamente rompen todos los demás explosores, formando un circuito serie que finalmente descarga en el equipo bajo prueba.

Se pueden observar fallas durante el desarrollo de la prueba como:

- Burbujas de humo.
- Ruidos perceptibles del equipo.
- Ausencia del arqueo en el explosor.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO VI

INSTRUCCIONES DE LLENADO A LOS COMPARTIMENTOS QUE COMPONEN LA SUBESTACION

6.1 EQUIPO DE LLENADO Y EVACUACION DE GAS PARA INSTALACION DE 230 KV.

Una vez que el equipo ha sido aprobado por "control de calidad", después de realizadas todas las pruebas que ha si lo justifican, se puede iniciar el proceso de llenado a cada uno de los compartimentos que conforman la subestación. Para ello se requiere que a las botellas que contienen el gas SF6 se le realicen también pruebas que certifiquen que puede ser utilizado como medio aislante en la subestación. Para el proceso de llenado se utiliza un equipo especial, y algunas indicaciones que se deberán seguir para lograr el llenado total del equipo, vigilando en todo momento la inyección de gas y que no existan fugas.

SISTEMA DE LLENADO Y EVACUACION DE GAS.

Elementos:

1. Botella de gas con válvula.
2. Manguera de empalme.
3. Reductor de presión.
4. Llave esférica de tres vías.
5. Manómetro (vacío -1200 mbar).
6. Bomba de vacío (16 m³/h).
7. Manguera (6 m).
8. Acoplamiento rápido.
9. Llave.
10. Carretilla.
11. Soporte de la manguera.
12. Dispositivo de llenado para cámara de gas de instalación, excluido interruptor.
13. Dispositivo de llenado para cámara de gas de interruptores.
14. Prolongación.

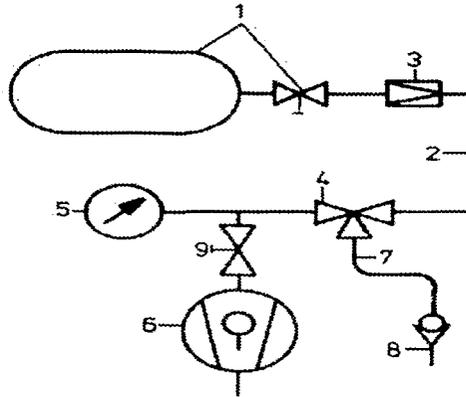


Fig. 6.1 Equipo de llenado

DESCRIPCION DEL EQUIPO DE LLENADO Y DESARROLLO.

El aparato se compone de una carretilla de transporte de botellas con gas SF₆. Van sujetos a la carretilla: la bomba de vacío (6), manómetro (5), llave esférica de tres vías (4), reductor de presión (3) y soporte de manguera (11) con 6 metros de manguera.

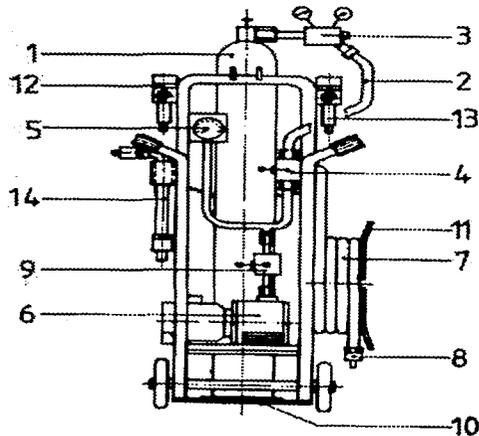
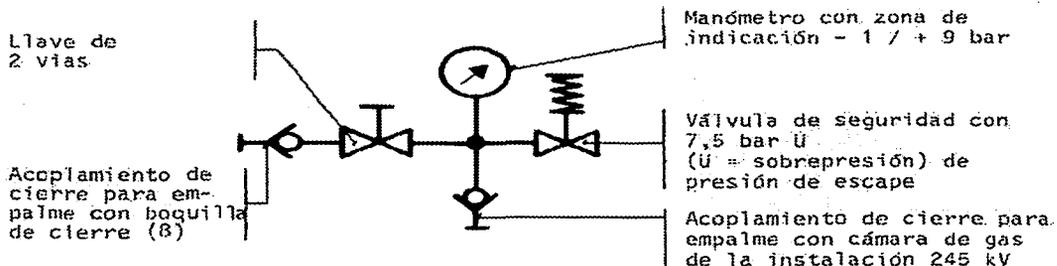


FIG. 6.2 Elementos del equipo de llenado.

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

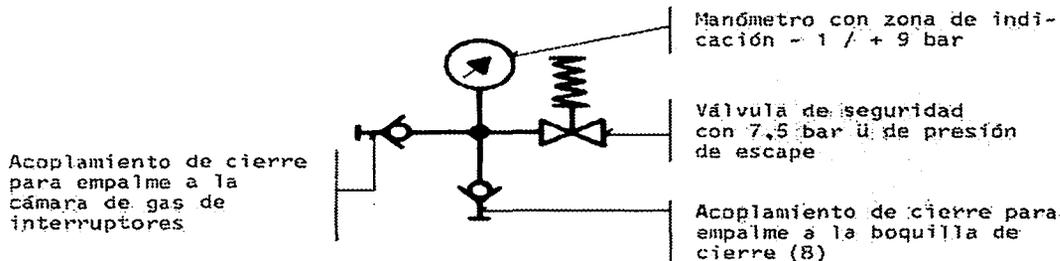
Cerrar durante el transporte la llave 9, para impedir que se derrame el aceite de la bomba.

a) Cámara de gas de instalación. Dispositivo de llenado "12".



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

b) Cámara de gas de interruptores. Dispositivo de llenado "13".



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

MANTENIMIENTO A LA BOMBA DE VACIO. Para un óptimo funcionamiento de la bomba de vacío debemos cambiar el aceite después de unas 40 horas de funcionamiento, además el filtro de aceite después de unas 200 horas de funcionamiento. Utilizar 0.5 litros de aceite HD.

TIPO DE ACEITE TEMPERATURA AMBIENTE

SAE 30	+10°C hasta +55°C
SAE 20	+ 5°C hasta +10°C
SAE 10	debajo de + 5°C

EVACUACION Y LLENADO DE UNA CAMARA DE GAS.

A. Evacuar (ver figura 6.2)

1. Para proteger el vacuómetro contra una eventual sobrepresión que puede existir en la cámara de gas, se reduce ésta a la presión ambiente y se posiciona la llave de tres vías sobre el colindro de gas.
2. Acoplar a la cámara de gas el dispositivo de llenado 12 o 13.
3. Acoplar la manguera (7) al dispositivo de llenado 12 o 13.
4. Conectar la bomba de vacío (6).
5. Abrir la llave (9).
6. Conmutar lentamente la llave de 3 vías (4) sobre la bomba de vacío.
7. Para la medición del vacío, cerrar la llave (9) y leer tan pronto que de la aguja inmóvil.
8. Vacío necesario, según prescripción para llenado y evacuación.
9. Una vez alcanzado el vacío con la llave cerrada (9), desconectar la bomba de vacío (6).

B. Llenado después de la evacuación. (ver figura 6.2)

1. Cerrar la válvula de la botella de gas 1.
2. Conmutar a la botella de gas, la llave de 3 vías de la bomba de vacío.
3. Abrir la válvula de la botella de gas y el reductor de presión y llenar la cámara de gas (véase prescripción de llenado).

C. Rellenado (ver figura 6.2)

1. Todas las llaves cerradas, la llave de 3 vías para la botella de gas conectada. Acoplar el dispositivo de llenado 12 o 13 y la manguera (7) a la cámara de gas.
2. Abrir la válvula de la botella de gas y el reductor de presión y llenar la cámara de gas (véase prescripción de llenado).

ATENCIÓN: Para proteger la bomba de vacío y el vacuómetro, no debe sobrepasar nunca la presión 1 bar en la zona del vacío (entre la llave de 3 vías (4), vacuómetro (5) y bomba de vacío (6). Antes de conmutar la llave de 3 vías sobre el vacío, conectar primero siempre la bomba de vacío (6) y abrir la llave (9).

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

6.2 INSTRUCCIONES DE LLENADO PARA INSTALACION DE 230 KV.

El llenado de la instalación se efectúa con la carretilla de llenado de gas, cuando reacciona el aparato de control de densidad, pero por lo general sólo si se constata una necesidad con motivo de un control rutinario.

La válvula de seguridad montada en el dispositivo de llenado impide un incremento inadmisibles de la presión del gas durante el llenado.

FORMA DE PROCEDER EN GENERAL.

1. *Control de la válvula de seguridad en la carretilla de llenado.* Cuando hace algún tiempo que fue utilizado últimamente la carretilla de llenado, debe ser soplada la válvula de seguridad. Se debe aumentar la presión, con el dispositivo de llenado cerrado hasta que reacciona la válvula de seguridad. Comparar la presión de reacción con las indicaciones sobre la válvula de seguridad.
2. *Determinación de la presión de llenado.* La temperatura media del gas, necesaria para el llenado correcto, se determina de la siguiente forma:
 - a) Instalación como mínimo 3 horas fuera de servicio
Temperatura del recipiente = Temperatura media del gas
 - b) Instalación desde hace 3 horas mínimo en servicio
Temperatura del recipiente +5°C = Temperatura media del gas

IMPORTANTE : La temperatura del recipiente se debe determinar siempre con termómetro en la proximidad inmediata del aparato de control de densidad.

La presión nominal se debe tomar de la Tabla N° 1.

3. *Llenado de la instalación.* Ajustar en el reductor de presión aproximadamente 130 % de presión nominal. Montar el dispositivo de llenado correspondiente y controlar la presión. Empalmar el tubo y observar el manómetro en el dispositivo de llenado. Cuando se ha alcanzado la presión de servicio nominal, desacoplar el tubo, leer la presión determinada según punto 2.

Produciéndose desviaciones, se rellena o se deja escapar presión por medio de un punzón apropiado. Una vez terminado el trabajo se cierra la válvula embriada.

¡Atención! El tubo no debe ser pandeado.

TABLA N° 1. INDICACIONES DE PRESIÓN PARA EL RELLENADO DE LA INSTALACION DE 230 KV.
(ü =SOBREPRESIÓN).

Temperatura media del gas en °C	0 -1000 m sobre nivel del mar		1000 - 2000 m sobre nivel del mar		2000 - 3000 m sobre nivel del mar	
	Presión nominal		Presión nominal		Presión nominal	
	Bar ü	Mpa ü	Bar ü	Mpa ü	Bar ü	Mpa ü
-27 / -25	4,25	0,425	4,35	0,435	4,45	0,445
-24 / -22	4,35	0,435	4,45	0,445	4,55	0,455
-21 / -19	4,45	0,445	4,55	0,455	4,65	0,465
-18 / -16	4,55	0,455	4,65	0,465	4,75	0,475
-15 / -13	4,6	0,46	4,7	0,47	4,8	0,48
-12 / -11	4,7	0,47	4,8	0,48	4,9	0,49
-10 / -8	4,75	0,475	4,85	0,485	4,95	0,495
-7 / -5	4,8	0,48	4,9	0,49	5,0	0,50
-4 / -2	4,9	0,49	5,0	0,50	5,1	0,51
-1 / +1	4,95	0,495	5,05	0,505	5,15	0,515
2 / 4	5,05	0,505	5,15	0,515	5,25	0,525
5 / 7	5,15	0,515	5,25	0,525	5,35	0,535
8 / 9	5,2	0,52	5,3	0,53	5,4	0,54
10 / 12	5,25	0,525	5,35	0,535	5,45	0,545
13 / 15	5,35	0,535	5,45	0,545	5,55	0,555
16 / 18	5,4	0,54	5,5	0,55	5,6	0,56
19 / 21	5,5	0,55	5,6	0,56	5,7	0,57
22 / 24	5,6	0,56	5,7	0,57	5,8	0,58
25 / 27	5,65	0,565	5,75	0,575	5,85	0,585
28 / 30	5,75	0,575	5,85	0,585	5,95	0,595
31 / 32	5,8	0,58	5,9	0,59	6,0	0,60
32 / 35	5,9	0,59	6,0	0,60	6,1	0,61
36 / 38	5,95	0,595	6,05	0,605	6,15	0,615
39 / 41	6,05	0,605	6,15	0,615	6,25	0,625
42 / 44	6,1	0,61	6,2	0,62	6,3	0,63
45 / 47	6,2	0,62	6,3	0,63	6,4	0,64
48 / 50	6,3	0,63	6,4	0,64	6,5	0,65
51 / 52	6,35	0,635	6,45	0,645	6,55	0,655
52 / 55	6,4	0,64	6,5	0,65	6,6	0,66
56 / 58	6,5	0,65	6,6	0,66	6,7	0,67
59 / 61	6,55	0,655	6,65	0,665	6,75	0,675
62 / 64	6,65	0,665	6,75	0,675	6,85	0,685
65 / 67	6,75	0,675	6,85	0,685	6,95	0,695
68 / 70	6,8	0,68	6,9	0,69	7,0	0,70
71 / 72	6,85	0,685	6,95	0,695	7,05	0,705

6.3 INSTRUCCIONES DE LLENADO PARA INTERRUPTOR DE 230 KV.

El llenado del interruptor se efectúa con la carretilla de llenado de gas, cuando reacciona el aparato de control de densidad, pero por lo general sólo si se constata una necesidad con motivo de un control rutinario.

La válvula de seguridad montada en el dispositivo de llenado impide un incremento inadmisibles de la presión del gas durante el llenado.

FORMA DE PROCEDER EN GENERAL.

1. *Control de la válvula de seguridad en la carretilla de llenado.* Cuando hace algún tiempo que fue utilizado últimamente la carretilla de llenado, debe ser soplada la válvula de seguridad. Se debe aumentar la presión, con el dispositivo de llenado cerrado hasta que reacciona la válvula de seguridad. Comparar la presión de reacción con las indicaciones sobre la válvula de seguridad.
2. *Determinación de la presión de llenado.* La temperatura media del gas, necesaria para el llenado correcto, se determina de la siguiente forma:
 - c) Instalación como mínimo 3 horas fuera de servicio
Temperatura del recipiente = Temperatura media del gas
 - d) Instalación desde hace 3 horas mínimo en servicio
Temperatura del recipiente +5°C = Temperatura media del gas

IMPORTANTE : La temperatura del recipiente se debe determinar siempre con termómetro en la proximidad inmediata del aparato de control de densidad.

La presión nominal se debe tomar de la Tabla N° 2.

3. *Llenado de la instalación.* Ajustar en el reductor de presión aproximadamente 130 % de presión nominal. Montar el dispositivo de llenado correspondiente y controlar la presión. Empalmar el tubo y observar el manómetro en el dispositivo de llenado. Cuando se ha alcanzado la presión de servicio nominal, desacoplar el tubo, leer la presión determinada según punto 2.

Produciéndose desviaciones, se rellena o se deja escapar presión por medio de un punzón apropiado. Una vez terminado el trabajo se cierra la válvula embriada.

¡Atención! El tubo no debe ser pandeado.

TABLA N° 2. INDICACIONES DE PRESIÓN PARA EL RELLENADO
DE UN INTERRUPTOR DE 230 KV.
(ü = SOBREPRESIÓN).

Temperatura a media del gas en °C	0 - 1000 m sobre nivel del mar		1001 - 2000 m sobre nivel del mar		2001 - 3000 m sobre nivel del mar	
	Presión nominal		Presión nominal		Presión nominal	
	Bar ü	Mpa ü	Bar ü	Mpa ü	Bar ü	Mpa ü
-27 / -25	4,8	0,48	4,9	0,49	5,0	0,50
-24 / -22	4,9	0,49	5,0	0,50	5,1	0,51
-21 / -19	5,0	0,50	5,1	0,51	5,2	0,52
-18 / -16	5,1	0,51	5,2	0,52	5,3	0,53
-15 / -13	5,2	0,52	5,3	0,53	5,4	0,54
-12 / -11	5,25	0,525	5,35	0,535	5,45	0,545
-10 / -8	5,3	0,53	5,4	0,54	5,5	0,55
-7 / -5	5,4	0,54	5,5	0,55	5,6	0,56
-4 / -2	5,5	0,55	5,6	0,56	5,7	0,57
-1 / +1	5,6	0,56	5,7	0,57	5,8	0,58
2 / 4	5,7	0,57	5,8	0,58	5,9	0,59
5 / 7	5,8	0,58	5,9	0,59	6,0	0,60
8 / 9	5,85	0,585	5,95	0,595	6,05	0,605
11 / 12	5,9	0,59	6,0	0,60	6,1	0,61
14 / 15	6,0	0,60	6,1	0,61	6,2	0,62
17 / 18	6,1	0,61	6,2	0,62	6,3	0,63
20 / 21	6,2	0,62	6,3	0,63	6,4	0,64
23 / 24	6,3	0,63	6,4	0,64	6,5	0,65
26 / 27	6,4	0,64	6,5	0,65	6,6	0,66
29 / 30	6,5	0,65	6,6	0,66	6,7	0,67
33 / 32	6,55	0,655	6,65	0,665	6,75	0,675
34 / 35	6,6	0,66	6,7	0,67	6,8	0,68
37 / 38	6,7	0,67	6,8	0,68	6,9	0,69
40 / 41	6,8	0,68	6,9	0,69	7,0	0,70
43 / 44	6,9	0,69	7,0	0,70	7,1	0,71
46 / 47	7,0	0,70	7,1	0,71	7,2	0,72
49 / 50	7,1	0,71	7,2	0,72	7,3	0,73
53 / 52	7,15	0,715	7,25	0,725	7,35	0,735
54 / 55	7,25	0,725	7,35	0,735	7,45	0,745
57 / 58	7,35	0,735	7,45	0,745	7,55	0,755
60 / 61	7,45	0,745	7,55	0,755	7,65	0,765
63 / 64	7,55	0,755	7,65	0,765	7,75	0,775
66 / 67	7,65	0,765	7,75	0,775	7,85	0,785
69 / 70	7,75	0,775	7,85	0,785	7,95	0,795
71 / 72	7,8	0,78	7,9	0,79	8,0	0,80

6.4 CONTENIDO DE HUMEDAD DEL GAS AISLANTE SF6.

Parte importante del buen funcionamiento del gas SF6 como aislante, depende de las pruebas de humedad que se le realicen a éste antes y durante el llenado hacia las cámaras. Por eso es importante saber cual es el procedimiento que se le realiza al mismo antes de ser utilizado.

Termino para mediciones de la humedad.

El contenido de humedad del gas aislante SF6 lo mide el fabricante durante el montaje por primera vez, después del llenado de la instalación, se recomienda la repetición de las mediciones.

A continuación de los trabajos de mantenimiento, que exige la apertura de las cámaras de gas, se debe comprobar el contenido de humedad. Los valores de humedad admisibles se indican en la tabla N° 3.

Medición.

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

Observaciones

Cuando la temperatura ambiente es igual o inferior al punto de rocío medido o determinado, puede ser alterado el contenido de agua indicado por la condensación ya surgida. En este caso debe ser repetida la medición con temperatura más elevada.

En las mediciones con presiones más bajas que la presión de llenado, puede comprobarse el punto de rocío inferior necesario, correspondiente indicado en la gráfica 6ª. Los contenidos de humedad indicados en la tabla deben ser mantenidos.

Como pueden contener humedad los acoplamientos de empalme y conductos de medición, se debe de prolongar siempre cada medición hasta que la indicación permanezca constante.

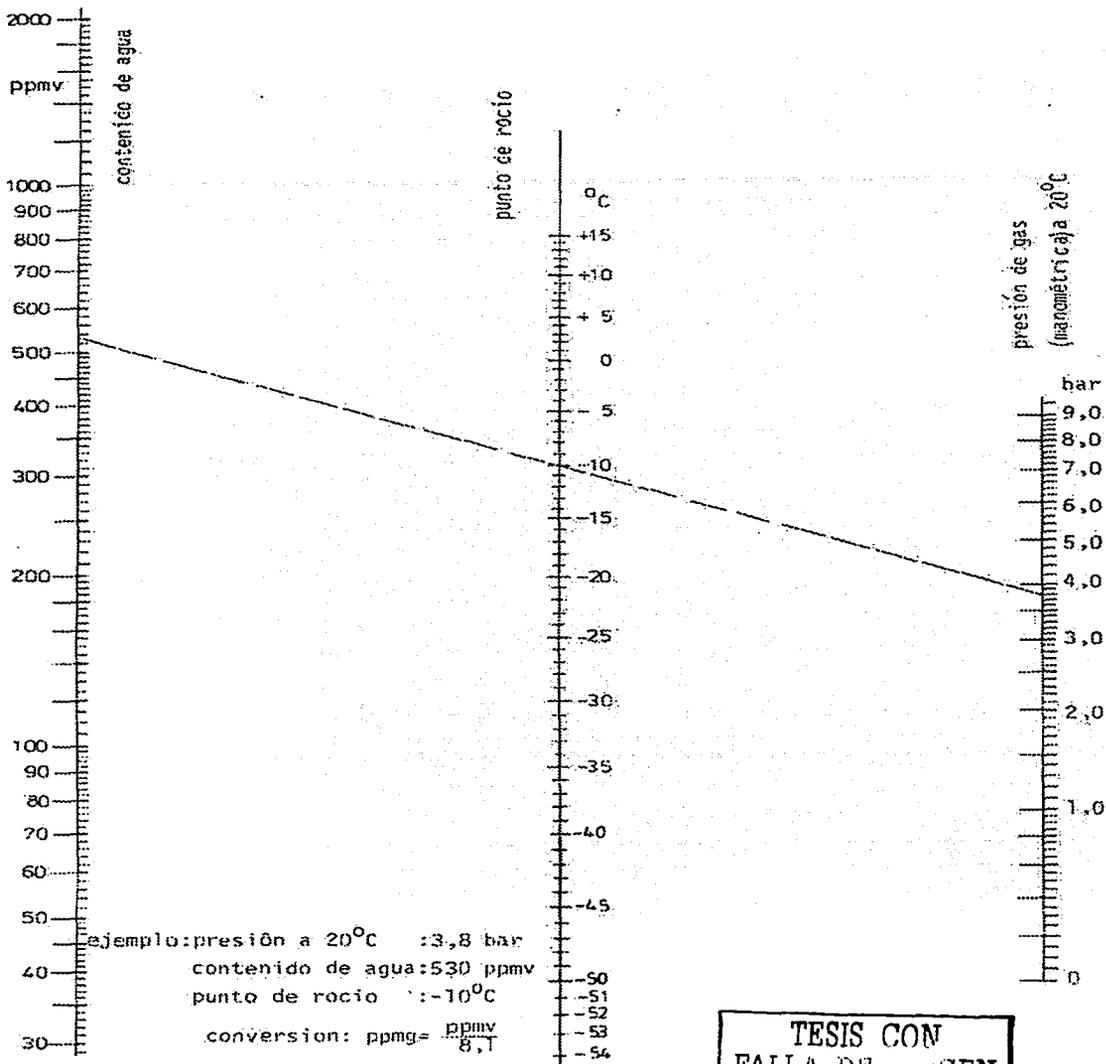
Tabla N° 3. Contenido de humedad admisible.

Cámara de gas Tensión nominal de la instalación	Presión de llenado (Sobrepresión) (20 °C) bar	Después de terminado el montaje y después de trabajos de mantenimiento		En servicio	
		Punto de rocío °C (2)	Contenido de agua Ppmv (1)	Punto de rocío °C (2)	Contenido de agua Ppmv (1)
Desconector de potencia (todas las tensiones)	6,2	-15	230	-10	350
Instalación 230 Kv	5,5	-10	390	-5	610

- 1) Ppmv = contenido de agua en "partes por millon" en relación con el volumen. (Valores de medición en ppmg - en relación con el peso - pueden ser convertidos con el factor 8,1).
- 2) El punto de rocío es valido para la zona de presión de servicio entre la presión de llenado y la presión mínima de servicio.

Medidas en caso de demasiada humedad. Instalar un nuevo cartucho de absorción según prescripción en "absorvedores" y placas de ruptura.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Gráfica No. 6*

Punto de rocío en función de la presión y del contenido en vapor de agua en el SF6

CONCLUSIONES.

En los últimos años la Industria Eléctrica se ha modernizado, ha utilizado los más avanzados desarrollos tecnológicos, efectuando importantes interconexiones de los sistemas regionales de producción y de distribución, automatizando su operación administrativa y productiva; y todo esto, con el objeto de lograr ahorros en gran escala, proporcionando así un servicio eléctrico cada vez más continuo, más confiable y más eficiente, en beneficio del país y del pueblo Mexicano.

Las subestaciones encapsuladas que utilizan como medio aislante el hexaflúoruro de azufre, son equipos que forman parte de este desarrollo tecnológico, ya que están proporcionando al país la solución, en la instalación de nuevas subestaciones eléctricas en las grandes urbes, ya que reducen el espacio para su instalación, lo que es primordial en las grandes ciudades, además de que por localizarse dentro de un inmueble cerrado, no rompe con la vista y modernidad de las mismas, en general su instalación ha disminuido tiempo y espacio, lo que disminuye costos, además de la gran confiabilidad que estos nuevos equipos proporcionan.

México crece aceleradamente, la capital de la República se ha desarrollado en los últimos años tan espectacular como dramáticamente, en tanto que la provincia empieza a recibir el impulso de la descentralización. Un ambiente de dinamismo envuelve al país, cada vez es más compleja la red de comunicaciones fabricas se multiplican, y todas las mañanas hay algo nuevo que escribir en el catálogo de nuestro desarrollo.

La Industria Eléctrica, fundamento en gran medida de este desarrollo, debe ir siempre a la vanguardia, pues la industrialización y la urbanización en México imponen al Sector Eléctrico el deber de incrementar su capacidad, para hacer frente a las demandas crecientes de energía. Por eso puede decirse que la historia del progreso Mexicano, es la historia, también de la industria Eléctrica

BIBLIOGRAFÍA.

C.F.E.

ANTECEDENTES DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(DOCUMENTO DE CIRCULACIÓN INTERNO)

NORMATIVIDAD DE LA C.F.E. (DOCUMENTO DE CIRCULACIÓN INTERNO)

REVISTA CONEXIÓN, C.F. E., SUTERM AÑO 2, NUM 11, NOV 2001
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN MÉXICO
JAIME PALOMARES TORRES Y JOSE LUIS APODACA VILLARREAL.

SUMINISTRO ELECTRICO. INFORMACIÓN AL CLIENTE INDUSTRIAL
ESTADO DE PUEBLA, C.F.E. 1999
EL FINANCIERO 3 DE NOV 1999.

ESPECIFICACIONES DE SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN C.F. E.

LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA, PUBLICADO EN EL
DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN, EL 22 DE DICIEMBRE DE 1975 Y
REINCORPORADO A LA LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA
ELECTRICA. MÉXICO 1983-1992.

LIBRO DE ANTEPROYECTO
ABENGOA, S.A. (ESPAÑA)

NORMA IEC 517
GAS INSULATOR METAL ENCLOSED SWITHGEAR FOR RATER VOLTAJE
72.5 KV AN ABOVE

WATT, JOHN H.
MANUAL DEL MONTADOR ELECTRICISTA ED. REVERTE

ENRIQUEZ HARPER GILBERTO
CENTRALES ELÉCTRICAS TOMO I
EDITORIAL LIMUSA

JOSE RAUL MARTIN
DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS
EDITORIAL MCGRAW HILL

INSTALACIONES BLINDADAS DE ALTA TENSION
CON AISLAMIENTO DE SF6
SPRECHER ENERGIE

MANUAL DE MONTAJE Y SERVICIO PARA
UNA SUBESTACIONA ISLADA EN SF6
SPRECHER SCHUH

MANUAL DE INSTALACION DE
SUBESTACION AISLADA EN SF6
ALSTHOM

FISICA MODERNA
H. E. WHITE
EDITORIL MONTANER Y SIMON

PRUEBAS DE EQUIPO ELÉCTRICO
VICTOR PEREZ AMADOR
EDITORIAL LIMUSA

PRINCIPIOS DE FISICA
VIRGILIO BELTRAN - ELIEZER BRAUN
EDITORIAL TRILLAS