

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE INTERRUPTOR Y  
SECCIONADOR DE POTENCIA EN ALTA TENSIÓN**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**MIGUEL ANGEL MOYA SOLORZANO**

**PROMOCIÓN**

**2000 - II**

**LIMA – PERÚ**

**2006**

**INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE INTERRUPTOR Y  
SECCIONADOR DE POTENCIA EN ALTA TENSIÓN**

*Dedico este trabajo a:  
Mis Padres, que son el ejemplo a seguir  
Mis Hermanos, por el apoyo incondicional en mi carrera,  
Y Alexia mi Hija.*

## **SUMARIO**

El presente informe esta basado en el correcto funcionamiento y mantenimiento de los equipos de una subestación eléctrica para este caso de estudio serán el seccionador y el interruptor de potencia. se observara que teniendo un mantenimiento programado preventivamente lograremos que las fallas sean casi nulas y con esto los costos globales disminuirán, además se prolongara la vida de los equipos y se garantizara la disponibilidad del servicio en le sistema en la cual se atienda.

Como otro punto importante también esta el montaje electromecánico tanto de el seccionador como el interruptor de potencia, veremos los procedimientos de montaje electromecánico para un correcto funcionamiento además de las pruebas respectivas que se anotaran en el protocolo de pruebas.

Para este estudio mencionamos los diferentes tipos de trabajos que se ejecutan en los equipos ya sea en la parte de montaje electromecánico como en la parte de mantenimiento, además de una lista de precios referenciales tanto de interruptor como el seccionador.

La seguridad dentro de las subestaciones también es un tema sumamente importante en este informe mencionaremos los riesgos que comúnmente existen, conoceremos las cinco reglas de oro donde determinaremos las operaciones y comprobaciones que deben ser realizadas en una instalación eléctrica en alta tensión.

## ÍNDICE

### PRÓLOGO

### CAPÍTULO I

#### INTERRUPTORES Y SECCIONADORES DE POTENCIA

1.1	Interruptores de potencia	2
1.1.1	Definiciones	2
	a) Descripción del fenómeno de interrupción	3
1.1.2	Tipos principales	3
	a) Interruptores según el sitio de instalación	4
	b) Interruptores según el diseño externo	5
	c) Interruptores según el medio de interrupción	7
1.1.3	Interruptores según el mecanismo de operación	8
	a) Resortes	11
	b) Neumático	11
	c) Hidráulico	11
	d) Hexafluoruro de azufre (SF <sub>6</sub> )	12
1.1.4	Normas técnicas	12
1.1.5	Características comunes a otros equipos de patio	12
1.1.6	Pruebas	13
1.2	Seccionadores de potencia	15
1.2.1	Introducción	15
1.2.2	Normas técnicas	16
1.2.3	Funciones desempeñadas por los seccionadores en redes eléctricas	16
1.2.4	Tipos constructivos	17
1.2.5	Mecanismo de operación	19
1.2.6	Especificaciones de características técnicas	20
1.2.7	Desempeño de los seccionadores durante cortocircuito	22
1.2.8	Esfuerzos mecánicos nominales sobre los terminales	22
1.2.9	Capacidad de interrupción y cierre	23

1.2.10 Pruebas	26
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO LÍNEAS AT Y SUBESTACIONES</b>	
2.1	Introducción 29
2.2	Antecedentes 29
2.3	Objetivo 29
2.4	Estrategias de mantenimiento 30
2.4.1	Definición de estrategias 30
2.5	Ámbito de aplicación 31
2.6	Tipos de mantenimiento 31
2.6.1	Revisar 31
2.6.2	Adecuar 32
2.6.3	Reparar 32
2.6.4	Resultados de las revisiones 33
2.7	Mantenimiento de subestaciones y cables de alta tensión 34
2.7.1	Objetos del mantenimiento 34
2.7.2	Posición equivalente 36
2.7.3	Revisiones 37
2.7.4	Adecuaciones 39
2.7.5	Síntesis del mantenimiento de subestaciones 40
2.7.6	Plan de mantenimiento 41
2.8	Dimensionamiento de recursos 45
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>DIAGNÓSTICO E INVESTIGACIÓN DE FALLAS EN INTERRUPTORES DE POTENCIA</b>	
3.1	Investigación de la falla 47
3.1.1	Procedimiento de investigación 48
3.1.2	Diagrama de flujo 49
3.1.3	Plan de acción recomendado 50
3.1.4	Preparación e investigación inmediata 52
3.2	Análisis de falla 52
3.3	Fallas comunes en los diferentes tipos de interruptores 52
3.3.1	Fallas de mecanismo de operación 52

3.3.2	Fallas por la degradación del aislamiento sólido externo	54
3.3.3	Fallas ocasionadas por tensiones transitorias	54
3.3.4	Fallas debidas a la mala aplicación de equipos	55
3.3.5	Fallas de resistores, capacitores y transformadores de corriente	56
3.3.6	Fallas debidas a los animales	56
3.4	Otras causas de fallas	56
3.4.1	Fallas de dieléctrico y de las cámaras de interrupción	57
3.4.2	Interruptores en SF <sub>6</sub> , doble precisión	58
3.4.3	Interruptores de gran volumen de aceite	59
3.4.4	Interruptores en vacío	59
3.4.5	Interruptores de soplo magnético	62
3.4.6	Interruptores de aire a presión	63
3.4.7	Interruptores de pequeño volumen de aceite	63
3.5	Modos de fallas y sus causas	64

## **CAPÍTULO IV**

### **FORMAS DE MANTENIMIENTO**

4.1	Formas de mantenimiento	70
4.1.1	Objetivo del mantenimiento	70
4.1.2	Tipos de mantenimiento	70
4.1.3	Revisión o mantenimiento predictivo	70
4.1.4	Adecuación o mantenimiento preventivo	70
4.1.5	Reparación o mantenimiento correctivo	71
4.1.6	Valoración de las revisiones	72
4.1.7	Inspección visual	72
4.1.8	Requerimientos	72
4.2	Procedimientos para la inspección visual de la subestación	72
4.2.1	Criterios de revisión	72

## **CAPÍTULO V**

### **MONTAJE DE INTERRUPTORES Y SECCIONADORES DE POTENCIA**

5.1	Interruptores de potencia	76
5.1.1	Montaje y verificaciones	76
5.1.2	Pruebas y mediciones en interruptores	78
5.2	Seccionadores de potencia	80

5.2.1 Montaje y verificaciones 80

5.2.2 Pruebas y mediciones 82

## **CAPÍTULO VI**

### **LISTADO DE PRECIOS REFERENCIALES**

6.1 Listado de precios referenciales 85

## **CAPÍTULO VII**

### **PROCEDIMIENTO DE TRABAJO MONTAJE DE EQUIPOS**

7.1 Objeto 86

7.2 Alcance 86

7.3 Ejecución 86

7.4 Responsabilidades 86

7.4.1 Del ingeniero residente 86

7.4.2 Del supervisor de seguridad 86

7.4.3 Del personal obrero 87

7.5 Recursos 87

7.6 Riesgos asociados 88

7.7 Directivas de trabajo 89

## **CAPÍTULO VIII**

### **SEGURIDAD EN SUBESTACIONES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

8.1 Introducción 91

8.2 Terminología 92

8.3 Riesgos en la construcción de subestaciones y centros de transformación 95

8.4 Consideraciones reglamentarias 97

8.5 Seguridad en la explotación 98

8.6 Revisiones periódicas de mantenimiento 99

8.7 Revisiones periódicas reglamentarias 103

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES** 109

**ANEXOS** 111

**BIBLIOGRAFÍA** 112

## PRÓLOGO

El propósito de este informe es ayudar a conseguir mejoras tanto en el mantenimiento como en la inspección de los equipos en estudio, con esto lograremos que los equipos de una subestación tengan una vida útil mas prolongada, además de la importancia del montaje de los equipos y la seguridad dentro de las subestaciones eléctricas.

En el Capítulo 1 las definiciones del Interruptor, Seccionador de Potencia y los tipos, en el Capítulo 2 definiremos las estrategias del mantenimiento donde ayudarán a conseguir las mejores y las mas eficientes practicas aprovechando las experiencias del operador en el negocio eléctrico, en el Capítulo 3 tendremos diagnósticos e investigación de fallas en el Interruptor de potencia donde se ve la metodología por medio de la cual se pueda determinar la causa mas probable de falla de un interruptor, en el Capítulo 4 describiremos las formas de mantenimientos, en el Capítulo 5 los montaje de los seccionadores e interruptores de potencia, en el Capítulo 6 detallaremos un listado de precios tanto de los suministros como los de mantenimiento, en el Capítulo 7 procedimientos de los trabajos de montaje, en el Capítulo 8 veremos la seguridad que debe de haber en las subestaciones y finalizando con el Capítulo 9 observamos los protocolos de prueba tanto del Interruptor como el Seccionador de Potencia.

Un agradecimiento a la concesionaria Edelnor por el material brindado para la ejecución de este informe donde hemos tomado las estrategias de mantenimiento y además de los costos de los precios de los mantenimientos llamado Baremos

## CAPÍTULO I

### INTERRUPTORES DE POTENCIA Y SECCIONADORES DE POTENCIA

#### 1.1 Interruptores de potencia

Los interruptores automáticos son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales, así como de conducir durante un tiempo especificado, interrumpir y establecer corrientes en condiciones anormales, como son las de cortocircuito. Su función básica es conectar o desconectar de un sistema o circuito energizado.

#### Consideraciones generales

##### 1.1.1 Definiciones

En la siguiente Figura 1.1 se ilustran las definiciones.

##### Desarrollo de Interrupción de una Falla Trifásica

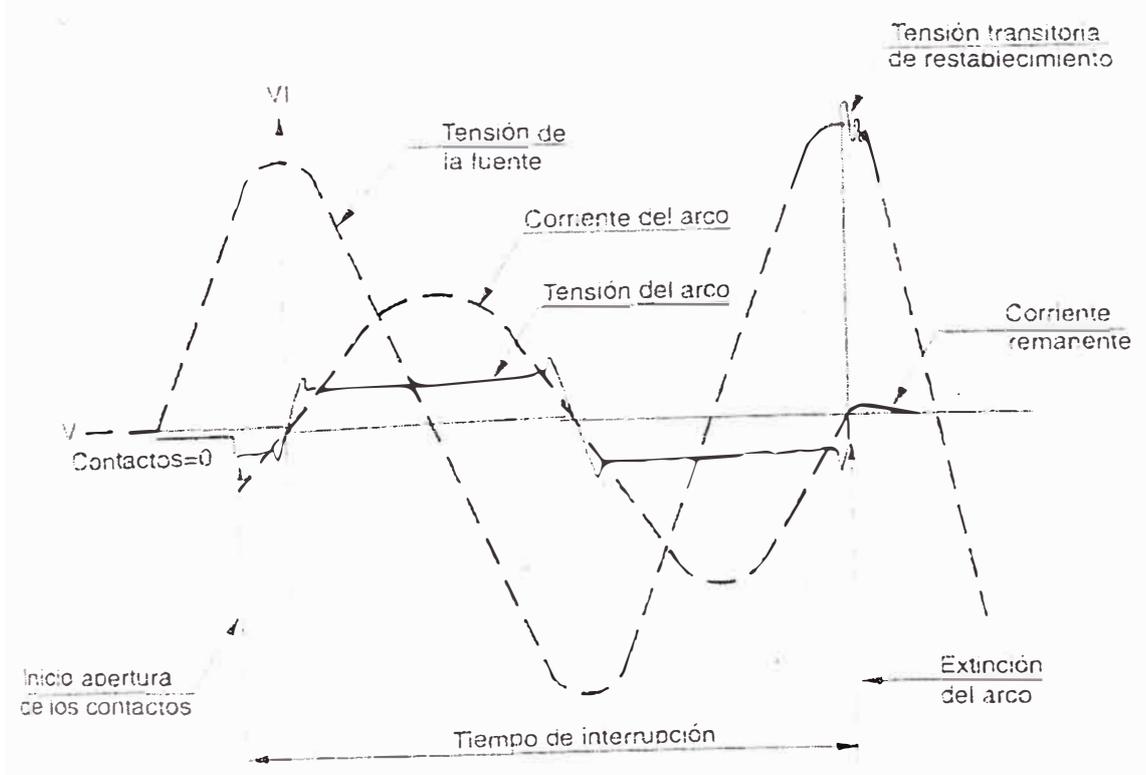


Figura 1.1

**Arco eléctrico en interruptores:** corriente que se desarrolla entre los contactos del interruptor después de estar separados debido a la diferencia de tensión que ioniza el aire.

**Tensión del arco:** tensión que se desarrolla entre los contactos durante el tiempo de extinción del arco.

**Tensión transitoria de restablecimiento o recuperación, TTR:** es la tensión transitoria que aparece entre los contactos del interruptor después de la interrupción del arco.

#### **a) Descripción del fenómeno de interrupción**

La extinción del arco eléctrico generado por la separación de los contactos del interruptor está estrechamente relacionada con el paso natural por cero de la corriente y con la naturaleza capacitiva o inductiva del arco. En la Figura 1.1 se ilustra el comportamiento del arco eléctrico durante el desarrollo de una falla, la cual tiene un comportamiento inductivo. El paso natural por cero de la corriente coincide con el valor máximo de la tensión del sistema. Cuando los contactos comienzan a separarse, la tensión de encendido del arco es despreciable en comparación con la del sistema, crece a medida que la corriente se hace menor y la separación de los contactos mayor. Si después de cada paso de la corriente por cero, la tensión del sistema aún excede la tensión de encendido, ocurre un re-encendido del arco. Este fenómeno se repite hasta cuando la desionización o recuperación dieléctrica del medio permita que la tensión requerida para el encendido del arco sea mayor que la tensión del sistema., extinguiéndose el arco completamente, lo cual debe ocurrir cuando los contactos del interruptor estén completamente abiertos. En este momento, entre los contactos del interruptor aparece la tensión aplicada.

Los fenómenos que se presentan en el interruptor cuando ocurre la desconexión hacen que una gran parte de las moléculas del medio de extinción se disocie por la alta temperatura que se produce. Al pasar la corriente por cero las partículas se unen rápidamente enfriándose el medio con rapidez.

A causa de la tensión de restablecimiento las partículas positivas se aceleran en una dirección y las negativas en otra, creciendo su velocidad cuando más elevada se hace la

tensión. Por su choque con partículas neutras, estas se disocian y, si la tensión es grande, se llega a una ionización por choques que puede convertirse en arco eléctrico.

Por lo tanto, según el proceso que predomine, el arco eléctrico se apagará o volverá a encenderse. Las consideraciones anteriores muestran la importancia que tiene el crecimiento de la tensión de restablecimiento. Para favorecer la extinción del arco se han desarrollado dos métodos:

Empleando grandes distancias mediante interrupción múltiple: seccionamiento del arco en varios contactos o cámaras de extinción conectados en serie, facilitándose el manejo y regulación del mismo.

Enfriamiento intensivo del arco, con el objeto de alcanzar una rápida unión entre las partículas de carga diferente cuando la onda de corriente pase por cero.

En la actualidad, el poder de interrupción por cámara de extinción se ha elevado considerablemente requiriéndose menos cámaras que antes, lo cual ha conducido a interruptores más sencillos, económicos y con menos partes móviles que significan menores gastos en mantenimiento y repuestos.

### **1.1.2 Tipos principales:**

Los interruptores se pueden agrupar con base en diferentes criterios como son: el nivel de tensión, el sitio de instalación y las características de diseño externo. Sin embargo, los criterios de clasificación más importantes son el medio y el mecanismo de operación para la interrupción de la corriente.

#### **a) Interruptores según el sitio de instalación**

Los interruptores de alta tensión pueden ser utilizados en instalaciones interiores o exteriores. Los interruptores para instalación interior son diseñados para uso dentro de edificaciones o compartimientos a prueba de agua. Para niveles de tensión entre 4.6 kV Y 34,5 kV, los interruptores para uso interior se diseñan, generalmente, para ser utilizados en celdas blindadas.

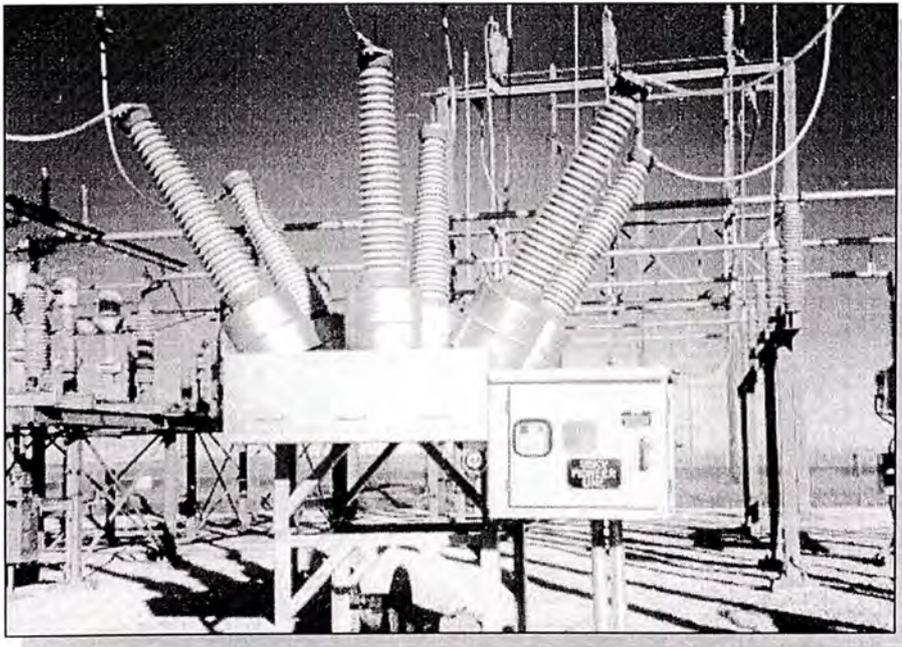
En la práctica, la única diferencia entre los interruptores para uso interior y exterior es la estructura exterior o los compartimientos que los contienen. La parte interna activa, las cámaras de extinción y los mecanismos de operación, en muchos casos, son los mismos.

### **b) Interruptores según el diseño externo**

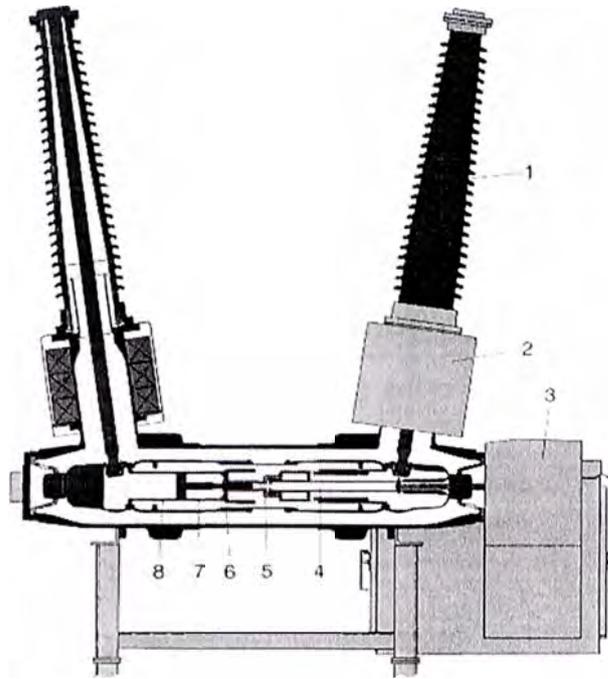
Desde el punto de vista del diseño de la estructura física, los interruptores pueden clasificarse como interruptores de tanque vivo o de tanque muerto.

El interruptor de tanque muerto (figura 1.2) consiste en un tanque a potencial de tierra (compartimiento aterrizado) que contiene el medio de interrupción y a través de cuya tapa pasan aisladores o bujes de porcelana para conectarse al circuito de alta tensión.

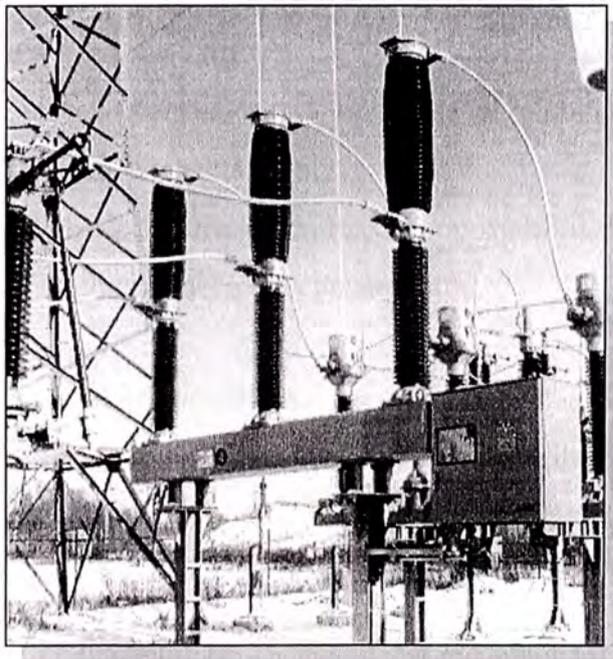
En el interruptor de tanque vivo (figura 1.4), el dispositivo de interrupción está en tanques de diámetro pequeño denominados polos, los cuales se ubican sobre soportes aislantes; los polos se conectan directamente al circuito de alta tensión por lo tanto están a un potencial superior al de tierra (compartimiento sin aterrizar). En las Figuras se ilustran estos dos tipos de interruptores.



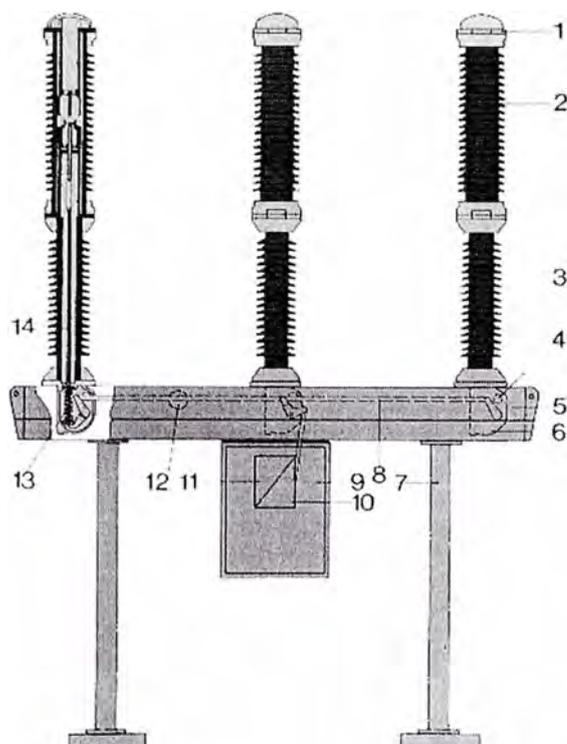
**Figura 1.2 Interruptor de Tanque Muerto**



**Figura 1.3 Partes del Interruptor de Tanque Muerto**



**Figura 1.4 Partes del Interruptor de Tanque Vivo**



**Figura 1.5 Partes del Interruptor de Tanque Vivo**

El interruptor del tipo tanque muerto es el más utilizado en Estados Unidos y en la mayoría de los países que se rigen bajo la Norma ANSI. Presenta las siguientes ventajas con respecto al interruptor de tanque vivo:

- Se pueden instalar transformadores de corriente en los bujes del equipo.
- Tiene una silueta más compacta y baja.
- Su construcción compacta ofrece una mayor soportabilidad sísmica
- Puede ser despachados de fábrica ya ensamblado.

El interruptor de tanque vivo generalmente se utiliza en los países que se rigen bajo la Norma IEC. Presenta las siguientes ventajas con respecto al interruptor de tanque muerto:

- Tiene un costo inferior (sin transformadores de corriente)
- Menos requerimiento de espacio
- Utiliza menor cantidad de medio de interrupción.

### **c) Interruptores según el medio de interrupción**

En los primeros tiempos de la electrificación (1890) los interruptores eran del tipo cuchilla, accionados a mano. Al aumentar las corrientes y tensiones se inició el desarrollo de los

interruptores automáticos de aire con mecanismos de operación de resorte para reducir el quemado de los contactos al hacer la operación más rápida.

Aproximadamente en 1900, los interruptores se sumergieron en un tanque de aceite, fluido muy eficaz como medio aislante y para el enfriado del arco eléctrico. A partir de 1930 se desarrolló el interruptor de pequeño volumen de aceite con cámaras de interrupción pequeñas, en las cuales se extingue el arco por medio de inyección de aceite.

Con el incremento de las tensiones y capacidades de generación se buscaron interruptores más fuertes para interrupción por arco sin aceite. Después de 1940 se desarrolló el interruptor de aire comprimido, basado en la capacidad aislante y de enfriamiento del arco que tiene el aire comprimido y seco.

En las décadas de los años 1950 y 1960 se introdujeron los interruptores de SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre) en los cuales se aprovechan las excelentes propiedades aislantes y de enfriamiento del arco de este gas. El SF<sub>6</sub> puede extinguir arcos de corriente 100 veces más fuertes de los que podría extinguir el aire.

En esta reseña histórica cabe mencionar a los interruptores de vacío, que aun cuando no se utilizan en niveles de alta y extra alta tensión, sí han tenido aplicación en el rango de tensión entre 5 kV y 38 kV. Los estudios iniciales de este interruptor datan de 1926 pero, debido a los inconvenientes técnicos que presenta el manejo del vacío, sólo hasta 1962 se introdujo el primer interruptor de media tensión. En la década de 1970 se realizaron intentos para desarrollar interruptores de vacío para aplicaciones en niveles de tensión superiores a 72,5 kV; sin embargo, los diseños resultantes no eran comparables con los interruptores de SF<sub>6</sub>, por lo tanto, fueron relegados a aplicaciones de media tensión.

### **I-Interruptores de aceite**

Al presentarse un arco eléctrico, el aceite en contacto se vaporiza rápidamente formando una burbuja de gas compuesta en su mayor parte por hidrógeno, el cual es un excelente medio de extinción y refrigerante, debido a su baja constante de tiempo de desionización, creándose condiciones favorables para la extinción del arco. Adicionalmente, esta gasificación crea una turbulencia en el aceite que contribuye a desionizar el medio.

Se utilizan aceites nafténicos derivados del petróleo que han sido cuidadosamente refinados para evitar sedimento o corrosión que pueda producir sulfuro u otros contaminantes. El aceite resultante se identifica como aceite de transformador tipo IO-C, el cual presenta una excelente resistencia dieléctrica, una buena conductividad térmica y una alta capacidad térmica.

Estos interruptores ya no se utilizan debido a la aparición de los interruptores de SF<sub>6</sub>

a) Interruptor de gran volumen de aceite

Fue el primer interruptor utilizado para interrumpir grandes corrientes. Es un interruptor del tipo tanque muerto lleno de aceite el cual provee el aislamiento eléctrico y sirve como medio de extinción del arco.

Las siguientes son las desventajas que presenta el interruptor de gran volumen de aceite:

Requiere gran volumen de aceite.

Al ser el aceite combustible y debido a las altas presiones que se pueden presentar dentro del recipiente existe riesgo de explosión.

Debido a la carbonización del aceite que produce pérdida de la rigidez eléctrica, se requiere realizar periódicamente regeneración o renovación del aceite.

b) Interruptor de pequeño volumen de aceite

Interruptor desarrollado principalmente en Europa con el objeto de reducir requerimientos de espacio y cantidad de aceite requerido, debido a su alto costo y al riesgo que implica su manejo. La principal diferencia con los interruptores de gran volumen de aceite es que éste sólo utiliza el aceite para la interrupción del arco eléctrico. Para ello, pequeñas cámaras de extinción del arco se ubican en aisladores huecos o polos del interruptor, los cuales se soportan sobre una columna aislante que aísla los polos entre sí y contra tierra. Por lo tanto, este interruptor es del tipo de tanque vivo.

Con respecto al interruptor de gran volumen de aceite, este interruptor requiere intervalos de mantenimiento más frecuentes debido al menor contenido de aceite.

## **II-Interruptores de aire comprimido**

El interruptor de aire hasta la aparición del interruptor de SF<sub>6</sub> fue el que operó más satisfactoriamente a altas tensiones; de hecho, en una época fue el único interruptor

apropiado para operar a tensiones mayores de 345 kV. Con el desarrollo de este interruptor se eliminó el riesgo de explosión de los interruptores de aceite.

Los interruptores de aire para tensiones entre 72,5 kV Y 800 kV son del tipo tanque vivo. El apagado del arco se efectúa por la acción de un chorro de aire comprimido que barre el aire ionizado del arco.

Las desventajas que presentan los interruptores de aire, básicamente son el alto costo de las instalaciones neumáticas y el mantenimiento frecuente que requieren debido al gran número de válvulas y equipos de compresión, además, del fuerte ruido que se produce en la operación del equipo debido a las altas presiones a las que se encuentra sometido- el aire.

Estos interruptores dejaron de ser utilizados con la aparición de los interruptores en SF<sub>6</sub>.

### **III-. Interruptores de hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)**

Las propiedades químicas del hexafluoruro de azufre gaseoso (SF<sub>6</sub>) lo hacen un medio excelente de aislamiento y enfriamiento del arco eléctrico. Los interruptores de SF<sub>6</sub> en su relativa con la existencia ya dominan el mercado de los interruptores de alta tensión y en ese proceso han hecho obsoletas las tecnologías del aceite y del aire comprimido.

Sin embargo, para algunas aplicaciones en climas muy fríos se debe tener especial cuidado con la temperatura ambiente ya que el gas SF<sub>6</sub> sometido a presión y temperaturas bajas se puede licuar (6.1 bar a -25°C ó 11,2 bar a -5°C).

Los interruptores de SF<sub>6</sub> se fabrican tanto del tipo de tanque vivo como de tanque muerto. El interruptor de tanque muerto de SF<sub>6</sub> es similar al de gran volumen de aceite. pero de tamaño más reducido debido precisamente al uso del SF<sub>6</sub> como medio aislante.

#### **1.1.3 Interruptores según el mecanismo de operación**

El mecanismo de operación es el dispositivo que, por medio de energía almacenada. acciona el interruptor ya sea para abrirlo o cerrarlo. La energía que almacena el mecanismo de operación debe ser suficiente para efectuar las secuencias de operación requeridas por el sistema. Cabe anotar que el 90% de las fallas de los interruptores son atribuibles a fallas mecánicas originadas en el mecanismo de operación.

Básicamente. los tres tipos de mecanismos de operación o de almacenamiento de energía son: resortes, neumático e hidráulico y, en menor escala, el propio gas SF<sub>6</sub>.

#### **a) Resortes**

En estos mecanismos la energía se almacena cargando resortes tanto para la apertura como para el cierre del interruptor. La principal ventaja de este tipo de mecanismo de operación es que al efectuarse la operación de cierre del interruptor se carga el resorte de apertura, asegurándose así siempre el disparo del interruptor.

El resorte de cierre es recargado mediante un motor; también es posible recargar manualmente el resorte de cierre en caso de indisponibilidad del motor por medio de una volante que se suministra con el equipo.

Para interruptores hasta 245 kV se utiliza básicamente el mecanismo de resorte debido a que es mucho más económico y requiere un menor mantenimiento con respecto a los demás mecanismos de operación. Para niveles de extra alta tensión en los cuales la energía requerida para la operación es muy alta y el mecanismo de resortes sería demasiado robusto, se utilizan los otros mecanismos de operación.

#### **b) Neumático**

En este mecanismo la energía se almacena en forma de aire comprimido. Se usa, lógicamente, en interruptores de aire comprimido con el objeto de aprovechar el aire presurizado utilizado para la extinción del arco: sin embargo, el mecanismo neumático no se limita a estos interruptores. éste se utiliza también para operar interruptores de aceite y de SF<sub>6</sub>.

La presión del aire se mantiene constante por medio de un motor-compresor existiendo diferentes alarmas de acuerdo con los niveles de presión.

#### **c) Hidráulico**

Este tipo de mecanismo es similar al neumático pero como su nombre lo indica, operó con base a la presión de aceite.

Se utiliza cuando se requieren tiempos de operación muy cortos debido a su rápida reacción.

#### **d) Hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)**

El interruptor Utiliza su propio gas aislante SF<sub>6</sub> bajo presión como acumulador de energía para la maniobra.

#### **1.1.4 Normas técnicas**

Las principales normas y recomendaciones sobre interruptores son:

- IEC 62271-100 High-voltage alternating current circuit-breakers
- IEC 60376 Specification and acceptance of new sulphur hexafluoride
- IEC 60427 Synthetic testing of high-voltage alternating current circuit-breakers
- IEC 61233 High-voltage alternating current circuit-breakers inductive load switching.
- IEEE Std C37.04 Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.
- IEEE Std C37.06 AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis - Preferred Ratings and Related Required Capabilities.
- IEEE Std C37.09 Test Procedure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis
- ANSI C37.12 AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis - Specifications Guide.

#### **1.1.5 Características comunes a otros equipos de patio**

Para un interruptor se deben establecer las siguientes características comunes de equipos de alta tensión definidas anteriormente de acuerdo con la publicación IEC 60694.

- Corriente asignada en servicio continuo [A]
- Frecuencia asignada [Hz]
- Duración asignada del cortocircuito [s]
- Corriente de corta duración admisible asignada [kA]
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada [kA pico]
- Elevación de temperatura [°C]
- Tensión asignada [kV]
- Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo [kV pico]
- Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra [kV pico]
- Tensión soportada asignada de Corta duración a frecuencia industrial [kV]

Línea de fuga [mm]

Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de apertura y cierre de los circuitos auxiliares

Presión asignada del gas comprimido para operación e interrupción

### **1.1.6 Pruebas**

Los ensayos de importancia comercial realizados sobre interruptores pueden clasificarse como pruebas de tipo, de rutina o de prototipo, según el sitio donde se realizan; además, pueden ser de laboratorio o de campo. Las pruebas de tipo se realizan sobre una unidad escogida entre las que conforman un lote de interruptores idénticos adquiridos en un pedido, mientras que las pruebas de rutina son aquellas realizadas sobre todas las unidades adquiridas. Las pruebas de prototipo son hechas previamente por el fabricante sobre interruptores de determinado tipo (que debe ser equivalente al que se desea adquirir) pero a unidades no incluidas en el suministro, con la finalidad de demostrar el desempeño de los interruptores de esa línea frente a las solicitaciones usuales; a criterio del comprador, reportes de pruebas de prototipo (certificadas por laboratorios independientes) pueden aceptarse en sustitución de pruebas de tipo.

A continuación se indican las diferentes pruebas solicitadas en las especificaciones de interruptores y las normas que deben seguirse para su realización.

#### **a) Pruebas tipo**

Las siguientes pruebas son descritas en la publicación IEC 62271-100 o referidas a la publicación IEC 60694, aplicable a los equipos de alta tensión en general:

Pruebas dieléctricas:

- Pruebas de aplicación de impulsos atmosféricos.
- Pruebas de aplicación de impulsos de maniobra.
- Pruebas de aplicación de tensión a frecuencia industrial.
- Pruebas de contaminación artificial
- Pruebas de descargas parciales (para componentes del interruptor en las cuales aplica, medición de descargas parciales: bujes, dispositivos capacitivos para regular tensiones entre cámaras)
- Pruebas en circuitos auxiliares y de control

- Pruebas de radio-interferencia
- Pruebas de elevación de temperatura
- Medida de la resistencia del circuito principal
- Pruebas de corriente de corta duración y del valor de cresta de la corriente admisible
- Pruebas mecánicas y ambientales
- Pruebas de interrupción y cierre de corrientes de cortocircuito
- Pruebas de corriente crítica:
- Pruebas de interrupción de cortocircuito monofásico
- Pruebas de interrupción de falla kilométrica
- Pruebas de apertura en discordancia de fases
- Pruebas de maniobra de corrientes capacitivas
- Pruebas de maniobra de pequeñas corrientes inductivas.

#### **b) Pruebas de prototipo**

Para las siguientes pruebas, se puede establecer a priori la aceptabilidad de reportes de prueba sobre interruptores no incluidos en el suministro, desde que los métodos descritos y los resultados presentados sean convincentes:

- Prueba de interrupción de fallas evolutivas
- Prueba de interrupción de fallas con operación de interruptores en paralelo
- Prueba de apertura de transformador en vacío
- Prueba de apertura de corrientes de falla con ceros atrasados (para la determinación de las características de los arcos eléctricos. a ser consideradas en las simulaciones).

#### **c) Pruebas de rutina**

Las pruebas de rutina tienen el propósito de revelar fallas en los materiales o en la construcción; ellas no disminuyen las propiedades o confiabilidad del objeto de prueba. De acuerdo con la publicación IEC 62271-100 estas pruebas son:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial en seco sobre el circuito principal
- Prueba de tensión en circuitos de control y auxiliares
- Medida de la resistencia del circuito principal
- Pruebas de operación mecánicas.

A continuación se indica como complemento una relación de las pruebas descritas en la norma IEEE Std C37.09:

- Prueba de los bujes
- Prueba en los tanques de aire comprimido (si los posee)
- Pruebas de presión
- Pruebas de estanqueidad
- Pruebas de resistencias, calefactores y bobinas
- Pruebas de espaciamiento (*clearance*) y ajustes mecánicos
- Pruebas de los tiempos de operación para cierre y apertura.
- Pruebas de los sistemas de almacenamiento de energía
- Pruebas de soportabilidad de los circuitos secundarios y de control a tensión e frecuencia industrial
- Pruebas de soportabilidad de los componentes aislantes principales a tensión (frecuencia industrial).

## **1.2 Seccionadores de potencia**

### **1.2.1 Introducción**

En la selección y adecuada utilización de los seccionadores en sistemas de alta tensión deben observarse las características del sistema en el cual serán aplicados y la función que deben desempeñar.

Entre las características del sistema están las de naturaleza térmica y eléctrica, capacidad de conducción de corrientes de carga y de cortocircuito, resistencia a los esfuerzos dieléctricos, etc. y las de naturaleza mecánica, esfuerzos debidos a corrientes de cortocircuito, vientos, etc.: además del tipo de instalación que tendrá el seccionador, si es para uso interior o exterior.

Los seccionadores pueden desempeñar en las redes eléctricas diversas funciones, siendo la más común la de seccionamiento de circuitos por necesidades de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema (equipos o líneas) para realizar su mantenimiento. En este último caso los seccionadores abiertos que aíslan componentes en mantenimiento deben tener una resistencia entre terminales a los esfuerzos dieléctricos en tal forma que el personal de campo pueda ejecutar el servicio de mantenimiento en condiciones adecuadas de seguridad.

Para la correcta aplicación de los seccionadores se deben seguir, siempre que sea posible las recomendaciones de las normas técnicas referentes a estos equipos.

Cabe anotar que la correcta selección de los seccionadores está ligada a la selección de la disposición física de la subestación.

### **1.2.2 Normas técnicas**

Algunas de las principales normas técnicas sobre seccionadores son:

IEC 62271-102 Alternating current disconnectors (isolators) and earthing switches

IEC 60265 High voltage switches

IEC 60694 Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards

IEEE Std 271 Technical Report on Switching Surge Testing of Extra High-Voltage Switches

IEEE Std C37.30 IEEE Standard Requirements for High-Voltage Switches

IEEE Std C37.34 Test Code for High-Voltage Air Switches

IEEE Std C37.35 IEEE Guide for the Application, Installation, Operation and Maintenance of High-Voltage Disconnecting Switches

ANSI C37.32 High-Voltage Air Disconnect Switches, Interrupter Switches, Fault Initiating Switches, Grounding Switches, Bus Supports and Accessories Control Voltage Ranges - Schedule 01 Preferred Ratings, Construction Guidelines and Specifications

ANSI C37.33 Switchgear - High-Voltage Air Switches - Rated Control Voltages and Their Ranges.

### **1.2.3 Funciones desempeñadas por los seccionadores en redes eléctricas**

Los seccionadores pueden ser clasificados de la siguiente manera, de acuerdo con las funciones que desempeñen en un sistema eléctrico de potencia.

#### **a) Seccionadores de maniobra**

Hacer by-pass o paso directo a equipos como interruptores y capacitores en serie para la ejecución de mantenimiento o por necesidades operativas.

Aislar equipos como interruptores, capacitores, barrajes, transformadores o reactores generadores o líneas para la ejecución de mantenimiento.

Maniobrar circuitos. es decir. realizar transferencia de circuitos entre los barrajes de una subestación.

Los seccionadores solamente pueden operar cuando hay una variación de tensión insignificante entre sus terminales o en los casos de restablecimiento (cierre) o interrupción de corrientes insignificantes.

#### **b) Seccionadores de tierra**

Poner a tierra componentes del sistema en mantenimiento: líneas de transmisión, barrajes, bancos de transformadores o bancos de condensadores y reactores en derivación.

#### **c) Seccionadores de operación en carga**

Abrir y/o cerrar circuitos en carga: reactores, capacitores o generadores

#### **d) Seccionadores de puesta a tierra rápida**

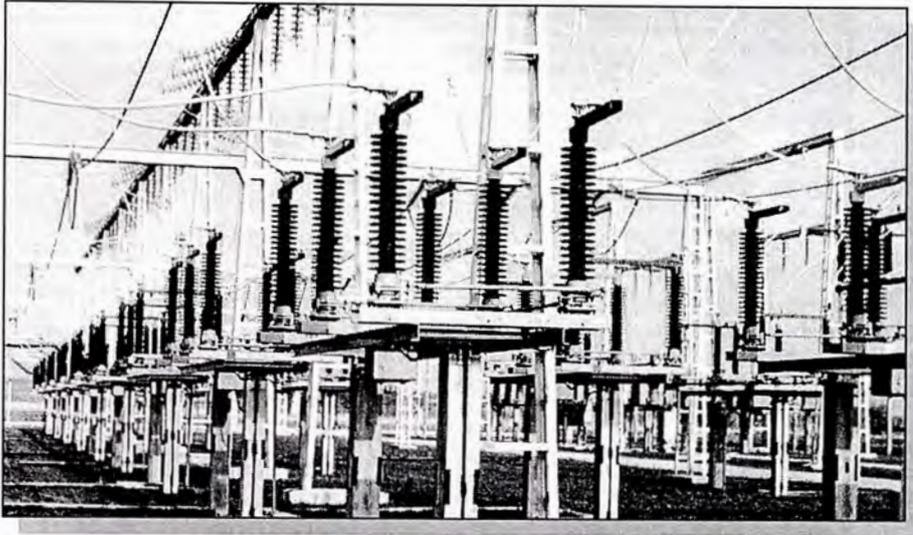
Poner a tierra componentes energizados del sistema. en el caso de fallas en reactores no maniobrables asociados a líneas de transmisión, o en el caso de líneas terminadas en transformador sin interruptor en el terminal de línea del transformador y para protección de generadores contra sobretensiones y autoexcitación. Estos desconectores necesitan tiempos de operación extremadamente rápidos.

### **1.2.4 Tipos constructivos**

Son muchos los factores que influyen en la selección del tipo de seccionador a ser utilizado: nivel de tensión y esquema de maniobra de la subestación. limitaciones de áreas o de separaciones, función del seccionador, tipo patrón ya utilizado por la empresa. etc. Se hace difícil. por lo tanto. establecer criterios para la selección del tipo de seccionador a usar en determinada situación. De cualquier manera. es posible suministrar determinadas características de algunos seccionadores que pueden influenciar la selección del tipo a utilizar.

#### **a) Seccionadores de Apertura Central**

Originan espaciamientos entre fases mayores que los demás, para mantener la separación fase a fase especificada. Este hecho se hace más crítico cuanto mayor es la tensión de la subestación Requieren altas frecuencias de acciones de mantenimiento (figura 1.6).



**Figura 1.6 Seccionador de Apertura Central**

**b) Seccionadores de Doble Apertura o Rotación Central**

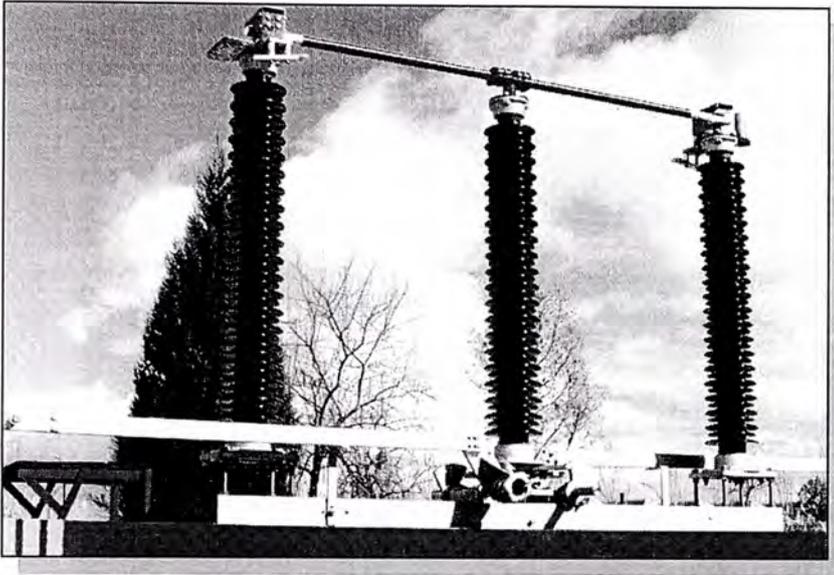
Las cuchillas son muy largas y tienden a sufrir deformaciones, principalmente en los esquemas de maniobra en los que determinados seccionadores operan normalmente abiertos, razón por la cual no son utilizados generalmente para tensiones mayores a 345 kV.

**c) Seccionadores de Apertura Vertical**

Son utilizados en tensiones de la gama TI (300 kV a 800 kV) por conllevar reducidos anchos de campo (figura 1.7)

**d) Seccionadores tipo Pantógrafo y Semipantógrafo**

Presentan la ventaja de la economía de área, los tres polos no necesitan estar alineados como en los desconectores de columnas giratorias, las fundaciones son menores, etc. Eventualmente estos seccionadores (figura 1.8) pueden presentar una mayor frecuencia de mantenimiento para ajuste de articulaciones. Estos tipos de seccionadores presentan la mayor utilización como seccionadores de by-pass o paso directo y como selectores de barra.



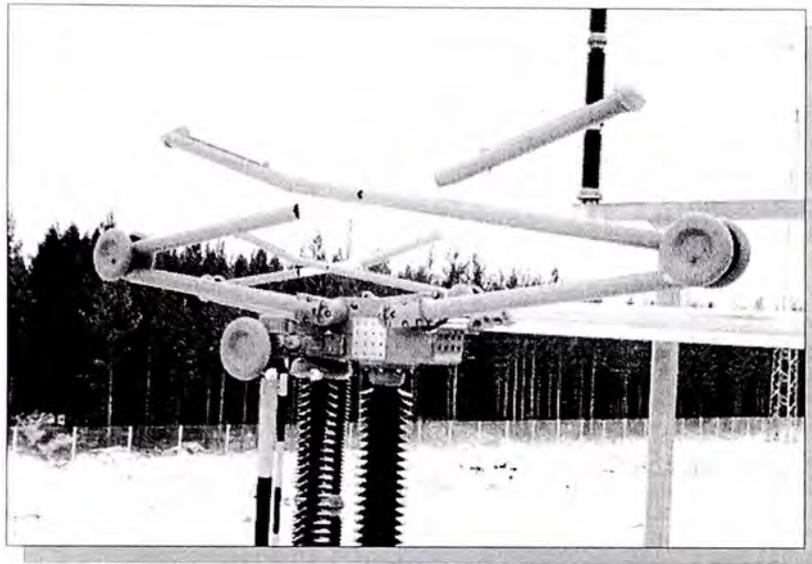
**Figura 1.7 Seccionador de Doble Apertura o Rotación Central**

### **1.2.5 Mecanismo de operación**

El mecanismo de operación de los seccionadores puede ser manual o motorizado. La operación manual del seccionador puede ser hecha por una simple vara aislada (por ejemplo, seccionadores fusibles en redes de distribución) o por manivela (o volante) localizada en la base del seccionador. La operación motorizada se hace por medio de un mecanismo único que, a través de ejes comanda la operación conjunta de los tres polos, o por mecanismos independientes para cada polo del seccionador (pantógrafos y semipantógrafos), situación que se tiene en las subestaciones de tensiones superiores a 300 kV por los espaciamientos de fases. Generalmente, los seccionadores motorizados también tienen mecanismo de operación manual, el cual se enclava con el mando eléctrico para impedir su operación simultánea. La selección del tipo de mando depende de varios factores:

Cuando los seccionadores realizan funciones de conexión de circuitos, es decir en subestaciones de maniobra, la alimentación de los motores deberá ser en corriente directa, ya que se requiere alta confiabilidad.

Cuando solo se utilizan como aisladores, que es el caso de las subestaciones con conexión de interruptores, la alimentación de los motores podrá ser en corriente alterna.



**Figura 1.8 Seccionador Tipo Pantógrafo**

Por otra parte, el mando puede ser manual en subestaciones atendidas pero, por seguridad del personal, muchas empresas prefieren el mando motorizado.

### **1.2.6 Especificaciones de características técnicas**

#### **A.- Tensión asignada $U_r$**

Corresponde a la tensión máxima del sistema en la cual operará el seccionador.

#### **B.- Niveles de aislamiento asignado**

Los seccionadores, desde el punto de vista del comportamiento de sus aislamientos a los ensayos dieléctricos, están constituidos por aislamientos auto-regenerativos (aire y porcelana), es decir, aislamientos capaces de recuperar sus características dieléctricas después de una descarga a tierra, entre terminales o entre polos.

El valor del nivel de aislamiento entre polos (fase-fase), no necesariamente debe especificarse. una práctica usual consiste en especificar una distancia entre polos que corresponda al nivel de aislamiento deseado o que sea definida por otros factores que pueden ser determinantes en el dimensionamiento del aislamiento fase-fase tales como: corona, radio-interferencia, requisitos de arreglo físico, etc.

El aislamiento entre terminales de un seccionador abierto con tensión 300 kV o mayor puede desempeñar dos funciones en cuanto a los impulsos de maniobra:

Función de seguridad: cuando el seccionador puede ser sometido a impulsos de maniobra en un terminal estando el otro terminal a tierra con el personal de campo trabajando en algún equipo adyacente a este seccionador. Los seccionadores que ejecutan esta función se designan, según IEC 62271-102 (2001), como seccionadores clase A.

Función de servicio: cuando un seccionador en servicio puede ser sometido a impulsos de maniobra en un terminal estando el otro terminal energizado con la tensión de frecuencia industrial. Los seccionadores que ejecutan esta función son designados, según IEC 62271 -102, como seccionadores clase B.

### **C.- Corriente asignada en servicio continuo**

Los valores de corriente asignada, establecidos por la IEC 60694 . Estos valores son válidos únicamente para seccionadores no para seccionadores de puesta a tierra.

### **-Corriente de corta duración admisible asignada**

Si el seccionador de puesta a tierra está combinado con el seccionador en un mismo equipo; la corriente de corta duración admisible asignada del seccionador de puesta a tierra, debe ser, como mínimo, igual a la del seccionador, a no ser que se especifique otra cosa.

### **D.-Valor pico de la corriente admisible asignada**

Si el seccionador de puesta a tierra está combinado con el seccionador en un mismo equipo, el valor pico de la corriente admisible asignada del seccionador de puesta a tierra, debe ser como mínimo igual a la del seccionador, a no ser que se especifique otra cosa.

### **E.-Poder de cierre asignado en corto circuito**

Los seccionadores de puesta a tierra a los cuales se les especifica el poder de cierre asignado en corto circuito, deben ser capaces de establecer, a valores de tensión por debajo o iguales a la tensión asignada, cualquier corriente inferior o igual a su valor de poder de cierre asignado en corto circuito.

Si a un seccionador de puesta a tierra se le especifica el poder de cierre asignado en corto circuito, este valor debe ser Igual al valor pico de la corriente admisible asignada.

### **1.2.7 Desempeño de los seccionadores durante cortocircuito**

Los seccionadores deben soportar, en posición cerrada, el valor pico de la corriente admisible asignada y la corriente de corta duración asignada durante el tiempo de duración de corto circuito asignado, sin causar:

Daños mecánicos en cualquier parte del seccionador.

Separación de los contactos.

Un calentamiento, que sumado a la temperatura máxima obtenida durante la circulación de la corriente asignada en servicio continuo. dañe el aislamiento.

Después del paso de estas corrientes, el seccionador debe ser capaz de soportar su corriente asignada en servicio continuo, sin que el calentamiento sobrepase los valores establecidos. y debe funcionar bajo las condiciones especificadas.

Los seccionadores de puesta a tierra deben soportar, en posición cerrada. el valor pico de la corriente admisible asignada y la corriente de corta duración asignada, durante el tiempo de duración de corto circuito asignado. sin causar:

Daños mecánicos en cualquier parte de la cuchilla de puesta a tierra.

Separación de los contactos o soldadura de los contactos.

Un calentamiento que dañe el aislamiento.

### **1.2.8 Esfuerzos mecánicos nominales sobre los terminales**

La norma IEC 62271-102 (2001) presenta valores recomendados de esfuerzo: mecánicos asignados en los terminales de los seccionadores, La recomendación general de los fabricante: de columnas de porcelana es que los esfuerzos calculados sobre los terminales no sobrepase el 50% de los esfuerzos nominales (cantilever strength).

Los seccionadores deben soportar:

La acción del viento y de las fuerzas electromagnéticas de la corriente de corta duración admisible asignada y el valor pico de la corriente admisible asignada que actúan sobre ellos.

Los esfuerzos en. sus terminales provocados por su apertura y cierre, por acción de viento y por acción de las fuerzas electromagnéticas de la corriente de corra duración admisible asignada y el valor pico de la corriente admisible asignada.. que actúan

sobre los conductores, barras rígidas (tubos) o flexibles (cables) conectados a los terminales del seccionador.

En la especificación de un seccionador deben suministrarse los valores de estos últimos esfuerzos en sus terminales quedando bajo responsabilidad del fabricante el cálculo del esfuerzo adicional por acción del viento, de la corriente de corta duración admisible asignada y del valor pico de la corriente admisible asignada en el propio seccionador, en función de su geometría y características constructivas.

En los valores indicados por la recomendación, la IEC 62271-102 no se incluye la influencia de la corriente de corta duración admisible asignada y el valor pico de la corriente admisible asignada, en el valor del esfuerzo mecánico asignado sobre los terminales del seccionador.

Con las fórmulas de los esfuerzos debidos al viento y a la corriente de corta duración admisible asignada, es posible calcular la carga en los terminales de los seccionadores. En primer lugar es necesario establecer cuál es el valor de la intensidad del viento que se va a adoptar en el proyecto.

Un criterio de proyecto bastante conservativo sería el de adoptar el valor de la fuerza producida por el viento máximo simultáneamente con la de la corriente de corta duración admisible asignada. Un criterio más razonable consistiría en adoptar la fuerza del viento con un período de retorno menor simultáneamente con la de la corriente de corta duración admisible asignada.

### **1.2.9 Capacidad de interrupción y de cierre de corriente de seccionadores y seccionadores de puesta a tierra**

En algunos casos es necesario que los seccionadores y los seccionadores de puesta a tierra sean capaces de maniobrar corrientes, las cuales se presentan en el sistema de acuerdo con las condiciones operativas que se describen a continuación.

Maniobra de reactores o transformadores en vacío con la consiguiente interrupción o establecimiento de la corriente de magnetización de estos equipos (corrientes inductivas).

Maniobra de barrajes o de barrajes con transformadores de tensión.

Operación de cuchillas de tierra en líneas de transmisión en mantenimiento vecinas a líneas energizadas, o en torres de doble circuito, con la consiguiente interrupción o establecimiento de corrientes inducidas por la línea energizada.

Maniobra en vacío de, cables y de barrajes con divisores capacitivos (corrientes capacitivas).

Apertura de bancos de capacitores en derivación después de su desenergización.

Maniobra de bancos de capacitores serie.

En el caso de líneas paralelas, la determinación de corrientes inducidas se hace a través de métodos clásicos de cálculo de inducción.

### **Transferencia de barras para los seccionadores**

Se establecen a continuación las características que se deben especificar para los seccionadores que se usarán para transferir corrientes de carga de una barra a otra. Estos equipos deben tener la capacidad de cierre y de corte que se describe a continuación.

#### **A.-Capacidad de corte asignado de transferencia de barras**

Es la corriente de transferencia de barras máxima que un seccionador debe ser capaz de interrumpir y de establecer a la tensión asignada de transferencia de *barras*.

La capacidad de corte asignado de transferencia, tanto para los seccionadores con aislamiento en aire, como para los seccionadores con aislamiento en gas, debe ser igual al 80% de la corriente asignada en servicio continuo, sólo si dicho porcentaje no es mayor de 1600 A. Cuando el 80% de la corriente asignada de servicio continuo es mayor de 1600 A, se toma este valor como la capacidad de corte asignada.

#### **B.- Tensión asignada de transferencia de barras**

Es la tensión máxima a la cual el seccionador debe ser capaz de establecer y de interrumpir con una corriente igual a su poder de corte asignado de transferencia de barras.

Los valores normalizados de tensiones asignadas de transferencia de barras, se indican en la Tabla 1.1

**Tabla 1.1– Asignada de transferencia de barras para los seccionadores**

<b>Tension Asignada (KV)</b>	<b>Seccionadores con aislamiento en aire (V) (Valor Eficaz)</b>	<b>Seccionadores con aislamiento en gas (V) (Valor Eficaz)</b>
52 72,5 100 123 145 170	100	10
245 300 362	200	20
420	300	40
525 765		

**Maniobra de corrientes inductivas en los seccionadores de puesta a tierra:**

Cuando un seccionador de puesta a tierra se utiliza en líneas de transmisión de doble circuito o vecinas a otras líneas de transmisión pueden presentarse corrientes inducidas en las líneas desenergizadas o en líneas aterrizadas como consecuencia de los acoples inductivos y capacitivos con líneas adyacentes energizadas. En estos casos los seccionadores de puesta a tierra deben ser capaces de soportar las siguientes condiciones de servicio:

Cortar o establecer una corriente capacitiva cuando el seccionador de puesta a tierra se maniobra con el extremo opuesto no aterrizado (abierto)

Cortar o establecer una corriente inductiva cuando el seccionador de puesta a tierra se maniobra con el extremo opuesto aterrizado.

Soportar continuamente la circulación de estas corrientes capacitivas o inductivas.

Los seccionadores de puesta a tierra, dependiendo de las condiciones de utilización pueden clasificarse en:

Clase A: seccionadores de puesta a tierra en circuitos de líneas cortas o donde los acoples con líneas adyacentes son mínimos.

Clase B: seccionadores de puesta a tierra en circuitos de líneas largas o donde los acoples con líneas adyacentes son altos.

### **I.- Capacidad asignada de corte de inducción**

Es el valor más elevado de corriente inductiva que el seccionador de puesta a tierra debe ser capaz de establecer o de interrumpir a la tensión asignada de inducción. La capacidad asignada de corte de inducción electromagnético y de inducción electrostática deben ser valores diferentes.

Los seccionadores de puesta a tierra deben soportar sin calentamiento excesivo, una corriente igual a su capacidad asignada de corte. En la tabla 1.2 se definen los valores normalizados de capacidad asignada de inducción.

### **II.- Tensión asignada de Inducción**

Es la máxima tensión a frecuencia industrial a la cual el seccionador de puesta a tierra debe ser capaz de establecer y de interrumpir una corriente igual al poder de corte asignado de inducción. Los valores asignados de inducción electromagnética y de inducción electrostática deben ser valores diferentes.

En la Tabla A se indican también los valores normalizados de tensiones de inducción para los dos tipos de seccionadores de tierra definidos.

Los seccionadores y cuchillas de puesta a tierra deben ser sometidos a las pruebas de rutina y de tipo que se mencionan a continuación

#### **1.2.10 Pruebas**

La publicación IEC 62271-102 estipula las siguientes pruebas para los seccionadores.

##### **a) Pruebas de rutina**

- Pruebas dieléctricas en el circuito principal
- Pruebas dieléctricas en los circuitos auxiliares y de control
- Medida de la resistencia del circuito principal
- Prueba de estanqueidad
- Chequeo visual
- Pruebas de desempeño mecánico

**Tabla 1.2** – Valores normalizados de corrientes y tensiones asignadas de inducción para los seccionadores de puesta a tierra

Tension Asignada (KV)	Acople electromagnetico				Acople electrostatico			
	Capacidad de corte asignada de induccion (A) (valor eficaz)		Tension asignada de induccion (KV) (valor eficaz)		Capacidad de corte asignada de induccion (A) (valor eficaz)		Tension asignada de induccion (KV) (valor eficaz)	
	Clase		Clase		Clase		Clase	
	A	B	A	B	A	B	A	B
52	50	100	0,5	4	0,4	2	3	6
72,5	50	100	0,5	4	0,4	2	3	6
100	50	100	0,5	6	0,4	5	3	6
123	50	100	0,5	6	0,4	5	3	6
145	50	125	1	10	0,4	5	3	6
170	50	125	1	10	0,4	5	3	6
245	80	160	1,4	15	1,25	10	5	15
300	80	160	1,4	15	1,25	10	5	15
362	80	200	2	22	1,25	18	5	22
420	80	200	2	22	1,25	18	5	22
525	80	200	2	25	1,6	25	8	25
765	80	200	2	25	1,6	25	8	25

#### Notas

- (1) Seccionadores de puesta a tierra clase A: bajo acople o líneas paralelas relativamente cortas
- (2) Seccionadores de puesta a tierra clase B: alto acople o líneas paralelas relativamente largas.
- (3) En ciertos casos (secciones muy largas de circuito de líneas aterrizadas próximas a líneas con tensión, carga muy alta con la línea con tensión, línea energizada con tensión de servicio mas elevada que la línea aterrizada) las corrientes y tensiones inducidas pueden ser mayores que los valores normalizados asignados. Los valores asignados deben ser acordados entre el fabricante y usuario
- (4) La tensión asignada de inducción corresponde al valor fase-tierra para las pruebas monofásicas y trifásicas

#### b) Pruebas tipo

- Pruebas dieléctricas
- Medida de la tensión de radio interferencia
- Medida de la resistencia de los circuitos Prueba de incremento de temperatura
- Prueba de soportabilidad a la corriente de corta duración (valores eficaz y pico).
- Verificación del grado de protección
- Prueba de estanqueidad
- Pruebas de compatibilidad electromagnética. EMC

- Prueba de desempeño de los seccionadores de puesta a tierra en el cierre de las corrientes de corto circuito
- Pruebas de desempeño mecánico
- Pruebas para verificar la operación del dispositivo indicador de posición.
- Pruebas de maniobras de corrientes en transferencia de barajes.
- Pruebas de maniobras de corrientes inducidas.

## **CAPÍTULO II**

### **ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO LÍNEAS AT Y SUBESTACIONES**

#### **2.1. Introducción**

Se propone diseñar estrategias comunes, que ayuden a conseguir las mejores y más eficientes prácticas para el conjunto, aprovechando la riqueza de experiencias y conocimientos que brinda el operar en el negocio eléctrico.

El camino a seguir obliga a equilibrar esfuerzos, en el sentido de ordenar las actividades que permitirán elaborar presupuestos del mantenimiento con la máxima homogeneidad y rentabilidad, sin menoscabar las economías de las empresas. También es necesario realzar, que las estrategias actuales que desarrolla este documento, se readaptarán a medida que aparezcan nuevas exigencias económicas, técnicas de mercado y a los requisitos legales válidos.

#### **2.2. Antecedentes**

En la definición de estas estrategias, se tomó como base la norma GE NNZ011, elaborada por la Dirección General de Distribución del Grupo Endesa.

#### **2.3. Objetivo**

Homogeneizar las estrategias de mantenimiento, considerando tanto la legislación vigente, como las necesidades especiales de cada Distribuidora.

Estas estrategias de mantenimiento contribuyen a conseguir los siguientes objetivos:

- Cumplir las exigencias reglamentarias aplicables a cada Distribuidora, especialmente los relativos a la seguridad de las personas y del medio ambiente.
- Optimizar el mantenimiento disminuyendo sus costos globales.
- Rentabilizar las instalaciones y prolongar su vida útil.

- Adaptar la calidad de servicio y suministro eléctrico, a la demanda del mercado y sus señales económicas

## **2.4. Estrategias de mantenimiento**

### **2.4.1 Definición de Estrategias**

- El mantenimiento se realizará en base a posiciones de mantenimiento, entendiendo por tal al conjunto de elementos y equipos asociados a una desconexión,. Cada equipo dispondrá de sus gamas de mantenimiento, en donde se establecerán las acciones a realizar, las frecuencias (ciclos) y los procedimientos.
- El mantenimiento se realizará a todos los equipos integrantes de las subestaciones, incluyendo los cables de AT, considerando las disposiciones legales y medioambientales.
- El tipo de mantenimiento que se realizará será el necesario y suficiente para mantener las instalaciones en condiciones adecuadas de operación, tendiendo hacia técnicas de mantenimiento predictivo, con el fin de incrementar en lo posible su eficiencia.
- Frecuencia del mantenimiento: La frecuencia de la actividad revisar dependerá del equipo, la tecnología, el consejo del fabricante, la experiencia acumulada y la realimentación de los resultados de los diferentes tipos de mantenimiento. Esta frecuencia contendrá un valor estándar ya definido, más/menos un coeficiente que dependerá de la clasificación de la instalación en la que se encuentre y la decisión económica del momento.

Las clasificaciones de las instalaciones se fijan en tres niveles A, B y C por este orden, considerando instalaciones de nivel A aquellas que por su requerimiento de disponibilidad o repercusión necesitan una mayor atención. Las de nivel B, las que se ajustan a las frecuencias estándares y las de nivel C son las de menor requerimiento.

Se irá aplicando el mantenimiento selectivo para conseguir mayor eficacia de los recursos disponibles, pasando de los criterios subjetivos a los objetivos a medida que se vaya disponiendo de herramientas adecuadas.

Para los periodos de revisión se establece una relación según un múltiplo de 3, es decir, 1, 3, 6, 9 y 12 meses y 1, 3, 6, 9 y 12 años.

En general, como los equipos se encuentran agrupados en posiciones, se ajustarán las frecuencias de revisión de todos los equipos integrados en dicha posición, a fin de realizar en la misma desconexión todos los tipos de mantenimiento que corresponda a dicha posición.

Los índices de calidad definirán la eficacia del mantenimiento realizado en el ámbito correspondiente

## **2.5. Ámbito de aplicación**

Las estrategias de mantenimiento se aplicarán a las líneas y subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/ MT.

## **2.6. Tipos de Mantenimiento**

Las actividades derivadas del mantenimiento se agrupan sobre la base de tres funciones generales:

- Revisar
- Adecuar
- Reparar

### **2.6.1.- Revisar**

Es el mantenimiento efectuado sobre las instalaciones y su entorno para verificar que su estado ofrece las garantías necesarias para la continuidad de suministro en condiciones de seguridad y no afectación al medio ambiente. Esta actividad se imputará a gastos.

Este mantenimiento incluye:

- Inspeccionar: Reconocimiento visual y periódico efectuado al material, equipo, o sistema observando su estado real por comparación al exigido.
- Revisiones termográficas.
- Reconocimientos reglamentarios.
- Medidas en la puesta a tierra y tensión de paso y contacto.
- Revisión de equipos complejos.
- Diagnósis de cables.

- Ensayos de aceite en transformadores.
- Medidas de carga y calidad de la onda.

### **2.6.2.- Adecuar**

Es el mantenimiento efectuado sobre las instalaciones y su entorno para: recuperar sus condiciones reglamentarias, mejorar su funcionalidad deteriorada por el envejecimiento y la agresión de elementos externos, incorporar modificaciones de tipo técnico y mejoras para la prevención de riesgos y su adaptación al medio.

Este mantenimiento incluye:

- Corrección de los defectos declarados en todo tipo de revisiones.
- Sustitución de cables por averías repetitivas en el mismo tramo.
- Limpieza de aisladores.
- Limpieza y adecuación de aparamenta en zonas polucionadas.
- Tala y poda y eliminación del arbolado de líneas de AT en explotación.
- Mejoras en la puesta a tierra.
- Repintado de apoyos.

Se origina como consecuencia de la función Revisar ( mantenimiento predictivo )

Se considerará como actividad imputada a gastos, salvo aquellas acciones que supongan un claro alargamiento de la vida útil de la instalación, que se imputará como inversión cuando corresponda.

### **2.6.3.- Reparar**

Es el mantenimiento originado por las averías que afectan al servicio o a las instalaciones que quedan en condiciones inadmisibles de utilización. Este tipo de actividad se considerará como gasto.

El objetivo de la reparación es restituir el elemento averiado, dejando la instalación en condiciones admisibles de utilización.

Estas tareas de mantenimiento incluyen la localización de la avería, su reparación y la reposición del servicio.

Cuando por urgencias en la recuperación del servicio se realice una reparación provisional, y después se proceda a la normalización de dicha instalación, esta normalización definitiva, se considerará parte de la reparación.

Cuando el mantenimiento implique una reparación mayor, la distribuidora, de acuerdo a criterios de activación propios, debe analizar la factibilidad de activar este gasto (inversión).

#### **2.6.4.- Resultado de las revisiones**

Como resultado de los diferentes tipos de revisión se determinan los defectos que deben ser corregidos. Estos defectos se clasifican según su grado de criticidad en:

- Críticos
- Mayores
- Menores
- Informativos

Defectos críticos: Son aquéllos en los cuales la razón o la experiencia determina la existencia de un riesgo notorio que implica un peligro en un tiempo corto para las personas, bienes o el medio.

El tiempo máximo de corrección del defecto es de una semana a partir de su constatación.

Defectos mayores: Son aquellos en los cuales la razón o la experiencia determina la no existencia de un peligro inmediato para la seguridad de las personas, bienes o el medio, pero que sí pueden originar un fallo en la instalación, o que pueden reducir la capacidad de utilización.

El tiempo estándar de corrección del defecto es de tres meses a partir de su constatación.

Defectos menores: Son aquéllos en los cuales la razón o la experiencia determina la no existencia de un peligro inmediato para la seguridad de las personas, bienes o el medio, no perturban el funcionamiento de las instalaciones, y en los que la desviación observada no tiene un valor significativo para el uso efectivo o el buen funcionamiento de las instalaciones.

El tiempo de corrección estándar del defecto es de un año a partir de su constatación.

Defectos informativos: Son aquellos defectos menores que interesa seguir su evolución y cuya corrección no es obligada antes de 3 años.

Aunque la mayoría de los defectos reales pueden tener asignada una criticidad estándar, los jefes de explotación asignarán la verdadera criticidad, que estará condicionada por factores relativos a la zona y al mercado que alimenta la instalación.

Los defectos de los reconocimientos reglamentarios, podrán tener tiempos de corrección distintos del estándar en función de las directrices que marque la reglamentación aplicable a cada Distribuidora, o bien, por la disponibilidad del presupuesto.

## **2.7. Mantenimiento de Subestaciones y Cables de Alta Tensión.**

Se aplicará a las Subestaciones de AT/AT, AT/MT, MT/MT.

A efectos de las estrategias de mantenimiento, las Subestaciones se clasificarán en dos niveles en función de:

- De su complejidad.
- Del tamaño de la instalación
- Condiciones ambientales

Subestaciones sometidas a condiciones ambientales muy adversas o exceso de polución. (Ej. Cementeras, canteras, humedad salina, plantas químicas, etc.)

- Criticidad o sensibilidad del mercado

Suministros a clientes muy sensibles o alto impacto, como grandes hospitales, etc.

- Tecnología

Existencia de transformadores e interruptores con más de 20 años o instalaciones con aire comprimido centralizado.

### **2.7.1.- Objetos del mantenimiento**

Listado de los elementos objeto del mantenimiento:

- Subestación
  - Posición
    - Equipo:
      - ◆ Transformadores de potencia y reactancias
      - ◆ Transformadores de medida
      - ◆ Transformadores de servicios auxiliares

- ◆ Sistemas de puesta a tierra
- ◆ **Interruptores AT (SF<sub>6</sub>, aceite, aire, soplado magnético)**
- ◆ **Interruptores MT (SF<sub>6</sub>, vacío, aceite, aire)**
- ◆ Celdas o cabinas de MT
- ◆ Celdas blindadas o encapsuladas (AT, MT)
- ◆ Barras
- ◆ Bobinas de bloqueo o trampas de onda
- ◆ Baterías de condensadores
- ◆ Pararrayos
- ◆ **Seccionadores**
- ◆ Cables de AT
- ◆ Equipos rectificador y batería de corriente continua
- ◆ Contadores (Medidores)
- ◆ Control local
- ◆ Redes de tierra
- ◆ Protecciones
- ◆ Seguridad de instalaciones
- ◆ Protección contra incendios
- ◆ Equipos centralizados de aire comprimido
- ◆ Grupos electrógenos
- ◆ Equipos de comunicaciones
- ◆ Aires acondicionados
- ◆ Pórticos y Estructuras
- ◆ Compensador Estático (SVC)
- Servicios generales

Cada equipo tendrá definida su gama de mantenimiento, esto es, las acciones de revisión con su frecuencia. Estas gamas se definirán según los tipos de equipos y su tecnología.

Dado que las desconexiones (descargos) se realizan normalmente por posiciones, se procurará realizar las acciones de mantenimiento de los equipos integrantes de una posición de forma conjunta, ajustándose para ello las frecuencias de las revisiones.

Asimismo, cuando se planifique el mantenimiento de una posición se tendrán en cuenta las demás posiciones relacionadas con esta.

Para facilitar estas revisiones conjuntas, en las gamas de mantenimiento se establecerán periodos estándares múltiplos de 3, es decir: 1, 3, 6 y 12 meses y 1, 3, 6 y 12 años.

Para las inspecciones que no requieran descargo se procurará tomar la Subestación completa como unidad de revisión.

### 2.7.2.- Posición equivalente

El esfuerzo y por tanto el costo de mantenimiento de una Subestación depende en gran medida de su tamaño. El tamaño depende del número de salidas de línea (posiciones) de su tensión y del número de transformadores.

En el costo de mantenimiento influye también la tecnología de sus elementos más importantes.

Para determinar un índice indicativo del esfuerzo estándar de mantenimiento de una Subestación se define la posición equivalente. Este índice, por posición, es el resultado de aplicar unos factores de corrección para hacer equivalentes posiciones de distintas tensiones o tecnologías. Los factores que se aplican a cada posición son los siguientes:

		<b><u>SF6, vacío</u></b>	<b><u>Aceite, aire</u></b>
• 400 kV	:	0,50	1,0
• 220 kV	:	0,40	0,8
• 132-110 kV	:	0,34	0,68
• 66-50 kV	:	0,21	0,42
• 45 kV	:	0,12	0,24
• MT	:	0,10	0,20
		<b><u>AT/AT/MT</u></b>	<b><u>MT/MT</u></b>
• Transformador		0,55	0,17
		<b><u>Aceite</u></b>	<b><u>Seco/Submarino</u></b>
• Cables AT (Km)		0,12	0,04

incluyéndose en éstos, las partes proporcionales del resto de servicios que hay que mantener y que no se han definido, considerando que la dimensión de una Subestación es proporcional al número de posiciones existentes.

El peso equivalente de una Subestación es la suma del valor de todas las posiciones equivalentes que la componen.

Ejemplo: Una subestación de dos transformadores, 2 interruptores SF6 110 kV, y dos interruptores MT en aceite, tiene una posición equivalente de 2,18

### **2.7.3.- Revisiones**

#### **A.- Inspecciones periódicas**

Esta inspección consiste en realizar un recorrido por la Subestación en servicio y revisar los puntos definidos en las correspondientes gamas de mantenimiento de los equipos.

Para las Subestaciones clasificadas de nivel A se realizará mensualmente, las de nivel B trimestralmente y en las de nivel C no se efectuará este tipo de inspecciones.

#### **B.- Inspección anual**

Es una inspección periódica, en la que se agregan más puntos a revisar definidos en la gama de mantenimiento de los equipos.

Se revisarán anualmente todas las Subestaciones.

Este tipo de inspección se intentará realizar conjuntamente con el reconocimiento reglamentario, para el caso de distribuidoras con esta exigencia.

#### **C.- Reconocimiento reglamentario**

Es una inspección de los aspectos reglamentarios de la instalación para la satisfacer las exigencias oficiales de reconocimiento cuando así lo exija la autoridad.

La frecuencia de estos reconocimientos son los necesarios para cumplir con las exigencias reglamentarias.

Las operaciones a realizar en el reconocimiento reglamentario se harán coincidir en la aplicación de la inspección anual o en las revisiones de los equipos.

#### **D.- Revisiones predictivas**

Consiste en verificar el estado de un equipo contrastando datos y parámetros obtenidos de forma periódica. Su análisis puede proporcionar la detección precoz de las averías y

evitarlas realizando acciones de mantenimiento preventivo. Independientemente de que aparezcan nuevas técnicas predictivas, en la estrategia de mantenimiento a aplicar en Subestaciones se considerarán las siguientes:

**a.- Revisión Termográfica**

Consiste en realizar las medidas de temperatura con la instalación en servicio y en carga, con la finalidad de detectar puntos cuyo calentamiento exceda de lo normal.

Para las Subestaciones clasificadas de nivel A se realizará cada 6 meses, las de nivel B anualmente y las de nivel C cada tres años.

**b.- Análisis de: Resistencias dinámicas y estáticas, sincronismos, tiempos de funcionamiento, gráficas de desplazamiento, estado del SF6, consumo de las bobinas de mando y rigidez del aceite en interruptores de AT.**

Se aplicará a los interruptores de AT de aceite cada 3 años, de SF6 cada 6 años y a los de instalaciones blindadas cada 12 años. Se realiza siempre con el equipo en descargo.

Por razones de eficiencia en la aplicación del mantenimiento, de operación y de reglamentación, cuando se realice la revisión predictiva de un interruptor, se realizarán además todas aquellas operaciones de la **revisión detallada** que no son controladas por técnicas predictivas, tanto en el interruptor como al resto de equipos integrantes de la posición.

**c.- Análisis de resistencias estáticas y del vacío en interruptores de MT**

Se aplicará el análisis de la resistencia estática a los interruptores de MT de aceite cada 6 años, de soplado magnético cada 6 años, de aire cada 6 años, de SF6 cada 6 años y a los de instalaciones blindadas cada 12 años.

Se aplicará el análisis de la resistencia estática y el control del vacío a los interruptores de MT de vacío cada 6 años.

Se realizarán siempre con el equipo en descargo

**Revisión detallada**

Consiste en la realización de las operaciones definidas en las gamas de mantenimiento detallado.

Las operaciones más complejas de revisión que históricamente se realizaban en este tipo de revisión, se controlan mediante técnicas predictivas y sólo se realizarán como respuesta del análisis de los resultados de la revisión predictiva.

Por razones de rentabilidad en la aplicación del mantenimiento, se debe aplicar este tipo de revisión a todos los equipos integrantes de la posición. Según sea la tecnología constructiva del equipo principal (aceite - aire, SF6 – vacío, o instalaciones blindadas) la frecuencia de aplicación podrá ser de 3, 6 ó 12 años.

Para los conmutadores de tomas en carga de transformadores, interruptores y compresores se aplicará además el criterio de actividad.

El concepto “**por actividad**” quiere decir que el equipo se controla según su actividad asociada; (horas de funcionamiento, número de conmutaciones, kA cortados, etc.) y que deberá revisarse cuando llegue al valor prefijado.

#### **2.7.4.- Adecuaciones**

##### **I.- Correcciones de defectos**

Los defectos encontrados en las revisiones se considerarán adecuaciones y se corregirán en función del grado de su criticidad. Los defectos no críticos se corregirán en función de la disponibilidad presupuestaria, no obstante se deberá aprovechar la revisión para corregir el máximo de los defectos detectados

##### **II.- Repintado de las estructuras**

Se pintarán las estructuras dependiendo de su estado.

## 2.7.5.- Síntesis Del Mantenimiento “Subestaciones”

Ejemplo de Endesa España

En la **Tabla 2.1** corresponde a la actividad “**REVISAR**”.

	Subestaciones nivel “A”	Subestaciones nivel “B”	Subestaciones nivel “C”
Inspección periódica	1 mes	3 meses	No se realiza
Inspección anual	1 año	1 año	1 año
Reconocimiento Reglamentario	De acuerdo a la reglamentación	De acuerdo a la reglamentación	De acuerdo a la reglamentación
<b>TÉCNICAS PREDICTIVAS</b>	Revisión Termográfica	6 meses	1 año
	<b>Revisión Predictiva (Conjunto de técnicas según interruptor)</b>	<b>Interruptores de AT (Aceite)</b> 6 años	<b>Interruptores de AT (SF6) y MT (SF6-Vacío)</b> 6 años
	Análisis físico/químico	Transformadores de potencia AT/AT/MT y AT/MT 3 años	Transformadores de potencia MT/MT con regulación 6 años
	Análisis cromatográfico	Transformadores de potencia Potencia $\geq 10$ MVA o $U \geq 36$ kV 1 año Transformadores MT/MT Potencia $< 10$ MVA o $U \geq 15$ kV 3 años	
	Análisis contenido hidrógeno y descargas parciales	Transformadores de medida $U_n \geq 66$ kV de alto riesgo 1 año	Transformadores de medida $U_n \geq 66$ kV conflictivos 3 años
	Medidas de capacidad y tangente delta	Transformadores de potencia Potencia $\geq 10$ MVA o $U \geq 36$ kV 3 años	
Revisión Incluye operaciones de revisión predictiva y detallada según gamas de revisión	Posiciones de AT y MT (Aceite - Aire) (1)	Posiciones de AT (SF6) y MT (SF6 - Vacío) (1)	Instalaciones blindadas (1)
	Rectificador y batería (descarga/carga)	Contraincendios	Pararrayos
	Protecciones	Transformadores de medida AT	
	Transformadores de potencia, servicios auxiliares, reguladores y reactancias		Barras
Revisión por actividad	Conmutadores de tomas en carga	Interruptores	Compresores

(1) Incluye la revisión de todos los equipos integrantes de la posición y las protecciones

(2) La frecuencia citada es la estándar. Se deberán revisar coincidiendo con la revisión de la posición

## 2.7.6.- Plan de mantenimiento

Tabla 2.2

INSTALACIÓN – EQUIPO	PLAN	FRECUENCIA
Subestaciones nivel “A”	Inspección periódica 1 Inspección periódica 3 Inspección anual Revisión termográfica Reconocimiento reglamentario	1 mes 3 meses 1 año 6 meses 3 años
Subestaciones nivel “B”	Inspección periódica 3 Inspección anual Revisión termográfica Reconocimiento reglamentario	3 meses 1 año 1 año -s
Subestaciones nivel “C”	Inspección anual Revisión termográfica Reconocimiento reglamentario	1 año 3 años -
Transformadores de potencia U >= 36 kV o P >= 10 MVA	Análisis físico – químico Análisis cromatográfico Capacidad, tangente delta Revisión (1)	3 años 1 año 3 años 3 años
Resto transformadores de potencia AT/AT/MT y AT/MT	Análisis físico – químico Revisión (1)	3 años 3 años
Transformadores MT/MT con conmutador bajo carga	Análisis físico – químico Revisión (1)	6 años 3 años
Resto transformadores MT/MT	Revisión (1) Análisis cromatográfico	3 años 3 años
Conmutadores de tomas en carga	Revisión por actividad	Nº conmutaciones, según tipo conmutador
Transformadores de medida AT U >=66 KV de alto riesgo	Contenido hidrógeno Descargas parciales Revisión (1)	1 año 1 año 3 años (2)
Transformadores de medida AT U >=66 KV conflictivos	Contenido hidrógeno Descargas parciales Revisión (1)	3 años 3 años 3 años (2)
Resto transformadores de medida AT	Revisión (1)	3 años (2)
Transformadores de servicios auxiliares	Revisión (1)	3 años
Sistemas de puesta a tierra (Reactancias, resistencias, de p.a.t. del neutro)	Revisión (1)	3 años (2)
<b>Interruptores de AT (Aceite, Aire, SF6)</b>	<b>Revisión (1)</b> <b>Revisión (1)</b>  <b>Revisión por actividad</b>	<b>Aceite: cada 3 años –</b> <b>Aire : cada 6 años,</b> <b>SF6 : cada 6 años.</b> <b>Según kA cortados</b>
<b>Interruptores de MT (Aceite, Aire, SF6, Vacío, Soplado magnético)</b>	<b>Revisión (1)</b> <b>Revisión (1)</b>  <b>Revisión por actividad</b>	<b>Aceite – Aire: 6 años,</b> <b>SF6 – Vacío, Soplado</b> <b>magnético: cada 6 años.</b> <b>Según kA cortados</b>
Celdas o cabinas de MT	Revisión (1)	6 años
Celdas blindadas de AT y MT	Revisión (1)	12 años
Barras	Revisión (1)	3 años (2)

<b>INSTALACIÓN – EQUIPO</b>	<b>PLAN</b>	<b>FRECUENCIA</b>
Bobinas de bloqueo-Trampas de onda	Revisión (1)	3 años (2)
Baterías de condensadores	Revisión (1)	3 años
Pararrayos	Revisión (1)	3 años (2)
<b>Seccionadores</b>	<b>Revisión (1)</b>	<b>3 años (2)</b>
Cables AT	Revisión (1)	3 años
Rectificador y batería	Revisión (1) (Carga / descarga)	3 años
Contadores (Medidores)	Revisión (1)	3 años
Control local y telecontrol	Revisión (1)	3 años (2)
Redes de tierra (Mediciones: R de p.a.t., tensiones de paso y contacto.)	Reconocimiento reglamentario	3 años
Protecciones	Reconocimiento reglamentario	3 años
Contraincendios	Revisión (1)	3 años (3)
Depósitos con agua a presión	Retimbrado según reglamentación	10 años
Equipos centralizados de aire comprimido	Revisión (1)	3 años (3)
Compresores	Revisión por actividad	Horas funcionamiento
Depósitos de aire comprimido	Retimbrado según reglamentación	10 años
Seguridad instalaciones Grupos electrógenos Aires acondicionados Servicios generales	Se revisa con la inspección periódica de la Subestación	1, 3 ó 12 meses, según nivel A, B o C de la Subestación y gama de revisión
Extintores	Reconocimiento según reglamentación	3 años
Ascensores – montacargas	Reconocimiento según reglamentación	3 años
Estructuras metálicas	Repintado Reparación puntos oxidados	Se pintará o reparará dependiendo de su estado

- (1) Incluye realizar todas las operaciones señaladas en las gamas de revisión detallada y predictiva si las hubiera.
- (2) La frecuencia citada es la estándar. Se deberán revisar coincidiendo con la revisión de la posición
- (3) La frecuencia citada es la estándar. Puede ser que la Administración en el caso de agua a presión o depósitos de aire comprimido, obligue a realizar otra frecuencia

**A.- Plan de mantenimiento por actividad**

**a.- Interruptores MT**

**Tabla 2.3**

FABRICANTE	TIPO	M y Dh x 20 = 1 D 1 Df = 1 D Nº Disparos para revisión	OBSERVACIONES
AEG	EKU 5025/15	20	M = Maniobra Dh = Disparo homopolar Df = Disparo tripolar D = Disparo  CRITERIO DE ACTIVIDAD:  <b>Por nº de disparos</b>  Cuenta el nº de disparos  Cada 20 maniobras o disparos homopolares = 1 disparo tripolar  Se revisa al nº de disparos prefijado  Los interruptores de SF6 o Vacío se revisan solo por tiempo
	IEKU 7512/15	20	
	IEKU 7525/15	20	
	MC 506/12	20	
	MC 506/17	20	
	MC 8012/17	20	
	MKU 506/12-2	20	
	F 406 / 10	20	
	VAA 5012/12	Por tiempo	
	DKU 756/30	10	
	EKU 7512/30	20	
	EKU 10012/30	20	
	IEKU 7512/30	20	
	MKU 256/36	20	
	MKU 406/36	20	
	MCKU 406/36	20	
	IMC 256/36	20	
	MC 406/36	20	
	IMC 5012/36	20	
	E 8012/24	20	
COF 301/30	20		
VA 6312/36-2	Por tiempo		
IVA 6312/24-2	Por tiempo		
IVA 6320/24-2	Por tiempo		
IVA 6312/36-2	Por tiempo		
IVA 6316/36-2	Por tiempo		
E.I.B.	HPFA 407 K	20	
G.E.E.	HJ 36	20	
	H 103 F	20	
	H 203 F	20	
	H3 F	20	

FABRICANTE	TIPO	M y Dh x 20 = 1 D 1 Df = 1 D <b>Nº Disparos para revisión</b>	OBSERVACIONES
MERLIN GUERIN	FLUARC FG2	Por tiempo	M = Maniobra
	FLUARC FB4-125	Por tiempo	Dh = Disparo homopolar
	FLUARC FB4-170	Por tiempo	Df = Disparo tripolar
	FLUARC FG5	Por tiempo	D = Disparo
			<p>CRITERIO DE ACTIVIDAD: <b><u>Por nº de disparos</u></b></p> <p>Cuenta el nº de disparos</p> <p>Cada 20 maniobras o disparos homopolares = 1 disparo tripolar</p> <p>Se revisa al nº de disparos prefijado</p> <p>Los interruptores de SF6 o Vacío se revisan solo por tiempo</p>

En la siguiente tabla se ilustra la forma de obtener el número de disparos a los cuales se debe someter el interruptor de MT o AT a una revisión, teniendo en cuenta: las observaciones del fabricante, la experiencia del grupo de ingeniería y los factores ambientales del sitio donde se encuentran instalados los interruptores.

El número de disparos se calcula mediante la siguiente relación 2.1:

$$Nd = \frac{PNcc * K1 * K2}{PNcc_{sitio}} \dots\dots\dots(2.1)$$

Donde :

- Nd = Numero de disparos
- PNcc = Potencia nominal de cortocircuito del interruptor
- K1 = Factor de mantenimiento proporcionado por el fabricante
- K2 = Factor de revisión, de acuerdo a la experiencia
- PNcc<sub>sitio</sub> = Potencia nominal 3F de cortocircuito del sitio donde esta instalado el interruptor.

FABRICANTE	TIPO	PNcc	PNcc <sub>sitio</sub>	K1	K2	Nd

## 2.8. Dimensionamiento de Recursos

Se debe considerar el dimensionamiento de los recursos necesarios para la ejecución del trabajo, para evaluar el costo integral de la actividad. De acuerdo a la modalidad de operación de las compañías, se distinguen dos casos:

- Actividad de mantenimiento ejecutada con recursos propios.  
En este caso se debe dimensionar, para cada actividad de mantenimiento, lo siguiente:
  - El personal necesario para ejecutar el trabajo, incluyendo implementos de seguridad del trabajo (prevención de riesgos) adecuados para el tipo de trabajo.
  - El equipamiento, instrumental y otros elementos técnicos necesarios para desarrollar correctamente la actividad.
  - El transporte adecuado, considerando las condiciones de terreno, topografía, etc., y el espacio necesario para el transporte del personal y el equipamiento definido anteriormente.
  - El número de veces que se requerirá este tipo de servicio en un año.
- Actividad de mantenimiento ejecutada mediante contratistas
  - En esta modalidad, actividad presupuestada, el servicio es ejecutado por la empresa contratista, en los términos definidos en la descripción de la actividad, el que incluye los recursos necesarios para desarrollar correctamente el trabajo contratado. (personal, equipamiento y transporte)

El contrato con la empresa contratista, debe considerar garantías que aseguren la correcta ejecución del trabajo, tales como:

- Garantía de fiel cumplimiento del contrato
- Garantía técnica por cumplimiento de especificaciones convenidas
- Seguros de accidentes del trabajo

- Seguro de responsabilidad civil
- Seguros de responsabilidad civil automotores
- Póliza por tenencia de materiales
- Garantía de Solvencia Patrimonial
- Cláusulas de salida o condiciones de término anticipado del contrato
- Otros, propios de la realidad de cada Distribuidora.

## **CAPÍTULO III**

### **DIAGNÓSTICO E INVESTIGACIÓN DE FALLAS EN INTERRUPTORES DE POTENCIA.**

#### **Objetivos**

Los objetivos son los siguientes:

- a) Proporcionar la metodología por medio de la cual se pueda determinar la causa más probable de falla en un interruptor.
- b) Promover la uniformidad en el análisis de falla de interruptores.
- c) Proporcionar una guía para la recolección sistemática y uniforme de datos e información valiosa, con la finalidad de evitar su pérdida o destrucción .
- d) Obtener la cooperación de usuarios y fabricante, durante el análisis de fallas.
- e) Dar recomendaciones para la supervisión del funcionamiento de los interruptores, como un medio para diagnosticar sus condiciones adecuadas de servicio.

#### **3.1. Investigación de la falla**

Procedimiento para la investigación de fallas de interruptores.

La investigación de una falla debe iniciarse con la clasificación de la misma, para saber si fue: Falla catastrófica, Falla de operación o Falla menor; con el fin de decidir que acciones se deberán tomar. Sin embargo, en cualquier caso, se deben tomar acciones inmediatas, algunas de ellas muy obvias, como son:

- a) Si hay alguien herido y si hay fuego, pedir ayuda inmediata.
- b) Proporcionas primeros auxilios de acuerdo a la situación.
- c) Evacuar el área circundante.
- d) No intentar operar el equipo dañado. Aislarlo de la fuente de alta tensión. Antes de desconectar o quitar la alimentación auxiliar, verificar la posición de todas las banderas de los relevadores.
- e) Aislar el equipo dañado, eléctricamente, neumáticamente, etc., con base en la situación de falla.

- f) Extinguir el fuego con precaución, ya que arrojar agua fría a la porcelana caliente puede causar fractura de la misma y si no es posible, dejar que se quemé evitando la propagación del fuego.
- g) Tener cuidado con los residuos de SF<sub>6</sub> y con productos como los PCB's, asbestos, y algunos otros materiales tóxicos que pudieran estar presentes.
- h) Acordonar el área, esperando unos minutos. No aproximarse inmediatamente al equipo dañado, porque pueden existir alta presiones, tensiones eléctricas, resortes cargados, altas temperaturas o esfuerzos mecánicos en el equipo.
- i) Revisar visualmente el equipo desde un lugar seguro, para evaluar la situación.
- j) Seguir los procedimientos de seguridad en el trabajo para aislar el equipo, conectarlo a tierra, etc.; así como de protección ambiental, para el control de fugas, derrames, etc.

### **3.1.1 Procedimiento de Investigación**

- a) Antes de mover o desmontar cualquier parte, para documentar la evidencia visual tomar fotografías de buena calidad que muestren una vista general desde todos los ángulos, así como detalles de acercamiento. Si se requiere desmontar o desensamblar el equipo, se deberán tomar fotografías en cada paso, con un letrero alusivo que aparezca en la foto. Si es posible registre en vídeo y grabe todas las observaciones.
- b) En la medida de lo posible registre la posición de todos los relevadores y de sus ajustes, así como de los registros de lecturas antes de desconectar la alimentación del control.
- c) A la brevedad, entrevistar a los testigos.
- d) Obtener los oscilogramas y la secuencia de eventos, así como los registros de todos los dispositivos que se usan para tal fin.
- e) Tomar muestras de aceite, gas, aire, etc., verificando si los sistemas correspondientes han estado funcionando adecuadamente.
- f) Llamar al fabricante y definir si desea enviar a alguien para que esté presente durante el análisis de la falla. Definir si se requiere la ayuda de algún consultor o experto externo o de alguna otra área.
- g) Establecer una secuencia de la falla y revisar las evidencias en base a este supuesto.
- h) Todas las partes y evidencias deberán ser conservadas hasta que se complete la investigación. Evitar limpiar y quitar cosas con rapidez y sin precaución.
- i) Identificar los sucesos previos inmediatos, los inmediatos siguientes, así como los simultáneos con la falla.

- j) Recabar y revisar la información técnica del fabricante, como dibujos y reportes de prueba específicos.
- k) Analizar cada subsistema con la mayor exactitud: sistema de disparo, incluyendo la fuente de energía que requiere, los contactos y su movimiento para el circuito principal, contactos auxiliares, sistemas neumáticos (gas, aire y líquido).
- l) Revisar los registros y/o bitácoras de mantenimiento, para ver si hay algún trabajo realizado recientemente o algunos que se hayan hecho con frecuencia. A menudo las fallas son el resultado de daños causados durante los procesos de mantenimiento.
- m) Abrir el acceso al interruptor, revisar la parte interna y desmontar o desensamblar partes hasta donde sea necesario. Evite desmontar o desensamblar partes sin la presencia del personal experto.
- n) Inspeccionar externamente el interruptor; ver si hay perforaciones, huellas de arco eléctrico, partes quemadas, metal erosionado, metal fundido, huellas de presión excesiva, etc.; fuga de fluidos (humo (gas) o aceite (líquido)).
- o) Registrar la posición de todos los mecanismos de operación, incluyendo contactos auxiliares, soportes, sujeciones, enlaces, interruptores de presión, válvulas y controles. Es necesario desconectar la alimentación antes de liberar el mecanismo de almacenamiento de energía.
- p) Si se produjo explosión durante la falla tome nota de las distancias que viajaron las partes lanzadas si es el caso; así como del tamaño de las partes, el tipo de partes, etc. Hacer un plano de localización de las partes arrojadas. Revise las partes con huellas de arco eléctrico, etc., antes de iniciar los trabajos de limpieza. Tomar fotografías, película, hacer dibujos, según sea lo más conveniente.

### **3.1.2 Diagrama de Flujo**

En la Figura 3.1 se indica el diagrama de Flujo que se recomienda seguir en la investigación de la falla. En muchos casos puede ser aconsejable hacer pruebas de verificación.

Hay dos puntos de partida para este diagrama de flujo:

- a) Falla del interruptor
- b) Análisis de las Pruebas de rutina que muestren desviaciones del estado anterior del interruptor.

Las líneas en el diagrama del flujo, llevan a desechar el equipo o a regresarlo a operación. Pero antes de ponerlo otra vez en servicio, es recomendable realizar algunas pruebas con el fin de verificar su capacidad de operar correctamente.

### **3.1.3 Plan de acción recomendado**

a) Revise si el interruptor había estado en la misma posición estática durante mucho tiempo, o si había sufrido algún cambio cuando ocurrió o se inició la falla.

b) Si la falla se produjo durante una posición estática del interruptor:

1) Determine donde se inició la falla.

2) Revise si los sistemas de fluidos aislantes (gas o líquido) estaban completamente cargados.

3) Verifique si las conexiones a tierra guardaban las condiciones requeridas, si el gas y el aire estaban secos, si existía poca o nula contaminación externa de aislamientos y sin caminos de conducción a tierra.

4) Revise si hubo sobretensiones que pudiera haber excedido los niveles nominales del interruptor

5) Revise los registros de mantenimiento

6) Si el interruptor falló mientras estaba abierto, revise el estado de los capacitores, que pudieran haber causado alguna mala distribución de la tensión a través de las cámaras de extinción.

7) Verifique si hubo algún otro fenómeno en el sistema recientemente o en el momento de la falla.

c) Si aparentemente la falla se inició durante la interrupción:

1) Analice los oscilogramas y los registros digitales.

2) Verifique si la tensión de operación y el nivel de corto circuito del sistema estuvo dentro de los valores indicados en la placa de datos.

3) Revise si el interruptor tiene la capacidad para abrir bancos de capacitores y si se estaba utilizando para este propósito.

4) Verifique si los bloqueos de presión están bien ajustados y funcionan adecuadamente

5) Verifique que todos los mecanismos estén en su posición. Busque partes rotas de mecanismos o válvulas, así como evidencias de “bombeo”

- 6) Si el interruptor abrió y luego falló a los pocos segundos o minutos, considere la posibilidad de que este abrió y luego perdió fluido aislante a través de alguna válvula u otro dispositivo, y consecuentemente se presentó una falla dieléctrica.
  - 7) Indague si cayó algún rayo en las cercanías. Si fue así, considere la posibilidad de que el interruptor abrió debido a la descarga o falla del blindaje, y luego falló debido a una descarga atmosférica subsecuente.
  - 8) Revise los registros o bitácora de mantenimiento.
  - 9) Revise los resistores y capacitores, para detectar algún mal funcionamiento que hubiera causado mala distribución de la tensión.
- d) Si aparentemente la falla se inició durante el cierre:
- 1) Analice los oscilogramas y los registros digitales de la falla, si se tienen.
  - 2) Verifique si la corriente momentánea del sistema estuvo dentro del valor nominal de la placa de datos.
  - 3) Verifique si el interruptor cerró completamente.
  - 4) Revise la bitácora de mantenimiento.

Adicionalmente, revise si otros equipos similares han tenido fallas parecidas o podrían tener fallas similares en el futuro y determine un plan de acción correctivo.

La cooperación en todos los niveles de las áreas y/o empresas participantes, facilita la investigación en sitio y mejora la exactitud del diagnóstico.

El fabricante deberá ser avisado de la falla del equipo, sobre todo cuando está bajo garantía; y siempre que haya algún daño en el equipo. Del fabricante se espera que suministre información tal como: datos de pruebas en fábrica, historial de inspecciones, dibujos de la construcción interna, así como información de apoyo para la investigación. De ser posible, no desmantele ninguna parte hasta que el fabricante esté presente.

El reporte correspondiente debe estar bien documentado, con todas las observaciones y datos, incluyendo fotografías. No debe ser dejado nada a la memoria.

El análisis de fallas es similar al trabajo de un detective, en el que es de vital importancia:

- · El conocimiento del objeto que se va a estudiar.
- · Un buen sentido de la investigación y
- · No perder de vista el objetivo.

### **3.1.4 Preparación e investigación inmediata.**

Los preparativos de la investigación requieren de varias acciones y componentes; en la **Tabla 3.1** se indican éstos como recomendación.

En la **Tabla 3.2** se indican las varias observaciones generales que se llevan a cabo en forma inmediata.

En la **Tabla 3.3** se indican las varias pruebas que se recomienda efectuar para continuar con el análisis de la falla.

### **3.2. Análisis de falla.**

Antes de iniciar el análisis de la falla, es imperativo que se hayan realizado: todas las investigaciones, la recolección de datos y las pruebas. Un análisis hecho con prisa puede llevar a establecer una hipótesis equivocada. Se recomienda revisar en detalle y completamente todos los datos antes de dar una interpretación final. Las hipótesis deben ser comprobadas contra los datos y el comportamiento de otros componentes del sistema.

Toda hipótesis debe estar perfectamente sustentada por los datos disponibles, en caso contrario dicha hipótesis debe ser descartada

### **3.3. Fallas comunes en los diferentes tipos de interruptores.**

#### **3.3.1 Fallas del mecanismo de operación**

La mayoría de las fallas de interruptores, se deben a fallas del mecanismo de operación y generalmente son de los siguientes tipos:

- a) Falla estando cerrado
- b) No cierra
- c) No cierra correctamente
- d) No se mantiene cerrado; por ejemplo: por un comando de disparo no intencional.
- e) En posición abierto.
- f) No abre.
- g) No abre correctamente.
- h) No se mantiene abierto, por ejemplo. Por un comando de cierre no intencional.

La falla del mecanismo en la posición cerrada, podría repercutir en la no preparación para abrir en caso de requerirse. La carga inadecuada de los resortes podría ser indicada por la bandera al no cambiar de “descargado” a “cargado”, pero podría no haber sido notada.

Las fallas al permanecer cerrado o de no cerrar pueden deberse a problemas o defectos en los bloqueos mecánicos, las bobinas de cierre, el relevador antibombeo, los interruptores de la alimentación auxiliar u otros componentes del sistema de control.

Una fuga en el tanque de almacenamiento de aire del sistema neumático, o en el acumulador del sistema hidráulico, puede ocasionar la operación repetitiva del motor y dar como consecuencia el bloqueo del interruptor.

La falla al cerrar correctamente a la velocidad adecuada o la falla de permanecer cerrado, puede ser debida a baja presión en el sistema aislante y de extinción de arco o en el sistema hidráulico o neumático de control, por resortes débiles, alta fricción en las juntas móviles, operación inadecuada de los bloqueos mecánicos o a una corriente de corto circuito mayor de la que nominalmente puede interrumpir el equipo.

La falla cuando no abre o en la que permanece abierto, puede deberse a defectos en los bloqueos mecánicos, los amortiguadores, la bobina de disparo, los interruptores de la alimentación auxiliar o a otros componentes del sistema de control.

La falla de no abrir es causada frecuentemente por una velocidad más baja que la requerida para abrir, causada regularmente por una baja presión de operación, resortes débiles o rotos o por un exceso de fricción en las juntas móviles.

El analista, al estilo forense, debe estudiar cuidadosamente los dibujos y diagramas del fabricante, relativos a la operación de cada mecanismo. Teniendo en cuenta siempre, el papel que juega cada parte involucrada. Después de ciertos análisis deberá concluir dando el panorama que mejor soporte el razonamiento de las causas de la falla.

No todas las fallas mecánicas pueden ser atribuidas a falla del mecanismo; hay algunas que pueden ser causadas por atascamiento de los contactos principales o las barras de los contactos.

Los bloqueos son utilizados generalmente para el regreso del resorte, para lo cual también usan amortiguadores para controlar los rebotes. Estos sistemas mecánicos son cuidadosamente balanceados con límites de desgaste muy estrechos. Algunas veces la vibración extra producida por los recierres a alta velocidad, producen un mayor rebote de los seguros, lo que da como resultado una falla de bloqueo. Es importante registrar los tiempos de operación, desde la energización de la bobina hasta que se unen o separan los contactos, durante la operación mecánica sin carga, para verificar el estado del mecanismo.

El compresor, incluyendo desgaste o problemas de válvulas, puede contaminar el aire del sistema y puede suceder que esto no permita la realización completa de los ciclos de trabajo. Una recirculación excesiva del aire, lo puede calentar a tal temperatura que se corra el riesgo de que incendie los vapores del aceite.

Los interruptores de presión, los medidores de presión o las válvulas de seguridad, pueden tener fugas o pueden perder sus ajustes pre-establecidos y dar lugar a la operación del mecanismo en un momento en que no se tenga la velocidad adecuada.

Las fugas de aire pueden afectar el sistema (cuando es de este tipo) de tal manera que en un momento dado, el interruptor no opere. Así también cuando el sistema es hidráulico y se tiene fugas.

La falta de lubricación o la incorrecta aplicación de lubricante, puede causar una excesiva fricción de los componentes mecánicos incluyendo los bloqueos. El excesivo esfuerzo mecánico causado por la fricción, puede llevar a la ruptura de partes y la falla del interruptor.

Las partes de los mecanismos se aflojan debido a vibración excesiva o golpes durante la operación. Algunas partes o componentes se dañan debido a ajustes incorrectos o cambios en los ajustes.

### **3.3.2 Fallas por la degradación de aislamiento sólido externo.**

La porcelana es el aislamiento externo más usado en interruptores. La “degradación” de la porcelana se produce cuando su superficie se llena de contaminantes, tales como: cenizas, emisiones de automóviles, niebla salina, polvos industriales. Estos tipos de fallas se pueden evitar limpiando periódicamente la superficie de la porcelana o cubriéndola con alguna capa protectora que reduzca

la acumulación de contaminantes.

El análisis de este tipo de fallas y su definición es soportado por las marcas de arqueo o perforaciones de la porcelana.

### **3.3.3 Fallas ocasionadas por tensiones transitorias.**

En ocasiones se producen sobretensiones transitorias en los sistemas, cuyas causas son las

siguientes:

- a) Descargas atmosféricas.
- b) Operación de interruptores
- c) Contacto físico con un sistema de mayor tensión.
- d) Cortos circuitos repetitivos
- e) Interrupción de una corriente forzada a su valor cero
- f) Resonancia en circuitos serie inductivos capacitivos.

Una tensión transitoria excesiva, puede iniciar la falla. El diagnóstico requiere de un conocimiento detallado de las condiciones del sistema y del estado del interruptor (cerrado, abierto, cerrando o abriendo) en el momento de la falla. Los oscilogramas tomados en el momento de la falla son una fuente importante de información. Si el interruptor estaba abriendo en el momento de la falla, se pudo haber producido una descarga atmosférica o una sobretensión transitoria debido a la operación de otro interruptor, que provocaron la falla.

El análisis de fallas para este tipo de situaciones, es a menudo posible debido a la disponibilidad de registros automáticos durante las fallas.

### **3.3.4 Fallas debidas a mala aplicación de equipos.**

La utilización de interruptores en sistemas que exceden su capacidad, puede derivarse en las fallas de estos. Algunas condiciones que dan lugar a estos errores pueden ser debidas al crecimiento normal del sistema o a la inclusión no prevista de capacitores, inductores, etc., y se enumeran a continuación:

- a) La corriente de cortocircuito del sistema, excede la nominal del interruptor.
- b) La TTR del sistema, excede la nominal del interruptor.
- c) La tensión de operación es mayor que la nominal del interruptor.
- d) La corriente de carga es mayor que la nominal del interruptor.
- e) Operación frecuente.
- f) Cambio del ciclo de operación
- g) Instalación de capacitores en serie o en paralelo, o reactores en paralelo.
- h) Utilización de un interruptor para propósitos generales, en un ciclo de trabajo específico.
- i) Temperatura ambiente fuera del límite aceptable para el interruptor.

En el análisis de falla para estas condiciones se debe calcular la corriente de cortocircuito del sistema, la TTR prospectiva, su relación de crecimiento, conocer las condiciones de operación del sistema, conocer la configuración del sistema, así como recurrir al análisis de los registros del registrador de fallas o monitoreo.

### **3.3.5 Fallas de Resistores, capacitores y transformadores de corriente.**

Algunas fallas de interruptores se originan por fallas de los accesorios, tales como las resistencias de apertura y cierre, capacitores de graduación de tensión y de control de la TTR y los TC'S. Estos accesorios generalmente fallan en forma violenta, causando daños a las cámaras de interrupción o a otras partes.

- a) Las fallas de las resistencias de post-inserción para la apertura, así como de las de preinserción para el cierre, pueden ser causadas por la operación incorrecta de sus propios contactores; por sobrecalentamiento de las resistencias, causado por un exceso de aperturas y cierres rápidos, por la infiltración de humedad o por defectos de los propios resistores.
- b) Las fallas de los capacitores han sido causadas por la infiltración de humedad, fugas de aceite e infiltración de SF<sub>6</sub>, o por defectos de los capacitores.
- c) Las fallas de TC'S, pueden ser debidas a defectos propios de los TC'S, a infiltración de humedad o a la apertura accidental del circuito del secundario.

### **3.3.6 Fallas debidas a animales.**

Los animales que trepan a las partes energizadas son una fuente de fallas de línea a línea o línea a tierra, cuando estas fallas se presentan en subestaciones y muy cerca de las boquillas de interruptores, llegan a causar daños adicionales se deberá revisar el animal muerto y registrar con la mayor exactitud posible la condición de la falla.

### **3.4 Otras causas de fallas.**

- a) Objetos extraños en el interruptor.
- b) Puntas, rebabas o esquinas que puedan causar corona y ruptura del dieléctrico.

Las fallas causadas por errores en la manufactura o el mantenimiento no deben ser descartadas ya que estos errores pueden ser muy significativos, como el caso en que se deja un desarmador dentro del interruptor o como en el caso de que no se limpien las rebabas o

asperezas de los electrodos anticorona. Este tipo de problemas son encontrados cerca de los daños causados por la falla principal.

### **3.4.1 Fallas del dieléctrico y de las cámaras de interrupción.**

#### **Interruptores de SF6, presión simple tipo “puffer”**

##### **A.- Fallas por pérdida de SF6.**

La pérdida de SF6, suficiente para ocasionar una falla en los interruptores de alta tensión, es rara, sobretodo si los interruptores tienen dispositivos compensadores de temperatura y presión que hacen sonar una alarma o diparan los interruptores antes de que se alcance una situación de daño inminente. Es claro que una pérdida grande y súbita de gas, puede ser demasiado rápida para ser detectada por dichos dispositivos. Una falla del “disco” relevador de presión, por ejemplo, va a causar una caída de presión más rápida que lo que el dispositivo detector pueda actuar.

##### **B.- Fallas por degradación del SF6.**

La degradación del SF6 puede darse por la adición de vapor de agua, aire u otros gases producto de la descomposición del propio SF6.

La presencia de vapor de agua en el SF6, que ha sido sujeto a arqueo o corona, puede degradar rápidamente muchos tipos de aislamiento sólido.

El agua en la superficie de un aislador puede reducir la manera importante su capacidad dieléctrica a causa de la combinación con los átomos libres de flúor, otros componentes de flúor del SF6, y compuestos metálicos de flúor producidos por arqueos, los cuales aparecen como polvos de color oscuro en las cámaras de interrupción. Estos compuestos se combinan rápidamente con el agua, en forma de vapor o líquido, para formar ácidos fluorídicos muy fuertes, los cuales son muy buenos conductores.

El hielo no ha producido ningún efecto en los aisladores con SF6; no obstante no es deseable la presencia de hielo, a causa de que rápidamente se convierte en agua líquida sobre el aislador.

El análisis de fallas debida a la presencia de agua, ya sea líquida, sólida o como vapor, no puede ser determinada después de una falla de arqueo. Sólo la revisión y medición periódicas del contenido de humedad es la única forma de concluir sobre la presencia de cantidades importantes de agua que provocaran la falla.

El aire mezclado en concentraciones mayores al 20% puede reducir significativamente la rigidez del SF<sub>6</sub>. El aire tiene un gran efecto en el comportamiento a la interrupción.

### **C.- Fallas debida a la licuefacción del SF<sub>6</sub>.**

La rigidez dieléctrica del SF<sub>6</sub> en casi todas las aplicaciones, es directamente proporcional a la densidad del gas y cuando este empieza a licuarse y se condensa como liquido, entre –30°C a –40°C, la densidad del gas remanente se reduce y puede presentarse una falla.

### **D.- Fallas debidas a la degradación del aislamiento sólido interno**

El aislamiento sólido en interruptores de presión simple, se selecciona para soportar el ambiente interno, incluyendo los productos derivados del arqueo en SF<sub>6</sub>. Algunos de los aisladores sintéticos no son resistentes al “tracking” en atmósferas de SF<sub>6</sub>

Todo el aislamiento reforzado con fibra de vidrio, es susceptible de “tracking”, a menos que la fibra de vidrio esté completamente sellada y alejada de los productos del arqueo. De igual manera los aisladores sintéticos rellenos de cuarzo, también son susceptibles de “tracking” con los productos del arqueo en SF<sub>6</sub>.

Al analizar estas fallas, es fácil encontrar los caminos carbonizados y/o erosiones en los aislamientos, y concluir sobre este tipo o modo de falla.

### **E.- Fallas de las cámaras de interrupción.**

a) Las tolerancias de fabricación inadecuadas de los contactos principales, de los contactos de arqueo, así como de las toberas, pueden ser una causa de falla.

b) Si la velocidad de apertura esta fuera de tolerancia puede ser causa de falla. En este caso la búsqueda de la falla se debe dirigir al daño causado por el arco, así como a la medición del viaje de contactos antes y después de la falla.

c) Otra causa de falla puede ser una baja de presión en el gas de extinción.

d) El desgaste excesivo de contactos y toberas, puede también cuasar la falla de la cámara de extinción.

### **3.4.2 Interruptores en SF<sub>6</sub>, doble presión.**

Lo que se dice para los interruptores se presión simple es también válido para fallas de interruptores en SF<sub>6</sub> de doble presión. Sin embargo, este tipo de interruptores tienen otros problemas y fallas adicionales. Los compartimentos de alta presión operan con gas a alta

densidad, por lo que la licuefacción se puede dar a temperatura ambiente y esta es la razón de que se utilicen calentadores y lleva también a la necesidad de que el sistema de circulación de gas, requiera de la operación frecuente del compresor.

Los interruptores de doble presión tienen más sellos y conexiones que pueden dar lugar a una falla.

Para la mayoría de los interruptores de doble presión, la licuefacción de gas aislante en el sistema de baja presión, se produce entre los  $-30^{\circ}\text{C}$  a  $-40^{\circ}\text{C}$  y para el sistema de gas a alta presión, entre los  $5^{\circ}\text{C}$  y  $15^{\circ}\text{C}$ .

### **3.4.3 Interruptores de gran volumen de aceite.**

Además de las causas ya descritas para los interruptores en general, los interruptores de gran volumen de aceite pueden fallar por algunas de las razones que se indican a continuación

Fallas dieléctricas.

- a) Deterioro interno de la boquilla por fuga de aceite, humedad o “traking”.
- b) Infiltración de agua en el tanque principal de aceite.
- c) Deterioro y/o “traking” de la varilla de operación.
- d) Juntas flojas y fuga de aceite.
- e) Carbonización del aceite.

Fallas de interrupción.

- a) Deterioro de los contactos de arqueo, o de los deflectores de las cámaras de extinción.
- b) Falla evolutiva (persistencia del arco con incremento de energía).
- c) Mecanismo con mucha fricción o atorado.
- d) Calentadores del tanque, en mal estado.
- e) Problemas del sistema de control e interbloqueos.
- f) Apertura sin hacer el ciclo completo de cierre.
- g) Falla por bombeo.

### **3.4.4 Interruptores en vacío.**

Además de las causas ya descritas para los interruptores en general, los interruptores en vacío pueden fallar por algunas de las razones siguientes:

- a) Arqueo a través de los contactos abiertos, debido a pérdida de vacío o a alguna otra razón.

- b) Imposibilidad para interrumpir, debido a la pérdida de vacío u otra causa.
- c) Imposibilidad de los resortes para mantener la fuerza necesaria en los contactos cerrados.

Cuando ocurre una falla, el análisis por parte del usuario puede hacerse como sigue:

- a) Si la falla es claramente fuera de las cámaras de interrupción, el usuario puede determinar las causas sin la ayuda del fabricante.
- b) Si se sospecha que la falla es dentro de las cámaras de vacío, la ayuda por parte del fabricante es primordial; ya que se requiere utilizar métodos y dispositivos de prueba muy especiales, además de un gran conocimiento de los detalles de construcción de las cámaras de vacío.

El usuario no debe intentar abrir las cámaras de vacío, ya que puede destruir información importante para el análisis y diagnóstico.

### **Falla del medio aislante.**

Las fallas externas pueden ser similares a las de otros tipos de interruptores, en donde están involucradas las boquillas, los aisladores, así como otras partes y componentes aislantes. Como las cámaras de vacío requieren muy poco espacio, las distancias aislantes externas son muy cortas; de manera que este tipo de cámaras de interrupción, van generalmente dentro de un gabinete o dentro de un tanque lleno de algún medio aislante.

En algunos equipos para alta tensión, las cámara de vacío se encapsulan en un medio aislante como resina epóxica o poliuretano, para mejorar la rigidez dieléctrica externa.

La falla de una parte aislante externa, puede ser analizada y diagnosticada por el usuario, aunque se recomienda la ayuda de un experto en aislamientos o del fabricante. Este tipo de fallas generalmente deja huellas fácilmente observables, pero la causa que dio lugar a la falla puede ser mas difícil de determinar, por lo que se sugiere la verificación cuidadosa de las partes aislantes, con la idea de buscar defectos, grietas o contaminación.

Si se sospecha que la falla es dentro de la cámara de vacío, se sugiere hacer una prueba con alta tensión en corriente alterna, con base en las instrucciones del fabricante. Antes de hacer esta prueba se deben limpiar las partes externa con un trapo limpio y seco.

### **Fallas de interrupción.**

Las fallas de interrupción, es decir el caso en que la cámara de vacío no logra interrumpir,

son muy poco comunes, ya que el proceso de interrupción en vacío es muy eficiente y de larga vida.

Las causas de fallas de interrupción son:

- a) Utilización incorrecta:
  - i) Corriente de corto circuito más grande que la nominal del equipo.
  - ii) Tensión del sistema en los contactos abiertos, mayor que la nominal.
  - iii) TTR más rápida que la que soporta el equipo.
- b) Pérdida de vacío (las fugas permiten la entrada de gas o líquido).
- c) Partes rotas dentro de la cámara de vacío.
- d) Velocidad de apertura muy lenta.
- e) Falla del mecanismo para mantener los contactos abiertos.
- f) Contactos muy deteriorados al exceder la vida útil
- g) Falla dieléctrica externa a la cámara de vacío, causada por contaminación.

Las fallas de interrupción no siempre presentan evidencias visibles externas.

Dado que las distancias entre contactos dentro de las cámaras de interrupción en vacío, son más pequeñas que en otro tipo de interruptores, la energía liberada por el arco es también más pequeña, de manera que con corrientes bajas, con respecto a la nominal de interrupción, el arco se puede mantener durante algunas decenas de ciclos o hasta por algunos segundos, sin llegar a romper la cámara o causar algún daño visible, aún en el caso de no lograr interrumpir la corriente nominal de interrupción, con el arco sostenido por algunos ciclos, solamente se llega a facturar la envolvente de porcelana.

Además, si el daño causado por el arco interno es pequeño, es posible que la cámara pueda seguir operando después de la falla y ni siquiera presente evidencias que ocurrió una falla.

La revisión de una cámara de vacío que haya fallado al no interrumpir, está limitada a dos posibles acciones por parte del usuario:

- a) Buscar fracturas, huellas que pudieran indicar la ruptura de la envolvente de la cámara, y
- b) Hacer unas pruebas simples y básicas:
  - i) Si al aplicar tensión alterna a través de los contactos abiertos, se produce un arco a un valor abajo del nominal, es una indicación de daño interno o de la ruptura de la envolvente y la pérdida del vacío.

ii) Si al medir la resistencia de contacto, con el interruptor cerrado, se obtiene un valor mayor que el reportado con anterioridad, puede ser indicio de un daño en los resortes de cierre, que estén débiles o rotos, o puede ser debido a una deformación, movimiento anormal de los contactos o a un cambio metalúrgico superficial de los contactos.

Si se sospecha que hay un daño interno, se puede solicitar tomar fotografías de rayos X con el fin de buscar cambios físicos de las partes internas.

### **Falla del mecanismo de operación.**

Una pérdida de brío en los resortes en la posición cerrada, puede a su vez causar una falta de presión en los contactos. Estos resortes, generalmente localizados en cada polo, pueden ser considerados como una parte del mecanismo.

Una fuerza insuficiente pueden dar como resultado problemas en la conducción de la corriente por calor excesivo o por alta resistencia de contacto, o puede llegar a suceder que se suelden los contactos, sobre todo si llega a pasar una corriente de corto circuito.

### **3.4.5 Interruptores de sople magnético.**

Además de las causas mencionadas para todos los interruptores, los interruptores de sople magnético pueden fallar por algunas de las razones siguientes:

Fallas dieléctricas.

- a) "Traking" en boquillas de material sintético.
- b) "Tracking" en la cámaras de arqueo por deterioro propio
- c) Aisladores contaminados
- d) Juntas flojas y con fugas.
- e) Falla por no reinstalación de barreras.

Fallas de interrupción.

- a) Falla del sople a bajas corrientes si el arco no entra en la tolva de extinción.
- b) Falta de mantenimiento de los contactos de arqueo de la tolva de extinción.
- c) Operación lenta o anclado del mecanismo por causa de exceso de fricción por deterioro o falta de mantenimiento.
- d) Bobinas de sople desconectadas o conectadas de manera incorrecta.

### 3.4.6 Interruptores de aire a presión.

Los interruptores de aire a presión pueden fallar, adicionalmente a lo ya mencionado, por algunas de las razones siguientes:

Fallas dieléctricas.

- a) Baja presión del gas aislante (cuando existe).
- b) Baja presión de aire (especialmente con el interruptor abierto).
- c) Aire húmedo.
- d) Falla de capacitores graduadores.
- e) Aisladores contaminados.
- f) Juntas flojas y con fugas.

Fallas de interrupción.

- a) Bombeo, por problemas de los controles o de las válvula piloto.
- b) Falla de los bloqueos.
- c) Tiempos de operación fuera de los límites.
- d) Entrada y salida de los resistores de interrupción fuera de límites.
- e) Falla de los resistores.
- f) Apertura del mecanismo sin el soplo de aire correspondiente.
- g) Falla de las líneas de alimentación de aire durante la interrupción.

### 3.4.7 Interruptores de pequeño volumen de aceite.

El deterioro de los empaques da lugar a la contaminación de las cámaras del interruptor o a la pérdida de aceite, lo que conlleva a fallas del interruptor.

Algunos interruptores dependen de la presión del gas en las cámaras de extinción, para reducir la posibilidad de reencendido del arco.

Fallas dieléctricas.

- a) Fallas en los capacitores graduadores.
- b) Ingreso de humedad en la cámara de interrupción.
- c) Superficies aislantes externas contaminadas.
- d) Degradación del aceite aislante debido a la carbonización y/o a la infiltración de agua.
- e) Operación a magnitudes de interrupción y operación, más allá de los valores nominales.

Fallas de interrupción.

- a) Velocidad de apertura de los contactos fuera de sus límites.
- b) Reencendido del arco al interrumpir cargas capacitivas.
- c) Bloqueo en el mecanismo de operación
- d) Degradación de aislamiento sólido interno
- e) Degradación del aceite por carbonización y/o infiltración de agua.
- f) Pérdida de presión dentro de las cámaras de interrupción.

### **3.5 Modos de falla y sus causas.**

A manera de resumen, los modos de falla más comunes en los interruptores, de los cuales se tiene registro, son los siguientes:

- a) No cierra cuando se le manda cerrar
- b) No abre cuando se le manda abrir
- c) Cierra sin haber recibido la orden de cerrar
- d) Abre sin haber recibido la orden de abrir
- e) No cierra contra corto circuito
- f) No interrumpe la corriente de corto circuito.
- g) No soporta el paso de la corriente.
- h) Flameo de fase a tierra
- i) Flameo de fase a fase
- j) Arco interno entre contactos
- k) Flameo externo entre terminales de contactos
- l) Bloqueo en posición cerrada o abierta
- m) Varios.

CIGRE hace mención a un estudio: "Final Report of the Second International Enquiry on High voltage Circuit Breakers Failures and Defects in Service" Grupo 06 SC 13.-1994, que incluyó todos los tipos de interruptores. En este estudio se reportó que el 70% de fallas mayores fueron de origen mecánico; 19% de origen eléctrico, con referencia a los circuitos auxiliares y de control, y 11% también de origen eléctrico del circuito principal.

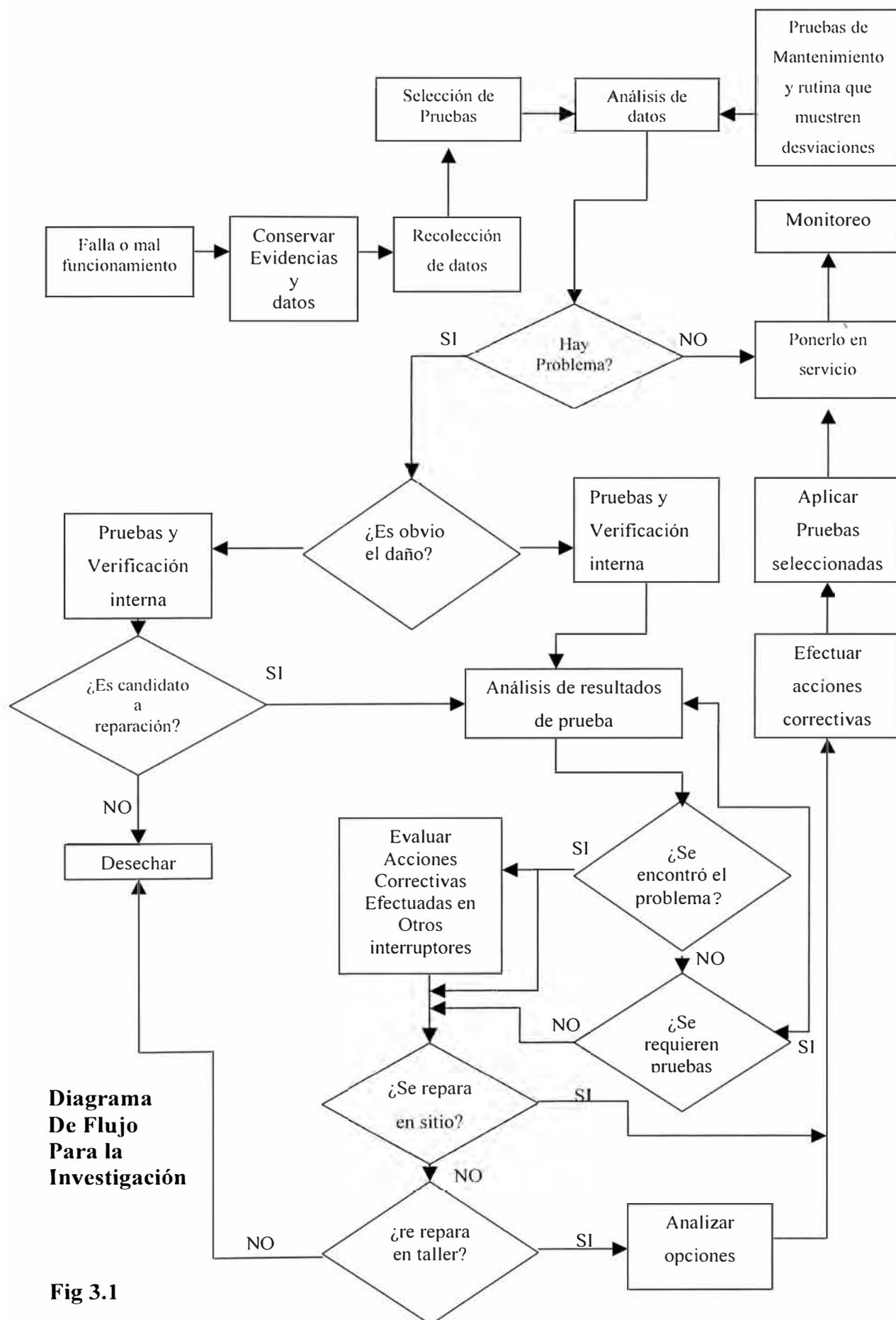


Fig 3.1

**TABLA 3.1****Listado De información y equipo que se recomienda llevar al sitio.**

1	Manual de operación del interruptor que deberá incluir entre otros: dibujos y diagramas, incluyendo la descripción de componentes y fotografías de fábrica.
2	Reportes de prueba (de fábrica y de campo).
3	Todos los reportes que se tengan de fallas anteriores.
4	Diagrama unifilar de la subestación.
5	Arreglo de protecciones.
6	Registros o bitácora de mantenimiento que pueden incluir reportes de problemas anteriores.
7	Reportes de inspecciones de rutina.
8	Cámaras de vídeo y de 35 mm, incluyendo lentes de acercamiento, rollos de película, flash, baterías.
9	Cinta métrica y vernier.
10	Equipo de seguridad: ropa, lentes, zapatos, caso, guantes.
11	Binoculares y lupa, grabadora, cassettes y pilas
12	Lámpara de mano y baterías
13	Botellas y jeringas para tomar muestras de aceite y de gas.
14	Bolsas de plástico para resguardar las evidencias y etiquetas para identificar las evidencias.
15	Registros de la posición de los relevadores.
16	Registros oscilográficos y digitales de la falla y/o registro de la secuencia de eventos.
17	Identificación del personal que pudo haber estado presente.
18	Información de las condiciones de operación del sistema.
19	Formato de reporte de falla.
20	Permiso o licencia para trabajar

NOTA: Los números no indican prioridad.

Es también importante incluir las condiciones ambientales y los eventos en el momento de la falla, la inspección física del interruptor inmediatamente después de la falla, así como las condiciones eléctricas del interruptor después de la falla.

**Tabla 3.2****Lista de observaciones generales, que se sugiere realizar.**

	<b>Condiciones externas</b>	<b>Registro de información</b>
1	Fecha y hora de la falla y de la inspección	
2	“luces indicadoras” apagadas	
3	Tormenta o rayos, condiciones generales del clima	
4	Temperatura	
5	Ruidos extraños, olores anormales, algo inusual a la vista	
6	Partículas arrojadas del interruptor (partes)	
7	Animales muertos en el área	
8	Evidencia de la acción de animales (sin que estén muertos)	
9	Objetos extraños en el área	
10	Partes (visibles)	
11	Evidencia de vandalismo	
12	Entrevista con testigos u operarios que estuvieron presentes cuando sucedió el problema.	
13	Carga interrumpida	
14	Disturbios en el sistema, locales y remotos	
15	Configuración de los interruptores en la subestación, en el momento del problema	
16	Operaciones de interruptores, previas, simultáneas y subsecuentes	
17	Localización de apartarrayos	
18	Indicios de arqueo o daño (metal erosionado) en los buses de la estación, en aisladores o en la estructura metálica.	
19	Movimiento del interruptor en su base	
	Tanque principal	
20	Abombamiento, protuberancias	
21	Agrietado	
22	Fugas	
23	Evidencia de sobrecalentamiento	
24	Nivel de aceite	
25	Empaques o sellos, expulsión, fugas, etc.	
26	Temperatura del gas	
27	Indicios de arqueo, metal erosionado o fundido	
28	Válvulas de aire o gas: abiertas o cerradas	
29	Presión de aire	
30	Presión de gas	
	Boquillas	
31	Indicios de arqueo: fase-fase o fase-tierra	
32	Fugas	
33	Porcelana rota	

34	Perforaciones en la parte metálica superior o inferior	
35	Contaminación	
36	Huellas de carbonización (tracking)	
37	Nivel de aceite	
38	Presión de gas	
	Mecanismo de operación	
39	Flojo, doblado, corroído, roto, otros	
40	Estado del resorte	
41	Presión en el recipiente de aire: normal, bajo	
42	Presión hidráulica: pre-carga	
43	Viscosidad del fluido hidráulico	
44	Válvulas de control: abiertas o cerradas	
45	Corrosión en el sistema hidráulico o de aire	
46	Tubería: fugas	
47	Nivel de aceite en la mirilla	
48	Fusibles rotos o fundidos	
49	Posición: abierto o cerrado	
50	Lectura del contador	
51	Tornillos/tuercas flojas en el mecanismo	
52	Condición del gabinete de control	
53	Indicadores/banderas de los relevadores de protección	
54	Indicadores/banderas que debieron caer/indicar y no lo hicieron	
	Operación de	
55	Oscilógrafo	
56	Registrador de secuencia de eventos	
57	Registrador digital de fallas	
58	Registrador de fallas	
59	Alarma	
60	Fusibles rotos	
61	Contador de operaciones	
62	Operación de otros interruptores en el sistema	
63	Presión de gas	

**Tabla 3.3**  
**Pruebas Eléctricas y Otras**

<b>Pruebas de campo</b>	
1	Circuitos auxiliares
2	Resistencia de contacto
3	Resistencia de aislamiento
4	Factor de potencia
5	Corrientes de arranque y nominal de motores
6	Resistencia de las bobinas de cierre y apertura
7	Tiempo de viaje de contactos
8	Valor de resistores de cierre
9	Valor de resistores de apertura
10	Valor de resistores graduadores
11	Valores de capacitores graduadores
12	Aislamiento y resistencia de los TC'S tipo bushing
13	Factor de potencia de todos los sistemas aislantes
14	Erosión/envejecimiento de contactos
15	Calidad de gas o aceite
	Otras pruebas
	Mecanismo de operación
16	Calibración y
17	Calibración de indicadores/medidores de presión
18	Calibración de interruptores de presión
19	Movimiento libre del mecanismo
20	Fluido en las mirillas
21	Niveles de humedad en sistemas de aire, aceite y gas
22	Lubricación

NOTA: Estas pruebas son comunes; verifique el instructivo del fabricante para intercalar otras y definir los valores permitidos.

## **CAPÍTULO IV**

### **FORMAS DE MANTENIMIENTO**

#### **4.1 Formas de mantenimiento**

##### **4.1.1 Objetivos del mantenimiento**

Garantizar la disponibilidad del servicio en el sistema atendido

Optimizar las actividades de mantenimiento disminuyendo sus costos

Prolongar la vida útil de los equipos.

##### **4.1.2 Tipos de mantenimiento**

El mantenimiento que se realice será el suficiente para mantener en perfecto estado los equipos de potencia y las instalaciones de la subestación, con la utilización de técnicas de mantenimiento **predictivo** y **preventivos**, tendientes a minimizar el mantenimiento correctivo con el fin de reducir costos y obtener mayor disponibilidad y calidad del servicio.

##### **4.1.3 Revisión o mantenimiento predictivo:**

Este mantenimiento es quizás el mas importante ya que es una actividad planificada que permite conocer el estado de un elemento o equipo por medición o inspección periódica o continua de parámetros previamente establecidos.

Se efectúa de manera sistemática y de condición, la primera teniendo en cuenta criterios de tiempo y operación de los equipos efectuando inspecciones eléctricas y revisión detallada del equipo y la segunda por medio de inspección visual, termografica y análisis de aceites

##### **4.1.4 Adecuación o mantenimiento preventivo:**

Consiste en la intervención sobre un equipo realizando reparaciones, cambios de componentes y limpieza, para retornarlo a su optima condición. Una vez finalizada la actividad implica la verificación del funcionamiento correcto del equipo

principales adecuaciones

por revisiones

por termografía  
 por medio ambiente  
 por reglamentación

#### 4.1.5 Reparación o mantenimiento correctivo

Actividad de mantenimiento que puede ser planificada o no planificada que se efectúa sobre un equipo cuando la falla ya se ha producido restituyéndolo a su condición admisible de utilización como veremos en la Tabla 4.1.

**Tabla 4.1**

#### **ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO**

<b>ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO</b>	<b>TIPO DE MANTENIMIENTO</b>	<b>TAREAS ASOCIADAS A LA ACTIVIDAD</b>
REVISION	Predictivo: Permite detectar anomalías	CONDICION: Inspección visual Inspección termográfica Análisis de aceites Medición de tierras  SISTEMATICA: Inspección eléctrica Inspección detallada
ADECUACION	Preventivo: Se origina en una revisión	Tareas necesarias para retornar el equipo a su optima condición una vez detectada la anomalía
REPARACION	Correctivo: Se origina en una falla	Tareas necesarias para retornar el equipo a su optima condición cuando se presenta una falla.

#### **4.1.6 Valoración de las revisiones**

##### Defectos críticos:

el tiempo máximo de corrección es de una semana a partir de su identificación.

##### Defectos mayores:

el tiempo máximo de corrección es de tres meses a partir de su identificación

##### Defectos menores

el tiempo máximo de corrección es de un año a partir de su identificación

##### Defectos informativos:

el tiempo máximo de corrección es de tres años a partir de su identificación

##### Defectos reglamentarios

#### **4.1.7 Inspección visual**

Detectar todas las anomalías, defectos condiciones inseguras y errores en la operación a fin de evitar daños como accidentes, en interruptores y garantizar la normalidad, confiabilidad y calidad del servicio.

#### **4.1.8 Requerimientos:**

Personal con capacidad técnica, experiencia y criterio objetivo para determinar el estado de las subestaciones

Elementos de seguridad

Vehículo para desplazamiento

Manual para hacer la inspección.

#### **4.2.Procedimiento para la inspección visual de la subestación**

##### **4.2.1Criterios de revisión**

###### **A.-Modulo de línea**

Interruptor: aisladores, puesta a tierra, conductores y conectores, etc.

Mecanismos de accionamiento del interruptor: cabina, puertas y ductos, poleas correas y piñones, bobinas de cierre y apertura, contactos auxiliares etc.

Seccionador (transferencia de puesta a tierra): Contactos principales , conductores y conectores de AT, aisladores, contactos auxiliares, puesta a tierra, etc.

Transformador de corriente: conductores y conectores primario, y secundario, puesta a tierra, indicador de nivel de aceite.

Pararrayo: contadores de descarga y conexión a tierra, aisladores.

### **B.- Modulo de transformador**

Transformador de potencia: barraje de alta tensión, aisladores de retención y tensión de barraje, conductores de alta tensión, porcelanas bujes y pararrayos, válvulas y tapones, niveles de aceite y temperatura, etc.

### **C.-Modulo de barraje**

Barrajes: conductores principales, tensión mecánica del barraje, aisladores, derivaciones etc.

Transformadores de voltaje: nivel de aceite, conexión primaria y salida secundaria etc.

Estructuras: barrajes, estructuras de TP's, puesta a tierra

### **D.- Modulo de auxiliares**

Sistema de corriente continua, corriente alterna y de comunicaciones

### **E.- Modulo de obras civiles**

Sala de control: techos y canales de desagüe, paredes puertas y ventanas, alumbrado interruptores y toma corrientes, caseta del operador etc.

Patio de equipos: Alumbrado de cajas de paso, ductos, cables, malla de puesta a tierra. Etc.

Encerramiento del área: Puerta principal, paredes, mallas, iluminación, vías de acceso, Etc.

### **F.-Modulo de celdas:**

Pintura y limpieza, marcación o identificación de circuitos, etc.

### **G.- Inspección termografica:**

Corresponde a la medición de las temperaturas de los diferentes componentes de una instalación, utilizando sistemas de infrarrojos, cuando esta se encuentra en servicio y en carga, comparando dichas temperaturas con las previamente establecidas.

**H.-Análisis de aceites:**

La supervisión y el mantenimiento del aceite son esenciales para el funcionamiento de los equipos eléctricos sumergidos en este. Cuando se sobrepasa un cierto límite de degradación del aceite y los márgenes de seguridad se reducen, es entonces cuando el riesgo de una falla prematura debe ser considerada.

**I.- Propiedades fundamentales del aceite**

Una rigidez eléctrica alta para soportar los esfuerzos eléctricos a que están sometidos los equipos de servicio

una viscosidad lo suficientemente baja para permitir la circulación y la transferencia de calor.

Una resistencia a la oxidación aceptable, con el fin de asegurar una larga vida en servicio.

**J.- Ensayo de los aceites**

Color y Aspecto

Tensión de Ruptura

Contenido de Agua

Índice de Neutralización

Sedimentos y Lodo

Densidad

Viscosidad

Factor de Disipación Dieléctrica y Resistividad

Contenido Total de Gas

Punto de Inflamación

Punto de Fluidez

**K.- Inspección Ultrasonido**

Busca detectar fallas en los equipos de potencia mediante el seguimiento de las vibraciones de alta frecuencia por la tensión ejercida en ellos mecánica o eléctricamente, por comparación en el tiempo de sus cambios o degradaciones.

**L.-Inspección Detallada**

La inspección detallada corresponde a la realización de las comprobaciones y ajustes

definidos en las actividades de mantenimiento detallado para todos los equipos que integren un modulo. Esta revisión se efectuara como consecuencia del análisis de los resultados predictivos de otras revisiones o según la frecuencia estándar determinada por criterios de tiempo y operación de los equipos

### **LL.- Inspección Eléctrica**

Corresponde a la verificación del estado eléctrico, dieléctrico y mecánico de un equipo mediante la medición de parámetros eléctricos obtenidos por el fabricante, obteniendo datos periódicamente: las pruebas eléctricas se muestran a continuación

Resistencia de aislamiento, resistencia de los devanados, de los contactos, relación de transformación, pruebas dinámicas (velocidad, tiempo, curva de desplazamiento, similitud de contactos auxiliares y principales), resistencia de puesta a tierra, corriente de fuga, rigidez dieléctrica de aceite en campo

### **Archivo Documental**

La función es actualizar un inventario de la subestaciones y comprobar la evolución de sus componentes ya que al utilizar un soporte documental, este debe ser coherente con el correspondiente a sus reconocimientos anteriores, esto nos da una garantía de que se ha realizado una inspección visual, esta se debe realizar como mínimo una vez al año dependiendo de la subestación

## **CAPÍTULO V**

### **MONTAJE DE INTERRUPTORES Y SECCIONADORES DE POTENCIA**

#### **5.1.-Interruptores de Potencia**

##### **5.1.1 Montaje y verificaciones**

El montaje de los interruptores deberá realizarse de acuerdo a las especificaciones de montaje del fabricante así como las de la ingeniería de detalle en cuanto a: exigencias, verificaciones y ajustes, y cumpliendo las indicaciones que se señalan a continuación:

- Deberá proceder a examinar la placa de características para constatar que los datos allí contenidos coincidan con las especificaciones técnicas del Proyecto.
- Para el montaje de las piezas es imprescindible uno o dos aparatos de elevación (grúas), según sea el caso, de capacidad y altura adecuada a las características de la pieza a montar las cuales se sujetarán a las recomendaciones del fabricante.
- Se tendrá cuidado en el manejo y transporte de las columnas de aisladores (caso 220 kV) y /o conjunto tripolar (caso 60 kV) para que la porcelana y los accesorios no se dañen.
- El montaje, la disposición y orientación de los interruptores deberá estar de acuerdo con los planos del Proyecto y la ingeniería de detalle.
- Antes de instalar los interruptores sobre la fundación respectiva se deberá verificar la nivelación y alineamiento de los pernos de anclaje.
- Deberá verificarse la nivelación de la estructura soporte de los polos y caja de mando, el aplomado de las columnas de aislamiento y la altura de fijación relativa entre la caja de comando y los polos.
- Los anclajes y/o fijaciones deberán estar de acuerdo a lo indicado por el fabricante (se deberá tener en cuenta que los interruptores generan esfuerzos dinámicos en las aperturas y cierres de los mismos).

- Se comprobará que las distancias contra masa de toda las partes que van a estar bajo tensión sean las correctas y en concordancia con lo indicado en el Proyecto.
- Se deberá comprobar el ajuste de los contactos eléctricos en los manómetros de control de presión de gas, antes que los dispositivos sean instalados en los polos del interruptor o en la caja de comando, tomando en cuenta las correcciones de la presión por temperatura del gas y la altura de la instalación sobre el nivel del mar.
- Se verificará el proceso de llenado con gas SF<sub>6</sub> en cada polo a la presión nominal de operación, el que se efectuará mediante un regulador adosado directamente a la botella de gas. El valor final de la presión se ajustará un tiempo después del llenado, después de obtener la estabilización de la temperatura; en el proceso de ajuste final de la presión se tomarán en cuenta las correcciones por temperatura del gas y la altura de la instalación sobre el nivel del mar, de acuerdo con las curvas de las instrucciones del fabricante.
- Se verificará la no existencia de fugas de gas SF<sub>6</sub>.
- Se deberá verificar el torque de apriete de los pernos de las estructuras soporte, conexión a tierra, terminales primarios, fijación de las columnas, fijación de las cámaras de ruptura a las columnas.
- Se deberá verificar la correcta protección anticorrosivo de las partes metálicas.
- Se deberá verificar que las conexiones a tierra se efectúen en forma independiente a la base de cada columna de aislamiento, carcasa y gabinete de control.
- Sí la presión SF<sub>6</sub> de los polos es la de transporte, bajo ninguna circunstancia se acoplará la caja de mando hacia el varillaje de accionamiento de los mismos. Tampoco se deberá accionar la caja de mandos sí se encuentra desacoplada. La presente situación evitará cierres accidentales que pueden dañar los polos y caja de mando.
- Antes de operar cada interruptor se verificarán los ajustes mecánicos y la lubricación en los componentes del mecanismo de accionamiento, así como en los acoplamientos mecánicos entre el accionamiento y el interruptor.

### 5.1.2 Pruebas y Mediciones en Interruptores

Las condiciones de operación para las pruebas y mediciones son: mando manual, local, distancia y remoto; considerándose las siguientes:

#### a.-Funcionamiento del Interruptor de Potencia

- Control de operación manual: Cierre y Apertura.
- Operación de cierre y apertura con mando eléctrico local, verificando la correcta señalización de la posición.
- Operación de cierre y apertura con mando eléctrico remoto, verificando la correcta señalización de la posición.
- Se verificará la operación y señalización del circuito de emergencia (en el caso que estuviese previsto).
- Se determinará, el mínimo de operaciones hasta el bloqueo final.
- Se verificará la simultaneidad de fases de la apertura y cierre.
- Se verificará la prueba de resorte cargado.
- Se verificará el funcionamiento de la bobina de cierre y se medirá su resistencia de aislamiento.
- Se verificará el funcionamiento de la bobina de apertura y se medirá su resistencia de aislamiento.
- Se verificará, el funcionamiento de bobinas de los contactores auxiliares y se medirá su resistencia de aislamiento.
- Se verificará, la calefacción de la caja de mando y se medirá su resistencia de aislamiento.

#### b.-Aislamiento del interruptor

En cada polo del interruptor, resistencia de aislamiento y factor de potencia del aislamiento:

- En cada cámara de ruptura (interruptor abierto).
- En columna de aislamiento.

**c.- Medición de la resistencia de contactos del Interruptor**

- La cámara de ruptura, contactos principales de cada polo.
- La unión entre cada terminal primario y cámara de ruptura de cada polo.

**d.- Medición de la estanqueidad de los elementos sometidos a la presión de gas SF<sub>6</sub>****e.- Medición de la humedad del gas SF<sub>6</sub>****f.- Tiempos de operación**

Se deberán medir los tiempos de operación registrando la diferencia de tiempo de los polos entre sí, y de las cámaras de ruptura cuando corresponda, para las operaciones de:

- Cierre (C).
- Apertura (A).
- Tiempo mínimo de cortocircuito (CA): La orden de apertura del ciclo CA la dará un polo del interruptor, conectado en serie con la bobina de apertura.
- Ciclo de operación con reconexión, cuando sea aplicable.

**g.- En el motor para el resorte cargado se deberá medir**

- Corriente pico apertura y corriente pico de cierre.
- Corriente de operación nominal del motor.
- Resistencia de aislamiento de los devanados.
- La resistencia eléctrica y de aislamiento de la bobina del contactor del motor del resorte cargado.
- El tiempo de cargado del resorte.
- Se verificará, el ajuste de la protección térmica del motor.
- Se verificará, la operación del switch límite del resorte cargado.
- Se verificará, la operación del indicador de posición del resorte cargado.
- Se verificará, el enclavamiento eléctrico que impide la operación del motor para resorte cargado, mientras se ejecuta esta operación manualmente.

**h.- Pruebas Varias**

Se deberá verificar el correcto funcionamiento de:

- Alarmas.
- Enclavamientos.
- Contactos auxiliares.
- Circuito de antibombeo, es decir el interruptor cuando recibió una orden ninguna contraorden será capaz de modificar el sentido de la orden inicial.
- Indicador de posición.
- Contador de operaciones.
- Tensión de control adecuada al equipo.

## **5.2 Seccionadores de Potencia**

### **5.2.1 Montaje y verificaciones**

El montaje de los Seccionadores deberá realizarse de acuerdo a las especificaciones de montaje del fabricante así como las de la ingeniería de detalle en cuanto a exigencias, verificaciones y ajustes, y cumpliendo las indicaciones que se señalan a continuación:

- Deberá proceder a examinar la placa de características para constatar que los datos allí contenidos coincidan con las especificaciones técnicas del Proyecto.
- Las partes que conforman el Seccionador se deberán montar por medio de un equipo de elevación (grúa de 4 toneladas por lo general) , el que será adecuado al peso y a la altura de fijación de las partes por montar las cuales se sujetarán a las recomendaciones del fabricante.
- No se aceptarán armados parciales o totales a nivel del suelo o en otro lugar que no sea el de la ubicación definitiva.
- Se tendrá cuidado en el manejo y transporte de las columnas de aisladores para que la porcelana y los accesorios no se dañen.
- El montaje, la disposición y orientación de los Seccionadores deberá estar de acuerdo con los planos del Proyecto y la ingeniería de detalle.
- Antes de instalar los Seccionadores sobre el soporte metálico (base) respectiva se deberá verificar la nivelación y alineamiento de los pernos de anclaje y estructura base.

- Se deberá verificar la verticalidad de cada columna en dos ejes a 90°. Para el caso de columnas giratorias esta verificación se hará en las posiciones abiertas y cerradas del Seccionador, pero sin las conexiones externas a los terminales del Seccionador, para evitar las flexiones y vibraciones en las barras de transmisión del sistema de accionamiento.
- Se deberá verificar la nivelación de las bases rotatorias y fijas en forma individual, así como la nivelación y alineamiento del conjunto.
- En cada polo se deberá verificar, el alineamiento, nivelación y ángulo de giro de brazos, así como los ajustes (penetración, presión de contacto) exigidos para el acoplamiento de los contactos principales.
- Se comprobará que las distancias contra masa de toda las partes que van a estar bajo tensión sean las correctas y en concordancia con lo indicado en el Proyecto.
- Se deberá verificar el torque de apriete de los pernos de las estructuras soporte, conexión a tierra, terminales primarios, fijación de las columnas.
- Se deberá evitar que las cuchillas del Seccionador vibren al abrirse.
- Habiéndose completado la fijación definitiva de los cajas de mando del mecanismo de operación en su respectiva estructura, se deberá habilitar su propio sistema de calefacción alimentado desde un tablero de mando exclusivo que contará con las protecciones termomagnéticas adecuadas.
- Durante la etapa de armado y ajuste del Seccionador, se deberán lubricar las superficies de trabajo de los contactos principales, para protegerlas contra desgastes, de acuerdo con las instrucciones correspondientes.
- Se deberá verificar la correcta protección anticorrosivo de las partes metálicas.
- Se deberá verificar que las conexiones a tierra se efectúen en forma independiente a la base de cada columna y caja de mando.
- Se deberá verificar que las puertas y tapas de las cajas de mando y control respectivamente tengan incorporado el tipo de cerradura indicada en los planos o especificaciones técnicas.

- Se deberá verificar que las cajas de mando y las cajas de control tengan el grado de protección (IP, según IEC) que haya sido especificado.
- Se deberá verificar que los componentes internos de las cajas de mando y control correspondan a los indicados en los planos del Proyecto.
- Antes de operar el Seccionador se deberán verificar los ajustes mecánicos y la lubricación en los componentes del mecanismo de accionamiento, así como en los acoplamientos mecánicos entre el varillaje de accionamiento la caja de mando.
- Se deberá verificar que la regulación de todos los topes de fin de carrera de los polos y los topes de fin de carrera del mecanismo de accionamiento sean concordantes.
- Se deberá comprobar el funcionamiento manual de apertura y cierre.

### **5.2.2 Pruebas y Mediciones**

Las condiciones de operación para las pruebas y mediciones son: mando local, distancia y manual; y se considerarán las siguientes:

#### **a.- Funcionamiento del Seccionador de Potencia**

Se deberán efectuar las siguientes verificaciones, tanto con operación manual como eléctrica

- Que no existan atascamientos o deformaciones en el sistema de transmisión de movimientos(varillaje).
- Que no se produzcan rebotes en los contactos principales cuando el mecanismo de operación alcance las posiciones extremas de cierre y apertura.
- Calibración y ajuste de cuchillas.
- Que el movimiento de extensión o giro de los brazos de contacto sea uniforme y a velocidad regular en las carreras de cierre y apertura.
- Control de operación manual cierre y apertura.

- Que los esfuerzos para operar manualmente el Seccionador sean los normales para este tipo de equipo. Si el accionamiento manual es a través de caja reductora de velocidad, se deberá verificar el movimiento libre del Seccionador antes de su conexión a la caja reductora.
- Que la conexión de los cables primarios a los terminales del Seccionador no modifique las nivelaciones y alineamientos verificados durante el montaje.
- Operación de cierre y apertura con mando eléctrico local, verificando la correcta señalización de la posición.
- Operación de cierre y apertura con mando eléctrico remoto, verificando la correcta señalización de la posición.
- Se verificará la operación y señalización del circuito de emergencia(sí, esta previsto).
- Se verificará, el funcionamiento de la bobina de cierre y se medirá su resistencia de aislamiento.
- Se verificará, el funcionamiento de la bobina de apertura y se medirá su resistencia de aislamiento.
- Se verificará, el funcionamiento de bobinas de los contactores auxiliares y se medirá su resistencia de aislamiento.
- Se verificará, la Calefacción de la caja de mando y se medirá su resistencia de aislamiento.

#### **b.- Aislamiento del Seccionador**

- En cada polo del Seccionador se medirá la resistencia de aislamiento.
- En cada una de las bobinas de la caja de mando.

#### **c.- Medición de la resistencia de contactos del Seccionador**

- Los contactos de las cuchillas principales de cada polo.
- La unión entre cada terminal primario y contactos principales de cada polo.

**d.- Tiempos de operación del Seccionador**

Se deberán medir los tiempos de operación cuando corresponda, para las operaciones de:

- Cierre ©
- Apertura (A)

**e.- En el motor de la caja de mando se deberá medir:**

- Corriente pico apertura y corriente pico de cierre.
- Corriente de operación nominal del motor.
- Resistencia de aislamiento de los devanados.
- Se verificará, el ajuste de la protección térmica del motor.
- Se verificará, la correcta operación del indicador de posición.
- Se verificará, los bloqueos y/o el enclavamiento eléctrico que impide la operación del motor, mientras se ejecuta la operación manualmente.

**f.- Pruebas Varias**

Se deberá verificar el correcto funcionamiento de:

- Alarmas.
- Bloqueos y/o enclavamientos.
- Contactos auxiliares.
- Indicador de posición.
- Tensión de control adecuada al equipo.

**CAPÍTULO VI**  
**LISTADO DE PRECIOS REFERENCIALES**

**Tabla 6.1**

**PRECIOS REFERENCIALES DE INTERRUPTORES Y SECCIONADORES**

<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>CANT.</b>	<b>CIF-ALM ADUANAS</b>	<b>CIF-ALM AD+IGV</b>
<b>1,00</b>	<b>INTERRUPTOR DE POTENCIA</b>			<b>U S \$</b>	<b>U S \$</b>
1,01	72.5 kV 800A 20 kA 325 kV (BIL)	Cjto	1	23,156	27,018
1,02	100 kV 800A 20 kA 450 kV (BIL)	Cjto	1	36,228	42,270
1,03	145 kV 800A 31.5 kA 650 kV (BIL)	Cjto	1	49,923	58,248
1,04	170 kV 800A 31.5 kA 650 kV (BIL)	Cjto	1	54,915	64,073
<b>2,00</b>	<b>SECCIONADORES</b>				
	<b>DE LINEA - CON PUESTA A TIERRA</b>				
2,01	72.5 KV 800A 325 kV (BIL)	Cjto	1	9,810	11,331
2,02	100 KV 800A 450 kV (BIL)	Cjto	1	11,681	13,491
2,03	145 KV 800A 650 kV (BIL)	Cjto	1	16,745	19,340
2,04	170 KV 800A 650 kV (BIL)	Cjto	1	18,419	21,274
	<b>DE BARRAS</b>				
2,05	72.5 KV - 800A 325 kV (BIL)	Cjto	1	8,102	9,357
2,06	100 KV - 800A 450 kV (BIL)	Cjto	1	9,585	11,071
2,07	145 KV - 800A 650 kV (BIL)	Cjto	1	12,669	14,633
2,08	170 KV - 800A 650 kV (BIL)	Cjto	1	13,936	16,096
<b>3,00</b>	<b>INTERRUPTOR DE MEDIA TENSION</b>				
3,01	17.5kV 2000A 20kA 95kV (BIL) EXTERIOR	Un	1	28,024	32,716
3,02	17.5kV 630A 20kA 95kV (BIL) EXTERIOR	Un	1	17,913	20,912
3,03	24 kV 630A 20 kA 125 kV (BIL) EXTERIOR	Un	1	19,704	32,716
3,04	36 kV 630A 20 kA 170kV (BIL) EXTERIOR	Un	1	17,845	20,832
3,05	52 kV 630A 20 kA 250kV (BIL) EXTERIOR	Un	1	28,024	32,716
3,06	17.5 kV 630A 20 kA 170kV (BIL) - RECLOSER	Un	1	15,700	18,329
3,07	36 kV 630A 20 kA 170kV (BIL) - RECLOSER	Un	1	21,048	24,572
<b>4,00</b>	<b>SECCIONADOR DE MEDIA TENSION</b>				
4,01	17.5kV 2000A 20kA 95kV (BIL) EXTERIOR	Cjto	1	2,948	3,433
4,02	17.5kV 630A 20kA 95kV (BIL) EXTERIOR	Cjto	1	2,439	2,840
4,03	36 kV 630A 20 kA 170kV (BIL) EXTERIOR	Cjto	1	3,459	4,028
4,04	52 kV 630A 20 kA 250kV (BIL) EXTERIOR	Cjto	1	5,092	5,929

## **CAPÍTULO VII**

### **PROCEDIMIENTO DE TRABAJO MONTAJE DE EQUIPOS**

Para este caso tomaremos solo de ejemplo el interruptor de 60 KV , donde para el procedimiento del Seccionador de potencia será similar

#### **7.Procedimiento**

##### **7.1.- Objeto**

Establecer el método para asegurar que las operaciones de montaje se realicen en forma segura y eficiente, acorde con las medidas de seguridad pertinentes.

##### **7.2.- Alcance**

Este procedimiento es aplicable para el personal de la Empresa.

##### **7.3.- Ejecución**

- Señalización de la zona de trabajo verificando la señalización preventiva y restrictiva de las obras.
- Ubicación e identificación de cableado, ducteria si en caso existiesen
- Identificación del cableado aéreo en el área de trabajo.
- Realizar el montaje

##### **7.4.- Responsabilidades**

###### **7.4.1.- Del Ingeniero Residente**

- Responsable de cumplir este requerimiento.
- Proporcionara los recursos: materiales humanos y económicos.

###### **7.4.2 Del Supervisor de Seguridad**

- Controlara el cumplimiento del siguiente procedimiento.
- Capacitar al personal que participe en los trabajos de montaje antes de iniciar las labores.

- Verificar el buen estado de las maquinarias equipos y herramientas
- Verificar la señalización del trabajo y el uso de equipos de protección personal
- Reportar inmediato al ingeniero residente cualquier incidente, accidentes, cuasi accidente, y /o falla operacional durante la ejecución del trabajo.

#### **7.4.3 Del Personal Obrero**

- Cumplir estrictamente este procedimiento
- Reportar de inmediato al supervisor cualquier acto o condición subestandar
- Obedecer todas las instrucciones verbales o escritas por el supervisor o el ingeniero residente y acatar las indicaciones de avisos, carteles, señales de seguridad existentes en el área de trabajo.

### **7.5 Recursos**

#### **Maquinarias Y Equipos**

- Camión grúa
- Camioneta
- Caja de distribución eléctrica
- Equipo de soldadura
- Equipo de oxicorte
- Amoladoras

#### **Herramientas**

- Escaleras
- Andamios
- Sogas de nylon
- Estrobos de nylon
- Maleta de herramientas
- Torquímetro
- Nivel
- Wincha metálica, nylon etc
- Arco de sierra
- Martillo
- Clavos

### **Equipos De Protección Personal**

- Uniforme completo
- Casco
- Zapatos aislantes
- Guantes de cuero
- Lentes de seguridad
- Mascarilla descartable para polvo en caso de requerirse
- Respirador para vapores orgánicos
- Correas de seguridad
- Cinturón de seguridad y arnés de seguridad, para el trabajador que ingrese a una altura mayor a 1.8 metros quien estará enganchado a una soga de nylon 5/8” con gancho de doble seguro a un punto de apoyo

### **Sistema De Protección Colectiva**

- Cintas de acordonamiento
- Parante de soporte
- Cerco de malla naranja
- Conos de seguridad
- Carteles y señales preventivas y restrictivas

### **Equipos De Emergencia**

- Radio de comunicaciones
- Botiquín de primeros auxilios

### **Insumos**

- Bidón de agua para beber
- Baño portátil

### **7.6.- Riesgos Asociados**

- Corte por objetos punzo cortantes
- Corte por mal manejo del arco cierra
- Electrocuación por existencia de líneas eléctricas aéreas o subterráneas
- Caída de altura

- Inhalación de partículas sólidas
- Resbalones o tropezones
- Golpes
- Proyección de partículas sólidas
- Ruido

### **7.7.- Directivas De Trabajo**

- Toda la preparación del montaje deberá poseer acordonamiento de seguridad con mallas en el área de trabajo
- Luego de hacer las medidas correspondientes, las cuales se realizaran en forma manual requiriéndose maquinaria para el montaje del interruptor.
- Al inicio de cada jornada el supervisor y/o capataz serán los encargados de dar las charlas de seguridad y las medidas de seguridad pertinentes
- El supervisor evaluará los riesgos asociados a esta labor a fin de adoptar la medida de control pertinente.
- Se utilizará vallas de protección de color anaranjado de plástico.
- El montaje de los interruptores se hará de acuerdo a los planos de disposición general y de detalles.
- El traslado del interruptor se realizará con mucho cuidado, evitando de no dañar al mismo.
- Al momento del izaje este debe realizarse con los estrobos de nylon y amares adecuados
- Una vez colocado el interruptor en su posición final, sobre las bases de los equipos, este debe mantenerse sujeto a la grúa por medio del estrobo; inmediatamente se colocan los pernos de sujeción y se empieza a entornillar para fijar el equipo.
- Se realiza la alineación
- Luego se realiza la nivelación y anclaje del interruptor de acuerdo a planos
- La carga de los polos sólo debe efectuarse por personal especializado y a presión nominal del equipo.
- Luego del montaje y la carga con gas SF<sub>6</sub>, se ha de controlar la hermeticidad en las uniones de tubos .el control se realizará con un detector de fugas de gas.

- Toda el área de trabajo deberá estar ordenada y limpia de cualquier tipo de residuo producto del trabajo.

## **CAPÍTULO VIII**

### **SEGURIDAD EN SUBESTACIONES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **8.1. - Introducción**

La electricidad, tan necesaria en nuestros días para la producción industrial, el transporte, el funcionamiento de edificios, telecomunicaciones, confort domestico, etc., presenta riesgos en su manipulación, para las personas que intervienen en todo los procesos, desde la generación, el transporte y el consumo, tanto para los profesionales que la controlan, como para los usuarios.

Una parte muy importante en el transporte y distribución de la energía eléctrica lo constituyen las Subestaciones y centros de transformación, que sirve de enlace entre las centrales de producción y las líneas de transporte. Distribución y consumo jugando un importantísimo papel en los procesos y funciones siguientes:

- Protección de Líneas y Transformadores.
- Distribución de la energía a las distancias tensiones.
- Transformación de la energía a las distancias tensiones.
- Contener toda los equipos de medida y protección.
- Contener toda la aparamenta y bajarla en los puntos de consumo.
- Etc.

EL “REGLAMENTO SOBRE CONDICIONES TÉCNICAS Y GARANTIAS DE SEGURIDAD EN CENTRALES ELECTRICAS SUBESTACIONES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN”, dice que tiene por objeto, establecer las condiciones eléctricas y garantías técnicas, a que han de someterse las instalaciones eléctricas de mas de 1000 voltios, para:

- Proteger las personas y l integridad y funcionalidad de los bienes que pueden resultar afectados por las mismas instalaciones.
- Conseguir la necesaria regularidad en los suministros de energía eléctrica.

- Establecer la normalización precisa para reducir la extensa tipificación que existe en la fabricación de material eléctrico.
- La óptima utilización de las inversiones, a fin de facilitar, desde el proyecto de las instalaciones, la posibilidad de adaptarlas a futuros aumentos de carga racionalmente previsible”.

## 8.2.- Terminología

A continuación indicamos los términos más generales utilizados en el reglamento citado en el punto anterior y sus Instrucciones complementarias. Se han seguido, en lo posible, las definiciones que figuran para estos términos en las normas UNE.

- **Alta tensión:** Se considera alta tensión nominal superior a 1 KV.
- **Canalización o conducción:** Conjunto constituido por uno o varios conductores eléctricos, por los elementos que los fijan y por su protección magancia, si la hubiera.
- **Central eléctrica:** Lugar y conjunto de instalación, incluidas las construcciones de obra civil y edificios necesarios, utilizadas directa e indirectamente para la producción de energía eléctrica.
- **Centro de transformación:** Instalación provista de uno o varios transformadores reductores de Alta a Baja Tensión con la aparamenta y obra complementaria precisas.
- **Circuito :** Conjunto de materiales eléctricos (conductores, aparamenta, etc.) alimentados por la misma fuente de energía y protegidas contra las sobreintensidades por él o los mismos dispositivos de protección. No quedan incluidos en esta definición los circuitos que forman parte de los aparatos de utilización o receptores.
- **Conductores activos:** En toda instalación se consideran como conductores activos los destinados normalmente a la trasmisión de energía eléctrica. Esta consideración se aplica a los conductores de fase y al conductor neutro.
- **Corriente de defecto a tierra:** Es la corriente total que se deriva a tierra a través de la puesta a tierra; la Corriente de puesta a tierra es la parte de la corriente de defecto que provoca la elevación de potencial de una instalación de puesta a tierra.
- **Corte omnipolar:** Corte de todos los conductores activos de un mismo circuito.

- **Defecto a tierra (o a masa):** Defecto de aislamiento entre un conductor y tierra (o masa).
- **Electrodo de tierra:** Conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con tierra. Los conductores no aislados, colocados en contacto con tierra para la conexión al electrodo, se consideran parte de éste.
- **Instalación de tierra:** El conjunto formado por electrodos y líneas de tierra de una instalación.
- **Instalaciones de tierra separadas:** Dos instalaciones de tierra se denominan separadas cuando entre sus electrodos no existe una conexión específica directa.
- **Interruptor :** Aparato dotado de poder de corte, destinado a efectuar la apertura y el cierre de un circuito, que tiene dos posiciones en las que puede permanecer en ausencia de acción exterior y que corresponden una a la apertura y la otra el cierre del circuito.
- **Línea de tierra:** Es el conductor o el conjunto de conductores que une el electrodo de tierra con una parte de la instalación. Que se haya poner a tierra, siempre y cuando los conductores estén fuera del terreno o colocados en él pero aislados del mismo.
- **Masa de un aparato:** Conjuntos de las partes metálicas de un aparato que, en condiciones, están aisladas de las partes activas.
- **Poner o conectar masa:** Unir eléctricamente un conductor al armazón de una maquina o a una masa metálica.
- **Poner o conectar a tierra:** Unir eléctricamente con la tierra de las partes conductora no perteneciente al mismo por medio por medio de la instalación de tierra.
- **Puesta a tierra de protección:** Es la conexión directa a tierra de las partes conductoras de los elementos de una instalación no sometidos normalmente a tensión eléctrica, pero que pudieran ser puestos en tensión por averías o contactos accidentales, a fin de proteger a las personas contra contactos con tensiones peligrosas.
- **Puesta a tierra de servicio:** Es la conexión que tiene por objeto unir a tierra temporalmente parte de las instalaciones que están normalmente bajo tensión o permanentes ciertos puntos de los circuitos eléctricos de servicio.

Estas puestas a tierra pueden ser:

- **Directas :** Cuando no contienen otra resistencia que la propia de paso a tierra.
  - **Indirectas :** Cuando se realizan a través de resistencias o impedancias adicionales.
- 
- **Punto de puesta a tierra:** Es un punto situado generalmente fuera del terreno, que sirve de unión de las líneas de tierra con el electrodo, directamente o a través de líneas de enlace con él.
  - **Red con neutro a tierra:** Red cuyo neutro está unido a tierra, bien directamente o bien por medio de una inductancia de pequeño valor.
  - **Red con neutro aislado:** Red desprovista de conexión intencionada a tierra, excepto a través de dispositivos de indicación, medida o rotación, de impedancias muy elevadas.
  - **Resistencia a tierra:** Es la resistencia entre un conductor puesto a tierra y un punto de potencial cero.
  - **Seccionador :** Aparato mecánico de conexión que, por razones de seguridad, en posición, asegura una distancia de seccionamiento que satisface a condiciones especificadas. Un seccionador es capaz de abrir y cerrar el circuito cuando es despreciable la corriente a interrumpir o a establecer, o bien cuando no se produce cambio apreciable de tensión en los bornes de cada uno de los polos del seccionador. Es también capaz de soportar corrientes de paso en las condiciones normales del circuito, así como durante un tiempo especificado en condiciones anormales, tales como las de cortocircuitos.
  - **Sobretensión :** Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior al valor máximo que puede existir entre ellos en servicio normal.
  - **Subestación :** Conjunto situado en un mismo lugar de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes: transformación de la tensión, de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos.
  - **Subestación de transformación:** Es la destinada a la transformación de energía eléctrica mediante uno o más transformadores cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras Subestaciones o centros de transformación.
  - **Tensión :** Diferencia de potencial entre dos puntos. En los sistemas de corriente alterna se expresará por su valor eficaz, salvo indicación en contrario.

- **Tensión a tierra o con relación a tierra:** Es la tensión que aparece entre un elemento conductor y la tierra.
  - En instalaciones trifásicas con neutro no unido directamente a tierra, se considera tensión a tierra la tensión entre fases.
  - En instalaciones trifásicas con neutro unido directamente a tierra es la tensión entre fase y neutro.
- **Tensión de contacto:** Es la fracción de la tensión de puesta a tierra que pueda ser punteada por una persona entre la mano y el pie o entre ambas manos. (considerando un metro de separación)
- **Tensión de defecto:** Tensión que aparece a causa de un defecto de aislamiento entre dos masas, entre una masa y un elemento conductor o entre una masa y tierra.
- **Tensión de paso:** Es la parte de la tensión a tierra que puede ser punteada por un ser humano entre los dos pies, considerados el paso de una longitud de un metro.
- **Tensión de puesta tierra:** Tensión que aparece a causa de un defecto de aislamiento entre una masa y tierra (ver Tensión de defecto)
- **Tensión de servicio:** Es el valor de la tensión realmente existente en un punto cualquiera de una instalación en un momento determinado.
- **Tensión nominal:** Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento.
- **Tierra :** Es la masa conductora d la tierra o todo conductor unido a ella por una impedancia despreciable.
- **Transformador para distribución:** Es el que transforma un sistema de corrientes en Alta Tensión en otro en Baja Tensión.
- **Zona de protección:** Es el espacio comprendido entre los límites de los lugares accesibles, por un lado, y los elementos que se encuentran bajo tensión, por otro.

### 8.3. - Riesgos en la Construcción de Subestaciones y Centros de Transformación

#### 8.3.1 Los riesgos en la construcción de este tipo de instalaciones

Cuando se trata de obra nueva, no difiere en mucho de cualquier obra en general, que como éstas necesiten hacer explanaciones, zanjas, taludes, galerías, edificios, etc., y en general toda la obra civil necesaria según proyecto y que tendrá sus peculiaridades y dificultad, según el sitio donde se decida ubicar las instalaciones.

Las medidas preventivas a adoptar en la fase de construcción, cuando no hay cerca instalaciones eléctricas en servicio, son las que se aplicaríamos en cualquier tipo de construcción en función de su magnitud, situación y la fase concreta de su ejecución atendiéndonos a los riesgos existentes en cada momento como por ejemplo: caídas, sobreesfuerzos, etc., que no son objeto de este estudio.

En el presente Capítulo haremos hincapié en los riesgos eléctricos, debido a obras de construcción o ampliación de instalaciones eléctricas, en la proximidad de instalaciones en servicio, sobre todo para evitar el riesgo de contactos directos con partes en tensión.

### **8.3.2 Protección contra los contactos eléctricos.**

Previo a la realización de los trabajos en la proximidad de las instalaciones de A.T., se obtendrá la autorización del técnico responsable de la instalación, cumpliendo fielmente el procedimiento de trabajo, y todas las indicaciones, del responsable de seguridad autorizado y perfecto conocedor de la instalación, en cuanto a los siguientes puntos:

Alejamiento, de las partes activas de la instalación.

Interposición de obstáculos, que impidan todo contacto accidental con las partes activas de la instalación.

Recubrimientos, mediante aislamiento apropiado de las partes activas de la instalación.

Se marcará con gálipos la altura máxima de vehículos y con vallas y otros medios, el límite de las zonas autorizadas para la realización de los trabajos, indicando con señales normalizadas suficientes, la proximidad de los riesgos por contactos con partes en tensión, tanto en el plano horizontal como en el vertical.

Si no puede garantizarse plenamente la seguridad contra los contactos directos, deberá ponerse la instalación fuera de servicio y por consiguiente sin tensión.

### **8.3.3 Las CINCO Reglas de Oro de la Seguridad.**

El objeto fundamental de las siguientes normas de actuación, es determinar las operaciones y comprobaciones que deben ser realizadas en una instalación de Alta Tensión, previamente a la realización de los trabajos sin tensión, con el fin de eliminar los posibles riesgos que puedan presentarse.

Para ello enumeramos las CINCO REGLAS DE ORO DE LA SEGURIDAD, contempladas en el CAPÍTULO VI, Artículo 62, Apartado 1 de la Ordenanza General de la Seguridad e Higiene en el trabajo:

- 1° Abrir con corte visible todas las posibles fuentes de tensión mediante interruptores y seccionados que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.
- 2° Encorvamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte.
- 3° Reconocimiento de la ausencia de tensión.
- 4° Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.
- 5° Colocar las señales de seguridad adecuadas delimitando la zona de trabajo.

Estas cinco reglas deben tenerse siempre presentes a la hora de prepararse para un trabajo en una instalación eléctrica de Alta Tensión y durante ejecución del mismo.

#### **8.4.-Consideraciones Reglamentarias**

En el CAPÍTULO VI “ELECTRICIDAD” de la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo, Art. 62. Ap 2 dice lo siguiente:

Lo dispuesto en el artículo (se refiere al apartado 1, aplicación de las CINCO Reglas de Oro de la Seguridad ) no será obligatorio en los trabajos en tensión, en las instalaciones eléctricas de A.T. que se realicen en las siguientes condiciones:

- Con métodos de trabajo específico.
- Con material de seguridad, equipo de trabajo y herramientas adecuadas.
- Con autorización especial del técnico designado por la empresa, que indicara expresamente al procedimiento a seguir en el trabajo.
- Bajo vigilancia constante del personal técnico, habilitado al efecto, que como jefe del trabajo vera por el cumplimiento de las normas de seguridad prescritas.
- Siguiendo las normas que se especifiquen en las Instrucciones para este tipo de trabajos.
- En todo caso se prohíbe esta clase de trabajos a personal que no este especializado.

## 8.5. - Seguridad en la Explotación

Cuando los trabajos hay que realizarlos en la instalación que se encuentra funcionando en explotación, por la necesidad de acometer obras de ampliación o mejora, además de garantizar la seguridad de los trabajadores, también debe garantizarse la seguridad en el suministro y el correcto funcionamiento de las instalaciones, según las condiciones previstas en los planes de intervención.

**8.5.1** Para garantizar el servicio a todos los usuarios de la instalación, se programaran con antelación las intervenciones haciendo que estas incluyan lo menos posible en la calidad del servicio, previendo de antemano las consecuencias de maniobras, paradas, descargos, etc. Y en general la influencia de las intervenciones en cada una de las partes de la instalación.

**8.5.2** Se debe contar con todos los usuarios afectados, para tener su conformidad y el enterado de cuanto y como se va a intervenir en la instalación, el tiempo que va a estar sin servicio, si va a estar en servicio provisional, etc.

**8.5.3** Es muy importante si debido a las intervenciones que supongan dejar sin servicio toda o parte de una instalación, se va a emplear algún suministro alternativo:

- una línea de reserva.
- Alguna instalación provisional.
- Un grupo de generador para alimentar receptores concretos.
- Etc.

Todas estas circunstancias deben de estar muy claras y todos los responsables de los trabajos y de las intervenciones. Los deben conocer hasta los mínimos detalles, sabiendo:

- Quien es el coordinador general.
- Quien se encarga de cada etapa, trabajo o labor.
- Nombrar interlocutor valido, reconocido y responsable.
- El orden claro, de las maniobras de parada y puesta en servicio.

Para evitar que una maniobra errónea, o por una conexión no prevista, puedan aparecer tensiones de retorno en algún punto de la instalación, convirtiéndolo esta circunstancia en una trampa mortal.

**8.5.4** Las maniobra de parada se harán desconectando la instalación SIEMPRE de abajo hacia arriba, empezando por los receptores individuales y las líneas menos importantes, para ir avanzando aguas arriba hacia la partes de mas potencia de la instalación, interruptores de líneas parciales, interruptores generales de cuadros, salida de transformadores, alimentación de transformadores, y así, hasta donde esa preciso llegar en la desconexión de la instalación.

Esta forma de realizar las maniobras supone abrir los interruptores y contactares con la menor carga posible, o sea, en las mejores circunstancias para evitar la sobrecarga y el deterioro innecesario.

**8.5.5** Unas vez concluidas las intervenciones, para reponer el servicio se actuara en sentido inverso a los descritos en el punto anterior y por la misma razón, conectando primero aguas arriba dando servicio a los transformadores de potencia y luego las líneas repartidoras y por últimos los distintos receptores según la demanda del proceso.

Esta forma de realizar las maniobras es la más racional teniendo en cuenta situaciones generales, para casos concretos y si existen especificaciones particulares, deben seguirse estas al pie de la letra, tal como este establecido para cada caso.

## **8.6. Revisiones Periódicas de Mantenimiento**

Los propietarios de las instalaciones, incluidas en el Reglamento de Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, deberán presentar antes de su puesta en marcha, un contrato puesta en marcha, un contrato, suscrito con persona física o jurídica competente, en el que estas se hagan responsables de mantener la instalaciones en el debido estado de conservación y funcionamiento.

Si el propietario de la instalación a juicio del Órgano competente, dispone de los medios y organización necesarias para efectuar su propio mantenimiento, podrá eximirse de la obligación de presentación de dicho contrato.

### 8.6.1 Maniobras en instalaciones eléctricas de A.T

a.- Se define como maniobras, toda intervención realizada sobre los equipos de una instalación, tendente a modificar su situación y por consiguiente el servicio de la propia instalación como por ejemplo:

- Dar servicio a un circuito.
- Arrancar unos receptores o un proceso.
- Parar unos receptores o un proceso.
- Dejar sin tensión una instalación o parte de ella.
- Dejar una instalación en condiciones de seguridad para realizar trabajos en ella, revisiones periódicas de mantenimiento y reglamentarias, etc.

b.- Todas las maniobras de instalaciones de A.T se realizarán por personal calificado conocedor de las instalaciones y de las características de los usuarios que reciben servicio; además deberá:

- asegurarse sobre que parte de la instalación quiere actuar, y si es posible realizar la maniobra, sin perturbar de forma innecesaria a los distintos usuarios.
- Desconectar primero los receptores, después los circuitos secundarios en orden de menor a mayor y por último el circuito principal.
- Para reponer el servicio actuar en sentido inverso a lo indicado en el punto anterior.
- Cuando la realización de maniobras, sea para la intervención, manipulación, preparación o modificación de la instalación eléctrica se prestará especial atención a lo indicado en “ REVISIONES PERIÓDICAS DE MANTENIMIENTO”.

#### **Preparación para el trabajo**

Antes de acometer un trabajo es muy importante definir con precisión la parte de instalación afectada y consecuentemente las maniobras requeridas para preparar la instalación para realizar los trabajos.

En esta etapa debe nombrarse el Jefe de Trabajos que será el responsable de todas las operaciones que vayan a realizarse en esta instalación teniendo además responsabilidad directa sobre la seguridad de todo el personal a su cargo en este trabajo.

**Colocar las señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.**

Este punto SIEMPRE se observa con especial atención cuando se intervenga en proximidad de instalaciones en servicio, circunstancia que suele darse con mas frecuencia, en labores de mantenimiento.

Además de dejar la instalación a intervenir fuera de servicio, cuando el método empleado es trabajar sin tensión se observaran escrupulosamente las CINCO reglas de oro de la seguridad, en especial la quinta que trata de señalar y delimitar la zona de trabajo.

Antes de nada es muy importante señalar que en una instalación eléctrica de Alta Tensión puesta a Tierra no puede realizar trabajos todavía.

Previamente es necesario analizar las siguientes acciones:

Verificar si existen otras instalaciones en tensión en las proximidades, comprobando en este caso que se cumplen SIEMPRE, en las condiciones más desfavorables, al menos las distancias de seguridad mínimas para trabajos en proximidad de tensión, que son las siguientes en la Tabla 8.1;

**Tabla 8.1**

<b>TENSION ENTRE FASES (KV)</b>	<b>DISTANCIA MINIMA (m)</b>
Hasta 10	0.80
Hasta 15	0.90
Hasta 20	0.95
Hasta 25	1.00
Hasta 30	1.10
Hasta 45	1.20
Hasta 66	1.40
Hasta 110	1.80
Hasta 132	2.00
Hasta 220	3.00
Hasta 380	4.00

Cuando no existe certeza de cumplimiento de estas distancias o bien el tipo de trabajo así lo aconseja, se colocaran pantallas aislantes de separación. Si esto no fuese posible se pondrán fuera de servicio y a tierra las instalaciones próximas en tensión.

Por ultimo debe delimitarse la zona de trabajo cuando esta no es evidente, utilizando alguno de los dispositivos siguientes:

- Vallas
- Cintas
- Cadenas

- Pantallas, etc.

### **Comprobaciones previas a la puesta en servicio**

- Comprobar que todas las protecciones, equipos y aparataje en general, sobre todo las que se hayan manipulado, se encuentran en perfectas condiciones de funcionamiento y libre en todos sus recorridos de actuación.
- Comprobar que han sido retiradas todas las herramientas, mediadas de protección y seguridad citadas anteriormente, como se pueden ser las puestas en cortocircuito y a tierra de las fases activas, etc.
- Comprobar que todas las partes activas que van a estar sometidas a tensión están debidamente aisladas.

Si hay varias personas en el equipo, al menos dos, verifican este punto, entre ellas el responsable.

- Cerrar todos los compartimentos, vallas, etc., dejando la instalación en condiciones de ser puesta en servicio.
- Para establecer servicio en la instalación proceder como se indica mas adelante.

### **Secuencia de operación de puesta en servicio de un Centro de Transformación.**

- Cerrar el seccionador general
- Cerrar el interruptor general
- Cerrar el seccionador o seccionados de A.T. correspondientes a los transformadores que ha de estar en servicio
- Cerrar los interruptores de A.T correspondiente a los seccionados citados en el punto anterior. Cuando el interruptor esta dotado de carro extrapole no es necesario el seccionador para garantizar el corte visible.
- En estas circunstancias los transformadores ya han sido alimentados y puedes verificarse si en realidad hay tensión en B.T a veces esto se percibe por el zumbido que el transformador produce al funcionar.
- Insertar los interruptores de baja tensión si estos son extraíbles.

Cuando se acoplan transformadores en paralelo es perceptivo, para trabajos en cualquiera de ellos, poder abrir con corte visible en A.T y B.T con interruptores y seccionadores que aseguren la imposibilidad de cierre intempestivo.

- Cerrar los interruptores de B.T. y comprobar la presencia de tensión en el embarrado de distribución de B.T.
- Una vez comprobada la presencia de tensión en barras de distribución en B.T., ir conectado los distintos receptores de forma escalonada, observando su correcta puesta en servicio.

#### **Secuencia de operaciones de Puesta fuera de Servicio de un Centro de Transformación.**

- Asegúrese de que todos los receptores, pueden desconectarse sin ningún compromiso para la instalación ni para las personas del entorno.
- Proceder en el orden inverso al indicado en el punto anterior.

### **Revisiones Periódicas Reglamentarias**

**8.7.1** Según los artículos 2 y 92 del Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía, (Decreto 12.3.1954) y modificaciones, así como el Real Decreto 3.275/82 de 12.11.82, por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantía de Seguridad en Centrales Eléctricas subestaciones y Centros de Transformación, también la Orden del 6 de Julio de 1984 que publicó las Instrucciones Técnicas Complementarias (MIE-RAT) que desarrollan el anterior Reglamento, normas UNE de obligado cumplimiento y normas concordantes, han sentado las bases que permiten la regulación y ordenación de la actividad en las Centrales Eléctricas Subestaciones y Centros de transformación.

Esta normativa prescribe la obligatoriedad de la realización de unas inspecciones periódicas oficiales en las instalaciones eléctricas de Alta Tensión, a fin de comprobar las Condiciones Reglamentarias de dichas instalaciones eléctricas, de acuerdo con la legislación aplicable en vigor.

**8.7.2** El art. 13 del R.D. 3.275 de 12.11.82, dice que para alcanzar los objetivos de seguridad de este Reglamento, se efectuarán inspecciones periódicas de las instalaciones. Estas inspecciones se realizarán, al menos, cada tres años pudiéndose establecer condiciones especiales en las Instrucciones Técnicas Complementarias (MIE-RAT). El

titular de la instalación cuidara de que dichas inspecciones se efectúen en los plazos previstos.

Las inspecciones periódicas se realizaran por las Direcciones Provinciales del Ministerio de Industria y Energía, o en su caso por los Organos Competentes de las Comunidades Autónomas o bien por Entidades Colaboradoras del Ministerio de Industria y Energía facultadas para la aplicación de la Reglamentación Eléctrica, si incluyen entre sus campos de actuación las instalaciones que van a inspeccionar.

### **8.7.3 Comprobaciones.**

En las Subestaciones y Centros de transformación de Energía Eléctrica, al menos se comprobaran los siguientes elementos: ,

- a) Puesta a Tierra.
- b) Transformadores.
- c) Aparenta.
- d) Embarrados, conductores aisladores, protección contra contactos accidentales y conexiones.
- e) Locales y protección.
- f) Protecciones del lado primario y secundario de los transformadores.
- g) Documentación.

### **Puesta a Tierra de Protección.**

Deberán estar conectadas a tierra de protección los siguientes elementos.

- Chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Envoltentes de los conjuntos armarios metálicos.
- Vallas y cercas metálicas.
- Carcasas de transformadores.
- Blindajes metálicos de cables.
- Tuberías y conductos metálicos.
- Estructuras y armaduras metálicas del edificio que contenga el C de T.

### **Puesta Tierra de Servicio.**

Deberán estar conectados a esta tierra:

Neutros de los transformadores, directamente o a través de impedancia.

- Neutros de generadores, si procede.
- Circuitos de B.T. de transformadores de medida.
- Pararrayos, autovalvulas, limitadores, descargadores, etc.
- Elementos de derivación a tierra de los seccionados de P.A.T.

Se comprobara que la sección de los conductores utilizados en la instalación de puesta a tierra (P.A.T) sea como mínimo de 25 mm<sup>2</sup> de cobre o equivalente, (35 mm<sup>2</sup> para conjuntos de envolvente metálica), dichos conductores deberán ser desnudos, fáciles de seguir en todo su recorrido y que no presenten ningún síntoma de corrosión, oxidación, disminución de sección, etc.

Se medirá el valor de la resistencia de P.A.T: (deberá ser inferior a 20 ohmio), y cuando proceda o se exija, medir también tensión de paso y contacto.

### **Transformadores**

- Nivel del liquido dieléctrico, refrigerante y si existen perdidas.
- Ruedas ancladas para evitar desplazamientos.
- Placa indicadora de P.C.B., si se emplea este liquido dieléctrico.
- Protección de sobrecarga y cortocircuito.
- Otras protecciones de: Sobreprecios, humedad, etc.
- Medir aislamiento A.T / Tierra. A.T. / B.T. y B.T. Tierra.

### **Aparamenta.**

Se comprobará el estado de:

- Autovalvulas.
- Seccionadores.
- Interruptores.
- Fusibles.

Sistemas de protección, relees directos o indirectos.

- Equipos de medida, transformadores de medida.
- Condensadores, mejora del factor de potencia (cos fi.)
- Baterías de acumuladores.

**Embarrados, conductores aisladores, protección contra contactos accidentales y conexiones.**

- Distancia de Seguridad.
- Alturas de embarrados sobre pasillos de tránsito.
- Secciones ( mínimo 8mm  $\varnothing$  para varilla de cobre o equivalente).
- Conexiones.
- Aisladores.
- Protección Antiescalada.
- Estado General.

**Locales y protección.**

- Humedades.
- Cerramientos.
- Dimensión de pasillos.
- Puertas de acceso.
- Rótulos, señalización, indicación de peligros.
- Esquema unifilar.
- Instrucciones, generales, de primeros auxilios.
- Ventilación, natural o forzada.
- Elemento de seguridad, guantes, pértiga, banqueta, etc.
- Sistema contra Incendios.
- Dispositivo de recogida de líquidos aislantes.
- Materiales ajenos a las instalación.
- Iluminación, alumbrado de emergencia.
- Instalaciones ajenas.
- Estado de limpieza y mantenimiento.

**Protecciones del lado primario y secundario de los transformadores**

- Interruptor general.
- Características.
- Protección contra contactos. Directos.
- Estado general.

**Documentación.**

- Contrato con empresa de mantenimiento.
- Libro de instrucciones de control y mantenimiento.

**8.7.4** Cuando las instalaciones objeto de inspección se encuentra en servicio y no sea posible su puesta fuera de servicio para realizar algunas de las medidas citadas en el punto anterior, estas serán sustituidas por la Inspección documental de las actividades de mantenimiento a que es sometida la instalación.

En este sentido, se revisará al menos la documentación correspondiente a interruptores, seccionados, transformadores, protecciones y puestas a tierra.

**8.7.5** Es responsabilidad del titular de la instalación el mantenimiento de las condiciones mínimas, en cuanto a limpieza, luz y seguridad para la realización de las pruebas Reglamentarias.

**8.7.6 Medios Técnicos.**

Para la realización de los controles y pruebas será necesario disponer además de los equipos de seguridad y medida, necesarias para la realización, de las comprobaciones reglamentarias, del siguiente material de seguridad específico:

- Pértiga detectora de tensión.
- Pértiga de maniobra.
- Equipo de pista en cortocircuito y puesta a tierra.
- Guantes aislantes.
- Banqueta aislante.
- Casco de seguridad aislante.
- Gafas de seguridad o pantallas de protección del rostro.

**8.7.7** También las operaciones y trabajos de inspección se realizarán en presencia y bajo la dirección de un inspector (técnico titulado o superior) que podrá auxiliarse del personal que sea necesario.

El usuario o la empresa responsable del mantenimiento deberá, así mismo, estar presente durante la inspección, como mínimo con una persona con suficiente conocimiento de la instalación, que sería la encargada de facilitar el acceso e identificar los circuitos.

En ningún caso deberá realizarse sin la presencia de al menos dos personas en la instalación a inspeccionar.

## **CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

1. El mantenimiento es y debe ser una de las actividades más importantes dentro de una subestación. Cuando se habla de mantenimiento inmediatamente se piensa en reparaciones, esto quiere decir que el equipo o los equipos se dañaron o está empezando a deteriorarse.
2. Como hemos podido ver sobre la importancia del mantenimiento a las subestaciones para este caso estudiamos solo dos componentes de una subestación como son el Interruptor y Seccionador de Potencia donde lo más importante es garantizar la disponibilidad del servicio en el sistema, vemos que optimizando las actividades de mantenimiento podremos disminuir los costos de operación prolongando así la vida útil de los equipos en estudio, con un buen mantenimiento podremos obtener una vida más larga de estos, pero no solo una vida más larga sino también la seguridad del sistema y de la seguridad también de la propia vida humana
3. En el presente trabajo hacemos énfasis en el mantenimiento al área primordial de la empresa como son las subestaciones, ya que ello van a ser las encargadas de llevar la energía eléctrica a cada una de nuestras casas, industrias y comercios.

### **RECOMENDACIONES**

1. Hoy en día los equipos, dispositivos, accesorios y herramientas han aumentado considerablemente sus costos y por supuesto sus repuestos, de ahí la importancia de la de una buena, planificada inspección y mantenimiento.
2. Queda demostrado la facilidad en la cual puede realizarse un mantenimiento a tiempo antes de que ocurra la interrupción y ocasione grandes pérdidas para la subestación y al cliente final, objetivo importante de éste informe.

3. Una recomendación importante es la Seguridad que debe de tener una subestación. al realizar tanto la inspección como el mantenimiento, todo personal que labora dentro de ella debe que trabajar con sus respectivos equipos e implementos de seguridad donde se tiene que poner los cinco sentidos cuando se trabaja, siempre bajo las ordenes de personas especializadas en dicho tema .
4. Para este informe se ha considerado el tema de fallas en el Interruptor de Potencia en la que se cita las diferentes fallas. de hay que tenemos que tomar, todas las consideraciones citadas.
5. Para el montaje de los equipos debemos de tomar en consideración las normas, recomendaciones del fabricante utilizando siempre los equipos y las herramientas adecuadas que se recomiende.

## **ANEXO A**

- 1.1 Protocolos de Pruebas del Interruptor y Seccionador de Potencia
- 1.2 Listado Baremos de Edelnor
- 1.3 Descripción de Baremos Edelnor
- 1.4 Catálogo de Seccionador de Potencia – Alstom
- 1.5 Catálogo de Interruptor de Potencia - Alstom

Sección Obras SS/EE y Líneas AT		Fecha de Prueba:		
PROTOCOLO DE PRUEBAS		Fecha de P.Serv:		
INTERRUPTOR DE POTENCIA				
SET :		OBRA:		
		CELDA:		
Pos.	CARACTERÍSTICAS			
1	Marca			
2	Tipo			
3	N° de Fábrica			
4	N° Kardex			
5	Corriente de Cortocircuito (kA)			
6	Tensión Nominal (kV)			
7	Corriente Nominal ( A )			
8	Ambiente de instalación			
9	Material Extintor			
10	Presión Nominal (Bar) (Mpa)			
11	Mando			
12	Ciclo de maniobras			
13	Peso (kg)			
14	Año de Fabricación			
Pos.	CONTROLES	RESULTADOS		
A	MONTAJE ELECTROMECÁNICO	R	S	T
1	Montaje correcto de piezas y accesorios			
2	Alineamiento y nivel de bases			
3	Alineamiento y nivel de polos			
4	Alineamiento y nivel de caja de mandos			
5	Indicador de posiciones (abierto -cerrado)			
6	Distancia mínima F/T (mm)			
7	Distancia mínima F/F (mm)			
8	Intercambiabilidad interruptores			
9	Ajuste pernos soporte (Lb-pie) (N-m) (kg-cm) (Lb-pulg)			
10	Ajuste de bornes (Lb-pie) (N-m) (kg-cm) (Lb-pulg)			
11	Pintura equipo (color)			
12	Pintura soporte (color - espesor en Mills)			
13	Lubricación			
14	Limpieza General			
B	CAJA DE MANDOS			
1	Tensión nominal de operación motor (Vdc)			
2	Corriente consumo máxima motor (A)			
3	Control fines de carrera motor A/C			
4	Control calefacción			
5	Tiempo rearme de motor (seg)			

Sección Obras SS/EE y Líneas AT

## PROTOCOLO DE PRUEBAS

Fecha de Prueba:

Fecha de P.Serv:

## INTERRUPTOR DE POTENCIA

SET :

OBRA:

CELDA:

Pos.	CONTROLES			
<b>C</b>	<b>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</b>	<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>
1	Temperatura ambiente °C			
2	F/Masa con Megger 5 kVdc (Megaohmios)			
3	F/F con Megger 5 kVdc (Megaohmios)			
<b>D</b>	<b>MANDOS</b>			
1	Mando local C-A del interruptor			
2	Mando remoto C-A del interruptor			
3	Mando remoto C-A int con tensión nominal			
4	Apertura de emergencia			
5	Bloqueo mando C-A int. simultáneamente.			
6	Operación relé Antibombeo			
7	Carga manual resorte (N° de vueltas)			
8	Operación del relé Antibombeo			
9	Señal baja presión de SF6			
10	Bloqueo baja presión SF6			
11	Posición inicial contador de maniobra (Número)			
<b>E</b>	<b>VARIOS</b>			
<b>E.1</b>	<b>RESISTENCIA CONTACTOS (100 Adc)</b>	<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>
1	Resistencia contacto interruptor (microohm)			
2	Resistencia en borne de interruptor (microohm)			
<b>E.2</b>	<b>SIMULTANEIDAD DE FASES</b>	<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>
1	Tiempo de cierre (mseg)			
2	Tiempo a apertura (mseg)			
3	Diferencia de tiempo entre polos al cierre (mseg)			
4	Diferencia de tiempo entre polos apertura (mseg)			
<b>E.3</b>	<b>LLENADO SF6 (SEGÚN CURVA FABRICANTE)</b>			
1	Funcionamiento contacto alarma (Bar) (Mpa)			
2	Funcionamiento contacto apertura (Bar) (Mpa)			
3	Fuga SF6			
<b>E.4</b>	<b>OTROS</b>			
1	Respuesta a los equipos de protección con alarma y señalización.			

OBSERVACIONES:

Controló :

Revisó

V°B°

Sección Obras SS/EE y Líneas AT		Fecha de Prueba:		
PROTOCOLO DE PRUEBAS		Fecha de P. Serv:		
SECCIONADOR DE BARRAS				
SET :		OBRA:		
		CELDA:		
Pos.	CARACTERÍSTICAS			
1	Marca			
2	Tipo			
3	N° Fábrica			
4	N° Kardex			
5	Vn (kV)			
6	In (A)			
7	Ambiente de instalación			
8	Mando			
9	Peso (Kg)			
10	Año de Fabricación			
Pos.	CONTROLES	RESULTADOS		
A	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	R	S	T
1	Posición correcta de montaje de piezas y accesorios			
2	Alineamiento y nivelación de bases			
3	Alineamiento y nivelación de polos			
4	Alineamiento y nivelación de cuchillas			
5	Alineamiento de ejes de acoplamiento entre polos			
6	Alineamiento varillaje de acoplamiento a caja mando			
7	Nivelación caja de mandos			
8	Puesta a tierra			
9	Indicador de posición : abierto - cerrado			
10	Distancia mínima F/F (mm)			
11	Distancia mínima F/T (mm)			
12	Ajuste pernos soporte (Lb-pie) (N-m) (kg-cm) (Lb-pulg)			
13	Ajuste de bornes (Lb-pie) (N-m) (kg-cm) (Lb-pulg)			
14	Pintura equipo (color)			
15	Pintura soporte (color - espesor en Mills)			
16	Lubricación			
17	Limpieza en general			

Sección Obras SS/EE y Líneas AT		Fecha de Prueba:		
PROTOCOLO DE PRUEBAS		Fecha de P. Serv:		
SECCIONADOR DE BARRAS				
SET :		OBRA:		
		CELDA:		
Pos.	CONTROLES	RESULTADOS		
<b>B</b>	<b>RESISTENCIA CONTACTOS (100 Adc)</b>	<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>
1	Resistencia contacto seccionador (microohm)			
<b>C</b>	<b>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</b>	<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>
1	Temperatura ambiente °C			
2	F/Masa con Megger 5 kVdc (Megaohmios)			
3	F/F con Megger 5 kVdc (Megaohmios)			
<b>D</b>	<b>CAJA DE MANDOS</b>			
1	Tensión nominal de operación motor (Vdc)			
2	Corriente consumo máxima motor (A)			
3	Control fines de carrera motor A/C			
4	Control calefacción			
5	Tiempo de accionamiento Apertura (seg)			
6	Tiempo de accionamiento Cierre (seg)			
7	Funcionamiento contactos auxiliares			
<b>E</b>	<b>MANDOS</b>			
1	Mando local C-A del seccionador			
2	Mando remoto C-A del seccionador			
3	Apertura de emergencia			
4	Bloqueo mando C-A int. simultáneamente.			
5	Bloqueo eléctrico mando cuchilla principal con secc. P/T			
6	Bloqueo mecánico mando cuchilla principal con secc. P/T			
7	Operación del relé Antibombeo			
<b>OBSERVACIONES:</b>				
Controló :		Revisó		VºBº

Sección Obras SS/EE y Líneas AT		Fecha de Prueba:		
PROTOCOLO DE PRUEBAS		Fecha de P.Serv:		
SECCIONADOR DE LÍNEA				
SET :		OBRA:		
		CELDA:		
Pos.	CARACTERÍSTICAS			
1	Marca			
2	Tipo			
3	N° Fábrica			
4	N° Kardex			
5	Vn (kV)			
6	In (A)			
7	Ambiente de instalación			
8	Mando			
9	Peso (Kg)			
10	Año de Fabricación			
Pos.	CONTROLES	RESULTADOS		
A	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	R	S	T
1	Posición correcta de montaje de piezas y accesorios			
2	Alineamiento y nivelación de bases			
3	Alineamiento y nivelación de polos			
4	Alineamiento y nivelación de cuchillas			
5	Alineamiento de ejes de acoplamiento entre polos			
6	Alineamiento varillaje de acoplamiento a caja mando			
7	Nivelación caja de mandos			
8	Puesta a tierra			
9	Indicador de posición : abierto - cerrado			
10	Distancia mínima F/F (mm)			
11	Distancia mínima F/T (mm)			
12	Ajuste pernos soporte (Lb-pie) (N-m) (kg-cm) (Lb-pulg)			
13	Ajuste de bornes (Lb-pie) (N-m) (kg-cm) (Lb-pulg)			
14	Pintura equipo (color)			
15	Pintura soporte (color - espesor en Mills)			
16	Lubricación			
17	Limpieza en general			

Sección Obras SS/EE y Líneas AT

Fecha de Prueba:

**PROTOCOLO DE PRUEBAS**

Fecha de P.Serv:

**SECCIONADOR DE LÍNEA**

SET :

OBRA:

CELDA:

Pos.	CONTROLES	RESULTADOS		
<b>B</b>	<b>RESISTENCIA CONTACTOS (100 Adc)</b>	<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>
1	Resistencia contacto seccionador (microohm)			
<b>C</b>	<b>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</b>	<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>
1	Temperatura ambiente °C			
2	F/Masa con Megger 5 kVdc (Megaohmios)			
3	F/F con Megger 5 kVdc (Megaohmios)			
<b>D</b>	<b>CAJA DE MANDOS</b>			
1	Tensión nominal de operación motor (Vdc)			
2	Corriente consumo máxima motor (A)			
3	Control fines de carrera motor AVC			
4	Control calefacción			
5	Tiempo de accionamiento Apertura (seg)			
6	Tiempo de accionamiento Cierre (seg)			
7	Funcionamiento contactos auxiliares			
<b>E</b>	<b>MANDOS</b>			
1	Mando local C-A del seccionador			
2	Mando remoto C-A del seccionador			
3	Apertura de emergencia			
4	Bloqueo mando C-A int. simultáneamente.			
5	Bloqueo eléctrico mando cuchilla principal con secc. P/T			
6	Bloqueo mecánico mando cuchilla principal con secc. P/T			
7	Operación del relé Antibombeo			
<b>OBSERVACIONES:</b>				
Controló :		Revisó	Vº	

<b>Listado de Baremos EDELNOR</b>		<b>Unidad</b>	<b>\$/</b>
<b>Interruptores AT</b>			
78405	Inspección y recepción de equipo 245 kV - Interruptor de Potencia	C/U	714,59
78406	Montaje de estructura soporte para interruptor tripolar 245 kV	C/U	398,68
78407	Montaje de estructura soporte para interruptor unipolar 245 kV	C/U	185,69
78408	Montaje polo interruptor 245 kV	C/U	183,11
78409	Acoplamiento entre polos de interruptor 245 kV	C/U	205,91
78410	Inspección y recepción de equipo 72.5 kV - Interruptor de Potencia	C/U	116,49
78411	Montaje de estructura soporte para interruptor tripolar 72.5 kV	C/U	187,77
78412	Montaje de estructura base de interruptor extraíble tipo interior 72.5 kV	C/U	161,87
78413	Montaje de contactos fijos de interruptor extraíble tipo interior 72.5 kV	C/U	117,97
78414	Montaje de interruptor tripolar tipo exterior 72.5 kV	C/U	251,45
78415	Montaje de interruptor tripolar extraíble tipo interior 72.5 kV	C/U	172,69
78416	Montaje mecanismo de operación - Interruptor de Potencia 245 o 60 kV	C/U	110,47
78417	Llenado con gas SF6 Interruptor de Potencia 245 o 60 kV	C/U	175,59
78418	Ejecución de ajustes de acuerdo a torques del fabricante - Interruptor de Potencia 245	C/U	35,77
78419	Pruebas y verificación de instrumentos indicadores - Interruptor de Potencia 245 o 60	C/U	47,62
78420	Pruebas de operación local - distancia (Interruptor de Potencia 245 o 60 kV)	C/U	54,91
78421	Medición de tiempos de operación y análisis de carrera (Interruptor de Potencia 245 o	C/U	61,45
78422	Medición de resistencia de contactos Interruptor de Potencia 245 o 60 kV	C/U	136,55
78423	Limpieza general Interruptor de Potencia 245, 60 kV	C/U	18,46
78424	Pruebas señales de estado Interruptor de Potencia 245 o 60 kV	C/U	49,75
<b>Interruptores MT</b>			
78425	Inspección de accesorios Interruptor 10 kV	C/U	40,75
78426	Montaje de fabricaciones metálicas para celda tipo estructural - Interruptor 10 kV	C/U	121,80
78427	Montaje de interruptor 10 kV tripolar extraíble	C/U	107,36
78428	Ejecución de ajustes de acuerdo a torques del fabricante - Interruptor 10 kV	C/U	15,69
78429	Pruebas y verificación de instrumentos indicadores - Interruptor 10 kV	C/U	15,69
78430	Pruebas de operación local - distancia Interruptor 10 kV	C/U	42,85
78431	Medición de tiempos de operación y análisis de carrera - Interruptor 10 kV	C/U	54,00
78432	Medición de resistencia de contactos y aislamiento - Interruptor 10 kV	C/U	87,55
78433	Limpieza general Interruptor 10 kV	C/U	13,60
78434	Pruebas señales de estado Interruptor 10 kV	C/U	44,42
<b>Mantenimiento especializado de seccionadores de potencia</b>			
79548	Suministro y cambio total de pernos con su tuerca y dos arandelas de presión (por pernos de acero inoxidable)	Global	185,00
79549	Suministro y cambio de resistencias de calefacción y retención.	Global	159,10
79550	Suministro e instalación de termostato.	Unidad	97,13
79551	Suministro y nivelado de aceite a la caja de mecanismos.	Global	194,25
79552	Suministro y cambio de contactores y llave termomagnética.	Global	505,05
79553	Mantenimiento general. limpieza, lubricación, engrase y pintado de todas las partes metálicas del Seccionador	Global	370,00
79554	Limpieza de los contactos de las regletas .	Unidad	32,38
79555	Suministro e instalación de rótulos.	Unidad	114,70
79556	Suministro y cambio de carbones.	Unidad	55,50
79557	Desmontaje y montaje de los brazos de los contactos principales.	Global	161,88
79558	Plateado de los contactos principales del seccionador (incluye pintado).	Global	323,75
79559	Suministro y cambio de pernos de acero inoxidable	Global	277,50
79560	Suministro y cambio de planchas bimetalicas.	Global	307,10
79561	Pruebas eléctricas del seccionador tripolar 60kV: Resistencia de contactos principales, resistencia de aislamiento y pruebas me	Unidad	185,00
79540	Cambio Seccionador tripolar con puesta a tierra 60kV - Tipo exterior de similares características.	Unidad	462,50
79541	Mantenimiento mecánico y eléctrico de Caja de accionamiento (Seccionador Motorizado 60 kV)	Global	555,00
79542	Mantenimiento de Caja de Mando - Contactores	Global	92,50
79543	Mantenimiento de Contactos auxiliares	Global	55,50
79544	Mantenim Base, Columnas, Cuchillas, Pines, Varillaje Seccionador (incl. cambio gral. de pernos, arandelas planas y de presión por pern	Global	555,00
79545	Plateado de contactos hembra y macho de seccionador tripolar 60 kV.	Global	462,50
79546	Pintado Total del Seccionador tripolar 60kV.	Global	277,50
79547	Pruebas eléctricas del seccionador tripolar 60kV: Resistencia de contactos, resistencia de aislamiento, y pruebas mecánicas fun	Unidad	268,25

<b>Listado de Baresmos EDELNOR</b>		<b>Unidad</b>	<b>\$/.</b>
79562	Mantenimiento general de la caja de mando y las cuchillas principales del seccionador.	Unidad	249,75
79563	Suministro y cambio de rodajes.	Unidad	115,63
79564	Plateado de los contactos principales del seccionador.	Global	185,00
79565	Pintado de todas las partes metálicas del Seccionador	Global	197,95
79566	Suministro y cambio de pernos con arandela y resortes.	Global	175,75
79567	Suministro y cambio de resistencias de calefacción y retención.	Unidad	159,10
79568	Suministro e instalación de un termostato	Unidad	97,13
79569	Pruebas eléctricas del seccionador tripolar 60kV: Resistencia de contactos principales, resistencia de aislamiento y pruebas me	Unidad	83,25

**Mantenimiento especializado de Interruptores de potencia 10, 60 y 220 kV**

78703	Mant. Integral Int 220 kV Reparación de caja de mando	Global	9.990,00
78704	Mant. Integral Int 220 kV Inspección Integral del Interruptor Siemens(Tipo 3AS2-245kV)	Global	2.331,00
80295	Mant. Integral Int 10 kV (aceite) Cambio de Interruptor Tripolar aceite de 10 kV. de similares características	Unidad	231,25
80296	Mant. Integ Int 10 kV (aceite) Suministro y aplicación de pintura anticorrosiva(base), acabado en partes metálicas no conductor	Unidad	312,65
80297	Mant. Integral Int 10 kV (aceite) Cambio total de las empaquetaduras y retenes.	Global	416,25
80298	Mant. Integral Int 10 kV (aceite) Mantenimiento general de la caja comando	Global	462,50
80299	Mant. Integral Int 10 kV (aceite) Limpieza interna de las cámaras de extinción	Global	166,50
80300	Mant. Integral Int 10 kV (aceite) Plateado de contactos móviles externos (tulipas)	Global	114,99
80301	Mant. Integral Int 10 kV (aceite) Cambio de empaquetaduras en los indicadores de nivel de aceite	Global	157,25
80302	Mant. Integral Int 10 kV (aceite) Suministro y cambio de aceite dieléctrico.	Global	370,00
80303	Mant. Integral Int 10 kV (aceite) Reemplazo de los contactos fijos y móviles internos.	Global	462,50
80304	Mant. Integral Int 10 kV (aceite) Levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano.	Juego	203,50
80305	Mant Integ Int 10kV(aceite) Pruebas: Resistenc contactos, Tiempos apertura y cierre, Resistenc aislamient Inter 10kV. Pruebas funcion	Unidad	281,33
80306	Mant. Integral Int 10 kV (SF6) Cambio de Interruptor Tripolar SF6 de 10 kV. de similares características	Unidad	231,25
80307	Mant. Integ Int 10kV (SF6) Suministro y aplicación de pintura anti-corrosiva (base), acabado en partes metálicas no conductoras	Unidad	312,65
80308	Mant. Integral Int 10 kV (SF6) Cambio total de las empaquetaduras y retenes.	Global	416,25
80309	Mant. Integrallnt 10 kV (SF6) Mantenimiento general de la caja comando	Global	462,50
80310	Mant. Integral Int 10 kV (SF6) Limpieza interna de las cámaras de extinción	Global	138,75
80311	Mant. Integral Int 10 kV (SF6) Plateado de contactos móviles externos	Global	114,99
80312	Mant. Integral Int 10 kV (SF6) Revisión y mantenimiento del presostato.	Global	499,50
80313	Mant. Integral Int 10 kV (SF6) Cambio de SF6	Global	277,50
80314	Mant. Integral Int 10 kV (SF6) Reemplazo de los contactos fijos y móviles internos.	Global	462,50
80315	Mant. Integral Int 10 kV (SF6) Reemplazo de las bobinas de mando.	Global	138,75
80316	Mant. Integral Int 10 kV (SF6) Levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano.	Juego	203,50
80317	Mant. Integ. Int 10kV(SF6) Pruebas: Resistenc contactos, Tiempo apertura y cierre, Resistenc aislamient Inter. 10kV. Pruebas funcional	Unidad	281,33
80318	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Cambio Interruptor 60 kV. tripolar de aceite - Tipo Exterior - de similares características	Unidad	601,72

Listado de Baremos EDELNOR		Unidad	\$/.
80319	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Mantenimiento a tulipanes o conectores de potencia	Juego	49,92
80320	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Verificación y mantenimiento; camaras de interrupción, amortiguadores y contactos auxiliares	Global	100,67
80321	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Mantenimiento del motor de carga	Global	243,14
80322	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Reemplazo de contacto móvil	Juego	1.540,22
80323	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Reemplazo de contacto fijo	Juego	1.553,82
80324	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Mantenimiento integral de la caja de mando	Global	138,03
80325	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Suministro y cambio de empaquetaduras en general.	Global	1.017,50
80326	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Cambio de empaquetaduras en indicadores de nivel de aceite	Global	249,75
80327	Mant. Integral Int 60kV(aceite) Suministro y aplicac de pintura anticorrosiva(base) y acabado en partes metálicas no conductora	Unidad	527,25
80328	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Limpieza interna de los polos con aceite dieléctrico seco	Global	656,75
80329	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Suministro y cambio de aceite dieléctrico Shell Diala D(con suministro)	Global	4.625,00
80330	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Cambio de aceite dieléctrico Shell Diala D Interruptor 60kV.(sin suministro)	Unidad	508,75
80331	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Plateado de contactos fijos y móviles.	Global	323,75
80332	Mant. Integral Int 60 kV (aceite) Levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano.	Juego	231,25
80333	Mant. Integral Int 60kV (aceite) Pruebas de resistencia de contactos, tiempos de apertura y cierre, y resistencia de aislamient	Unidad	416,25
80334	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Cambio Interruptor 60 kV. tripolar de SF6 - Tipo Exterior - de similares características	Unidad	669,31
80335	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Mantenimiento a tulipanes o conectores de potencia	Juego	49,92
80336	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Verificación y mantenimiento; camaras de interrupción, amortiguadores y contactos auxiliares	Global	100,67
80337	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Mantenimiento del motor de carga	Global	231,25
80338	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Reemplazo de contacto móvil	Juego	1.540,22
80339	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Reemplazo de contacto fijo	Juego	1.553,82
80340	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Mantenimiento integral de la caja de mando	Global	138,03
80341	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Suministro y cambio de empaquetaduras en general.	Global	1.017,50
80342	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Reemplazo de las bobinas de mando.	Global	148,00
80343	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Revisión y mantenimiento del presostato.	Global	185,00
80344	Mant. Integral Int 60kV (SF6) Suministro y aplicación de pintura anticorrosiva(base)y acabado en partes metálicas no conductora	Unidad	527,25
80345	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Limpieza interna de las cámaras de extinsión	Global	231,25
80346	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Cambio de SF6	Global	508,75
80347	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Plateado de contactos fijos y móviles.	Global	323,75

<b>Listado de Baremos EDELNOR</b>		<b>Unidad</b>	<b>\$/.</b>
80348	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano.	Juego	231,25
80349	Mant. Integral Int 60 kV (SF6) Pruebas de resistencia de contactos, tiempos de apertura y cierre, y resistencia de aislamiento	Unidad	416,25
80350	Mant. Integral Int 220 kV Reemplazo de las bobinas de mando.	Global	462,50

# CONTRATO GLOBAL

## 1. LISTADO DE BAREMOS

CONTRATOS ASOCIADOS 2004												
CÓDIGO	CÓDIGO SIE	POSICIÓN	COD - ACT	COD - TAREA INFORMANTE	NOMBRE DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	COBRA - 5200000172	ABB 5200000191	AVANZIT 5200000192	TURBO 5200000193	
								AVANZIT - 5200000174				
								TURBO - 5200000176				
VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)									
				INTMC16	Mantenimiento Correctivo de Interruptor 50kV							9971.88
EDT-02-042	529635	11040	79362	CAMIFSC6	Cambio de Interruptor 60 kV tripolar de SF6 - Interior Fijo - de Similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor por cambio de barras conductoras y rotulado del equipo. Relleno de SF6 hasta la presión nominal. Pruebas funcionales de operación (verificar que no exista fugas de SF6)	Unidad	500.00	---	---	---	---
EDT-02-043C	529636	11050	79363	CAMIFDC6	Cambio de Interruptor 60 kV tripolar de SF6 - Interior Fijo - Diferentes características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor (usar torquímetros). Modificación y/o adaptación de bornas de cobre (simple o doble barra) o tubo y sistema de anclaje. Prizado de barras conductoras y rotulado del equipo. Relleno de SF6 hasta la presión nominal. Pruebas funcionales de operación (verificar que no exista fugas de SF6)	Unidad	1630.00	---	---	---	---
EDT-02-044	529937	11060	79364	CAMIESC6	Cambio Interruptor 60 kV tripolar de aceite o SF6 - Interior Extraíble - de similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor por cambio de barras conductoras y rotulado del equipo. Relleno de SF6 hasta la presión nominal. Pruebas funcionales de operación (verificar que no exista fugas de SF6 o aceite)	Unidad	400.00	---	---	---	---
EDT-02-045C	529938	11070	79365	CAMIEDC6	Cambio Interruptor 60 kV tripolar de aceite o SF6 - Interior Extraíble - de diferentes características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor y los contactos fijos (usar torquímetros). Modificación y/o adaptación de bornas de cobre (simple o doble barra) o tubo y sistema de anclaje. Prizado de barras conductoras y rotulado del equipo. Relleno de SF6 hasta la presión nominal. Pruebas funcionales de operación (verificar que no exista fugas de SF6 o aceite)	Unidad	1630.00	---	---	---	---
EDT-02-046	529939	11080	79366	CAMTREC6	Cambio Interruptor 60 kV tripolar de aceite o SF6 - Tipo Exterior - de similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor por cambio (usar camion grúa y torquímetros). Prizado de la base de aceite y rotulado. Relleno de SF6 hasta la presión nominal. Pruebas funcionales de operación (verificar que no exista fugas de SF6 o aceite)	Unidad	1020.00	---	---	---	---
EDT-02-047C	529940	11090	79367	CAMTREC6	Cambio Interruptor 60 kV tripolar de aceite o SF6 - Tipo Exterior - de diferentes características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor y los contactos fijos (usar camion grúa y torquímetros). Modificación y/o adaptación de conductores y sistema de apoyo. Prizado de la base del equipo y rotulado. Relleno de SF6 hasta la presión nominal. Pruebas funcionales de operación (verificar que no exista fugas de SF6 o aceite)	Unidad	2080.00	---	---	---	---
EDT-02-048	529541	11100	79368	CAMCAI5	Cambio de caja de acondicionamiento Interruptor 60 kV de aceite o SF6	Desplazamiento de la caja de acondicionamiento y la botella de gas SF6 con accesorios, a la Set y Viceversa. Desconexión y conexión electromecánica de la caja. Vaciado de gas SF6 a depósitos adecuados y llenado posterior con gas nuevo (o ser necesario). Ajustes regulaciones y rotulado de los cables de conexión. Pruebas funcionales de operación y fugas de SF6 (el equipo detector de fugas debe ser proporcionado por el contratista)	Unidad	454.13	---	---	---	---
EDT-02-049C	529542	11110	79369	LLEGAS6	Llenado de Gas SF6 a externalizadores 60 kV	Desplazamiento de la botella de gas y equipo de llenado a la Set y viceversa (Proporcionado por Edelnor). Consiste en efectuar el llenado de gas SF6 con equipos adecuados, utilizando los accesorios necesarios. Finalmente se debe probar con el equipo detector de fugas de SF6 (el equipo detector de fugas debe ser proporcionado por el contratista)	Unidad	170.00	---	---	---	---
EDT-02-050C	529543	11120	79370	CAMADIA6	Cambio de aceite aislante Shell Daxal D Interruptor 50kV	Llenado de aceite con equipos adecuados. Cambio de empujones. Verificar que no existan derrames de aceite	Unidad	107.75	---	---	---	---
EDT-02-051	529544	11130	79371	ELUPAI6	Eliminación de pérdida de aceite en interruptor 50 kV	Identificar el punto de pérdida de aceite el mismo que será eliminado en su totalidad. Cambio de empujones (debe de fabricar el proveedor) del punto donde se encuentra la fuga, ajuste usando torquímetros y regulaciones. Pruebas funcionales de operación	Unidad	180.00	---	---	---	---
EDT-02-052C	529544	11140	79372	ELUPAI7P6	Eliminación de pérdida de aceite en interruptor 50 kV - Integra en los trabajos	Por cada polo del interruptor identificar todos los puntos de pérdida de aceite los mismos que serán eliminados en su totalidad. Cambio de empujones (debe de fabricar el proveedor) de los puntos donde se encuentra la fuga, ajuste usando torquímetros y regulaciones. Pruebas funcionales de operación. Se deberá considerar el suministro de andamios y su transporte según se requiera	Global	800.00	---	---	---	---
EDT-02-052	529544	11150	79373	PRLENT5	Pruebas de resistencia de contactos (armos de apertura y cierre) y resistencia de aislamiento en interruptor 50 kV	Desconexión y conexión electromecánica del interruptor (usando torquímetros). Pruebas eléctricas de interruptor con equipos digitales de última generación. Elaboración de informe técnico con resultados de pruebas. La unidad de medida es un equipo	Unidad	420.00	---	---	---	---
EDT-02-054C	529547	11160	79374	PRZNT5	Prizado de interruptor 50 kV	Desconexión y conexión electromecánica del interruptor por parte (O.Torquímetros). Desplazamiento del interruptor a un lugar adecuado para su prizado. Limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes sueltas. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Marmorati MS y Surlatane -Sherwin Williams - o similar), hasta conseguir 10 mils de espesor. La pintura no debe caer en equipos adyacentes o en la zona de trabajo. Retubar el equipo	Unidad	570.00	---	---	---	---
				SECOM62X	Mantenimiento correctivo de Seccionadores 50 kV							7253.48
EDT-02-055	529548	11170	79376	CAMTISC6	Cambio Seccionador tripolar con puesta a tierra 50kV - Tipo interior de similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (usando tacle y torquímetros) con cambio de barras conductoras y rotulado del equipo. Regulación de sueltas y pruebas funcionales de operación	Unidad	500.00	---	---	---	---
EDT-02-056C	529548	11180	79376	CAMTIDC6	Cambio Seccionador tripolar con puesta a tierra 50kV - Tipo interior de diferentes características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (usando tacle y torquímetros). Modificación y/o adaptación de bornas de cobre (simple o doble barra) con prizado de barras conductoras y rotulado del equipo. Regulación de sueltas y pruebas funcionales de operación	Unidad	1550.00	---	---	---	---

# CONTRATO GLOBAL

## 1. LISTADO DE BAREMOS

CONTRATOS ASOCIADOS 2004			
COBRA - 5200000172	ABB 5200000191	AVANZIT 5200000192	TURBO 5200000193
AVANZIT - 5200000174			
TURBO - 5200000176			

CÓDIGO	CÓDIGO SIE	POSICIÓN	COD - ACT	COD - TAREA INFOMANTE	NOMBRE DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	VALOR (S/. Unidad)	VALOR (S/. Unidad)	VALOR (S/. Unidad)	VALOR (S/. Unidad)
EDT-02-057	529950	11190	79377	CAMTE5C6	Cambio Seccionador tripolar con puesta a tierra 60kV - Tipo exterior de similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (usando brazo hidráulico y torquímetro) con pintado de barras conductoras y rotulado del equipo. Regulación de cuchillas y pruebas funcionales de operación.	Unidad	650.00	---	---	---
EDT-02-058C	529951	11200	79378	CAMTE5C6	Cambio Seccionador tripolar con puesta a tierra 60kV - Tipo exterior de diferentes características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (usando brazo hidráulico y torquímetro). Modificación y/o adaptación de pletinas de cobre (simple o doble barra) con pintado de barras conductoras y rotulado del equipo. Regulación de cuchillas y pruebas funcionales de operación.	Unidad	1150.00	---	---	---
EDT-02-059	529952	11210	79379	CAMST5C6	Cambio Seccionador tripolar de barra 60kV - Tipo interior de características similares	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (usando tacle y torquímetro) con pintado de barras conductoras y rotulado del equipo. Regulación de cuchillas y pruebas funcionales de operación.	Unidad	400.00	---	---	---
EDT-02-060C	529953	11220	79380	CAMST5C6	Cambio Seccionador tripolar de barra 60kV - Tipo interior de características diferentes	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (usando tacle y torquímetro). Modificación y/o adaptación de pletinas de cobre (simple o doble barra), con pintado de barras conductoras y rotulado del equipo. Regulación de cuchillas y pruebas funcionales de operación.	Unidad	930.00	---	---	---
EDT-02-061	529954	11230	79381	CAMST5C6	Cambio Seccionador tripolar de barra 60kV - Tipo exterior de características similares	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (usando brazo hidráulico y torquímetro) con pintado de barras conductoras y rotulado del equipo. Regulación de cuchillas y pruebas funcionales de operación.	Unidad	500.00	---	---	---
EDT-02-062C	529955	11240	79382	CAMST5C6	Cambio Seccionador tripolar de barra 60kV - Tipo exterior de características diferentes	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (usando brazo hidráulico y torquímetro). Modificación y/o adaptación de pletinas de cobre (simple o doble barra), con pintado de barras conductoras y rotulado del equipo. Regulación de cuchillas y pruebas funcionales de operación.	Unidad	1030.00	---	---	---
EDT-02-063	529956	11250	79383	CAMCA56	Cambio de caja de accionamiento Seccionador 60 kV	Desconexión y conexión electromecánica de la caja. Ajustes y regulaciones. Pruebas funcionales de operación.	Unidad	180.00	---	---	---
EDT-02-064	529957	11260	79384	CAMSECT6	Cambio de cuchillas de Seccionador tripolar 60 kV	Desconexión y conexión electromecánica de las cuchillas. Ajuste y regulaciones. Pruebas funcionales de operación.	Unidad	60.00	---	---	---
EDT-02-065	529958	11270	79385	MANMEC6	Mantenimiento mecánico y eléctrico de Caja de accionamiento (Seccionador Motorizado 60 kV)	Desconexión y conexión electromecánica de la caja de accionamiento (usar torquímetro). Revisión de los carbones, limpieza y engrase de partes móviles. Ajuste general de bornes eléctricos, piezas mecánicas y visuales del seccionador. Pruebas mecánicas (incluye control de fin de carrera). La unidad de medida comprende la cuchilla de una fase.	Unidad	51.06	---	---	---
EDT-02-066C	529959	11280	79386	PINST6	Pintado de Seccionador tripolar 60kV	Desconexión y conexión electromecánica del seccionador por pintura (C/Torquímetro). Limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropoxi HS y Sumatane -Sherwin Williams - ó similar), hasta conseguir 10 milis de espesor. La pintura no debe caer en equipos adyacentes ó en la zona de trabajo. Rotular el equipo y las fases.	Unidad	290.00	---	---	---
EDT-02-067C	529960	11290	79387	CAMPAS6	Cambio de pernos y arandelas (planas y presión) de acero inoxidable de Seccionador 60 kV	Mantenimiento y reemplazo de pernos de 5/8" y arandelas (planas y de presión) de acero inoxidable. El ajuste será con Torquímetro.	Global	100.00	---	---	---
EDT-02-068	529961	11300	79388	PLACST6	Plataleo de contactos hembra y macho de seccionador tripolar 60 kV	Plataleo de los contactos de seccionador tripolar, a través de un proceso electro-lítico, la unidad de medida comprende 01 contacto macho y 01 contacto hembra con todos sus componentes.	Unidad	88.42	---	---	---
EDT-02-069	529962	11310	79389	PRUST6	Pruebas eléctricas del seccionador tripolar 60kV. Resistencia de contactos, resistencia de aislamiento, y pruebas mecánicas funcionales	Desconexión y conexión electromecánica del seccionador. Pruebas eléctricas del seccionador utilizando equipos digitales de última generación. Elaboración de informe técnico con resultado de pruebas. La unidad de medida es un equipo.	Unidad	290.00	---	---	---
				INTMC220X	Mantenimiento correctivo de Interruptor 220kV			9892,30			
EDT-02-117	530010	11790	79437	CAMINTES2	Cambio de Interruptor 220 kV de SF6 por equipo similar	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor (utilizando unidad de transporte adecuada). Traslado del equipo desde ubicación inicial al lugar de cambio y viceversa. Retoques de pintura y rotulado del equipo nuevo. Pruebas funcionales mecánicas y eléctricas de operación.	Unidad	2125,30	---	---	---
EDT-02-118C	530011	11800	79438	CAMINTED2	Cambio de Interruptor 220 kV de SF6 por equipo de características diferentes	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor (utilizando unidad de transporte adecuada). Traslado del equipo desde ubicación inicial al lugar de cambio y viceversa. Modificación y/o adaptación de conductores (simple o doble barra) ó soportes. Retoques de pintura y rotulado del equipo nuevo. Pruebas funcionales mecánicas y eléctricas de operación.	Unidad	3702,00	---	---	---
EDT-02-119C	530012	11810	79439	PININT2	Pintado de Interruptor 220 kV	Limpieza del equipo, tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas, aplicando sustancias removedoras de óxido. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropoxi HS Sherwin Williams), hasta conseguir 12 mil de espesor. La pintura no debe caer en los equipos adyacentes o aisladores. Rotular el equipo.	Unidad	720,00	---	---	---
EDT-02-120C	530013	11820	79440	PINESI2	Pintado de estructura soporte Interruptor 220 kV	Limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas de la superficie a pintar. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropoxi HS Sherwin Williams). La pintura no debe caer sobre los equipos adyacentes o aisladores.	Metro Cuadrado	145,00	---	---	---
EDT-02-121	530014	11830	79441	ELIPAHME2	Eliminación de pérdida de aceite del sistema hidráulico del interruptor 220 kV (menor)	Evacuación del aceite del sistema hidráulico del interruptor, revisión del sistema de aceite. Cambio de empaques (lebe de Nitro importado u otro superior) del punto donde se encuentra la fuga, ajuste con torquímetro y regulaciones. Vaceado y relleno del aceite retirado. Finalmente purga e inspección.	Global	600,00	---	---	---
EDT-02-122	530015	11840	79442	ELIPAHMA2	Eliminación de pérdida de aceite del sistema hidráulico del interruptor 220 kV (mayor)	Inspección del sistema de aceite. Desmontaje del acumulador de N2 ó accesorio que presenta la fuga de aceite. Mantenimiento y/o cambio del accesorio (incluye la evacuación y relleno de aceite). Finalmente, conexión y ajuste con torquímetro calibrado.	Global	1200,00	---	---	---

# CONTRATO GLOBAL

## 1. LISTADO DE BAREMOS

CONTRATOS ASOCIADOS 2004			
COBRA - 5200000172	ABB 5200000191	AVANZIT 5200000192	TURBO 5200000193
AVANZIT - 5200000174			
TURBO - 5200000176			

CÓDIGO	CÓDIGO SIE	POSICIÓN	COD - ACT	COD - TAREA INFOMANTE	NOMBRE DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)
EDT-02-123	530016	11850	79443	CAMCM2	Cambio de caja de mando de interruptor 220 kV	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Bajar la presión de SF6 y/o Nitrógeno (vaceado en depósitos adecuados). Desconexión y conexión electromecánica de la caja. Ajustes con torquímetro, regulación y rotulación del equipo y los cables de conexión. Pruebas funcionales mecánicas y eléctricas, relleno de SF6 de botella nueva.	Unidad	1400.00	---	---	---
				SECMC220X	Mantenimiento correctivo de Seccionadores 220 kV			2860.00			
EDT-02-124	530017	11860	79444	CAMSTL2	Cambio Seccionador 220kV Inpoliar de Línea c/ Puesta a tierra Seccionador de Banas	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (utilizando unidades de transporte adecuadas). Desplazamiento del equipo retirado a un lugar de fácil acceso para su posterior retiro (dentro de la SET). Modificación y/o adaptación de conductores), con pintado de barras conductoras. Rotulación del equipo. Pruebas funcionales mecánicas y eléctricas.	Unidad	2100.00	---	---	---
EDT-02-125C	530018	11870	79445	PINSECT2	Pintado de Seccionador Inpoliar 220kV	Limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas. Aplicación de pintura anticorrosiva y pintura de acabado (Macropori MS, Sherwin Williams) y pintado de cuchillas (color rojo mermellón), hasta conseguir un espesor de 12 mil. Rotulación del equipo. La pintura no debe caer en los equipos adyacentes o aisladores.	Unidad	440.00	---	---	---
EDT-02-126	530019	11880	79446	CAMMST2	Cambio de caja de mando de Seccionador Inpoliar 220 kV	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica de la caja de mando del seccionador. Ajustes con torquímetro, regulación y rotulación del equipo. Pruebas funcionales mecánicas y eléctricas.	Unidad	320.00	---	---	---
				PRUEI220	Pruebas eléctricas en interruptores 220 kV					380.00	
EDT-04-006	530806	60	80233	RESCI2	Resistencia de contactos en interruptores 220 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del interruptor y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60056.	Unidad	---	---	185.00	---
EDT-04-007	530807	70	80234	NAISI2	Nivel de aislamiento de fases, fase/terra y circuitos auxiliares en interruptor 220 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del interruptor y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60056.	Unidad	---	---	85.00	---
EDT-04-008	530808	80	80235	TCAFI2	Tiempo de cierre y apertura entre fases en interruptor 220 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del interruptor y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60056.	Unidad	---	---	110.00	---
				PRUESEC 220	Pruebas eléctricas en seccionadores 220 kV					225.00	
EDT-04-009	530809	90	80236	RESCS2	Resistencia de contactos en seccionadores 220 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del seccionador y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60129.	Unidad	---	---	140.00	---
EDT-04-010	530810	100	80237	RESAS2	Resistencia de aislamiento en seccionadores 220 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del seccionador y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60129.	Unidad	---	---	85.00	---
				PRUEINT60	Pruebas eléctricas en interruptores 60 kV					366.52	
EDT-04-023	530823	230	80250	RESCI6	Resistencia de contactos en interruptores 60 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del interruptor y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60056.	Unidad	---	---	179.64	---
EDT-04-024	530824	240	80251	NAISI6	Nivel de aislamiento de fases, fase/terra y circuitos auxiliares en interruptor 60 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del interruptor y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60056.	Unidad	---	---	76.88	---
EDT-04-025	530825	250	80252	TCAFI6	Tiempo de cierre y apertura entre fases en interruptor 60 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del interruptor y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60056.	Unidad	---	---	110.00	---
				PRUESEC 60	Pruebas eléctricas en seccionadores 60 kV					225.00	
EDT-04-026	530826	260	80253	RESCS6	Resistencia de contactos en seccionadores 60 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del seccionador y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60129.	Unidad	---	---	140.00	---
EDT-04-027	530827	270	80254	RESAS6	Resistencia de aislamiento en seccionadores 60 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del seccionador y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60129.	Unidad	---	---	85.00	---
				PRUEINT10	Pruebas eléctricas en interruptores 10 kV					282.32	
EDT-04-038	530838	380	80265	RESCI1	Resistencia de contactos en interruptores 10 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del interruptor y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deben ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60056.	Unidad	---	---	126.18	---

# CONTRATO GLOBAL

## 1. LISTADO DE BAREMOS

CONTRATOS ASOCIADOS 2004			
COBRA - 5200000172	ABB 5200000191	AVANZIT 5200000192	TURBO 5200000193
AVANZIT - 5200000174			
TURBO - 5200000176			

CÓDIGO	CÓDIGO SIE	POSICIÓN	COD - ACT	COD - TAREA INFOMANTE	NOMBRE DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)	
EDT-04-039	530839	390	80266	NAIS11	Nivel de aislamiento de fases, fase tierra y circuitos auxiliares en interruptor 10 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del interruptor y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deberán ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60056	Unidad	---	---	66.14	---	
EDT-04-040	530840	400	80267	TCAF11	Tiempo de cierre y apertura entre fases en interruptor 10 kV	La actividad consiste en realizar la limpieza del aislamiento del interruptor y realizar las pruebas eléctricas. Los equipos a utilizar deberán ser de tecnología digital. Elaboración de informe técnico con recomendaciones concluyentes. Para realizar las pruebas considerar la Norma IEC-60056	Unidad	---	---	90.00	---	
					<b>MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO DE INTERRUPTORES DE POTENCIA</b>							
					INTIA10	Mantenimiento Integral de interruptor 10 kV (en aceite)						3436.45
EDT-14-001	530868	150	80295	CAMITSCA1	Cambio de Interruptor Tnpolar de 10 kV de similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor (C/Torquímetro) Retoques de pintura y rotulado del equipo nuevo. Pruebas funcionales mecánicas - eléctricas de operación y pruebas eléctricas de operación (resistencia de aislamiento, polaridad)	Unidad	---	---	---	250.00	
EDT-14-002C	530869	160	80296	SAPAPMNCA	Suministro y aplicación de pintura anticorrosiva(base) y acabado en partes metálicas no conductoras(todo el interruptor)	Limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropoxi HS y Sumatane Sherwin Williams - o similar), hasta conseguir 10 milis de espesor. La pintura no debe caer en equipos adyacentes ó en la zona de trabajo. Rotular el equipo. Incluye la pintura de la base fija de la celda del interruptor.	Unidad	---	---	---	338.00	
EDT-14-003C	530870	170	80297	CAMTERA	Cambio total de las empaquetaduras y retenes	Considera el suministro e instalación de empaquetaduras de nitrilo importado(hoja técnica) y retenes en los diferentes puntos de unión carter.	Global	---	---	---	450.00	
EDT-14-004C	530871	180	80298	MANINTCCA	Mantenimiento general de la caja comando	Considera el mantenimiento del mecanismo de operación(incluye suministro y cambio de resortes vencidos, amortiguadores agotados) carbones y bocinas de motor(carga de resortes)	Global	---	---	---	500.00	
EDT-14-005	530872	190	80299	LIMICEA	Limpieza interna de las cámaras de extinción	La limpieza interna de las cámaras de extinción deberá ser con aceite dieléctrico seco (debiendo suministrar el contratista el aceite previamente tratado), teniendo especial cuidado en su hermetismo a fin de evitar su contaminación por humedad. Incluye el suministro de aceite Shell Dala "D" por el Contratista	Global	---	---	---	180.00	
EDT-14-006	530873	200	80300	PLACMEA	Plataado de contactos móviles externos (tulpas)	Consiste en el recubrimiento electrolítico con plata de los contactos móviles externos (tulpas) y portatulpa	Global	---	---	---	124.31	
EDT-14-007C	530874	210	80301	CAMEINA	Cambio de empaquetaduras en los indicadores de nivel de aceite	Suministro e instalación de empaquetaduras en los indicadores de nivel de aceite(empaquete similar)	Global	---	---	---	170.00	
EDT-14-008C	530875	220	80302	SCAD	Suministro y cambio de aceite dieléctrico	Suministro y cambio de aceite dieléctrico por tipo Shell Dala D, teniendo especial cuidado de no contaminar durante el llenado de los polos, asimismo utilizar recipientes adecuados y secos. Edelnor suministrará el aceite a utilizar.	Global	---	---	---	400.00	
EDT-14-009C	530876	230	80303	REECFMEA	Reemplazo de los contactos fijos y móviles internos	Consiste en el reemplazo de los contactos fijos y móviles de la cámara de extinción (solo los elementos de contacto)	Global	---	---	---	500.00	
EDT-14-010	530877	240	80304	LEVEPIA10	Levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano	Considera el levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano	Juego	---	---	---	220.00	
EDT-14-011	530878	250	80305	PRURTACA1	Pruebas Resistencia contactos, Tiempos de apertura y cierre, y Resistencia aislamiento del Inter 10 kV - Pruebas funcionales de apertura y cierre	"Pruebas eléctricas del interruptor", utilizando equipos digitales de última generación. Elaboración de informe técnico con resultado de pruebas así como un informe detallado del mantenimiento efectuado. La unidad de medida es un equipo	Unidad	---	---	---	304.14	
					INTISF610	Mantenimiento Integral de interruptor 10 kV (en SF6)						3826.45
EDT-14-012	530879	260	80306	CAMITSC1	Cambio de Interruptor Tnpolar de 10 kV de similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor (C/Torquímetro) Retoques de pintura y rotulado del equipo nuevo. Pruebas funcionales mecánicas - eléctricas de operación y pruebas eléctricas de operación (resistencia de aislamiento, polaridad)	Unidad	---	---	---	250.00	
EDT-14-013C	530880	270	80307	SAPAPMNC	Suministro y aplicación de pintura anti-Corrosiva (base) y acabado en partes metálicas no conductoras (todo el interruptor)	Limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropoxi HS y Sumatane Sherwin Williams - o similar), hasta conseguir 10 milis de espesor. La pintura no debe caer en equipos adyacentes ó en la zona de trabajo. Rotular el equipo. Incluye la pintura de la base fija de la celda del interruptor.	Unidad	---	---	---	338.00	
EDT-14-014C	530881	280	80308	CAMTER	Cambio total de las empaquetaduras y retenes	Considera el suministro e instalación de empaquetaduras de nitrilo importado(hoja técnica) y retenes en los diferentes puntos de unión, así como el retiro del gas SF6 y su almacenaje en un balón especial para entregar a Edelnor, debiendo contar con todos los equipos y accesorios que se requiera	Global	---	---	---	450.00	
EDT-14-015C	530882	290	80309	MANINTCC	Mantenimiento general de la caja comando	Considera el mantenimiento del mecanismo de operación(incluye suministro y cambio de resortes vencidos, amortiguadores agotados) carbones y bocinas de motor(carga de resortes)	Global	---	---	---	500.00	
EDT-14-016	530883	300	80310	LIMICE	Limpieza interna de las cámaras de extinción	Consisten la limpieza interna de las cámaras de extinción	Global	---	---	---	150.00	
EDT-14-017	530884	310	80311	PLACME	Plataado de contactos móviles externos	Consiste en el recubrimiento electrolítico con plata de los contactos móviles externos y accesorios	Global	---	---	---	124.31	

# CONTRATO GLOBAL

## 1. LISTADO DE BAREMOS

CONTRATOS ASOCIADOS 2004											
COBRA - 5200000172		ABB 5200000191	AVANZIT 5200000192	TURBO 5200000193							
AVANZIT - 5200000174											
TURBO - 5200000176											
CÓDIGO	CÓDIGO SIE	POSICIÓN	COD - ACT	COD - TAREA INFOMANTE	NOMBRE DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)	VALOR (\$/ Unidad)
EDT-14-018	530885	320	80312	REVMP	Revisión y mantenimiento del presostato	Consiste en revisión y mantenimiento del presostato efectuando todas las pruebas necesarias para medir la presión de SF6	Global	---	---	---	540.00
EDT-14-019C	530886	330	80313	CAMSF6	Cambio de SF6	Consiste en el retiro del gas SF6 y su almacenaje en un balón especial para entregar a Edelnor, debiendo contar el contratista con todos los equipos y accesorios que se requiera. Edelnor suministra el gas SF6	Global	---	---	---	300.00
EDT-14-020C	530887	340	80314	REECFME	Reemplazo de los contactos fijos y móviles internos	Consiste en el reemplazo de los contactos fijos y móviles de la cámara de extinción (solo los elementos de contacto)	Global	---	---	---	500.00
EDT-14-021C	530888	350	80315	REEBM	Reemplazo de las bobinas de mando	Consiste en el reemplazo de las bobinas de mando	Global	---	---	---	150.00
EDT-14-022	530889	360	80316	LEVEP10	Levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano	Consiste en el levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano	Juego	---	---	---	220.00
EDT-14-023	530890	370	80317	PRURTAC1	Pruebas Resistencia contactos, Tiempos de apertura y cierre, y Resistencia al aislamiento del Inter 10 kV - Pruebas funcionales de apertura y cierre	"Pruebas eléctricas del interruptor", utilizando equipos digitales de última generación. Elaboración de informe técnico con resultado de pruebas así como un informe detallado del mantenimiento efectuado. La unidad de medida es un equipo	Unidad	---	---	---	304.14
				CAMITSCA6	Mantenimiento Integral de Interruptor 60 kV (en aceite)						13820.28
EDT-14-024	530891	380	80318	CAMTRES6	Cambio Interruptor 60 kV Inpoliar de aceite o SF6 - Tipo Estenor - de similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor por cambiar (usar camión grúa y torqumetro). Pintado de la base del equipo y rotulado. Relleno de SF6 hasta la presión nominal. Pruebas funcionales de operación (verificar que no exista fugas de SF6 ó aceite)	Unidad	---	---	---	650.51
EDT-14-025	530892	390	80319	MANCP	Mantenimiento a tulipanes o conectores de potencia	Consiste en el mantenimiento adecuado de los tulipanes o bornes de conexión externos	Juego	---	---	---	53.97
EDT-14-026	530893	400	80320	VMCAC	Verificación y mantenimiento, cámaras de interrupción, amortiguadores y contactos auxiliares	Consiste en la verificación y chequeo minucioso del desgaste de las cámaras de extinción, del estado de los amortiguadores y del estado de los contactos auxiliares. Así como el mantenimiento estético de los componentes mencionados	Global	---	---	---	108.83
EDT-14-027C	530894	410	80321	MANMC	Mantenimiento del motor de carga	Consiste en el mantenimiento integral del motor con suministro de rodamientos, cambio de carbones y balanceo final	Global	---	---	---	262.85
EDT-14-028C	530895	420	80322	REECM	Reemplazo de contacto móvil	Consiste en fabricar el contacto móvil (incluye dedos de contactos, de flejes, de contactos de arco)	Juego	---	---	---	1665.10
EDT-14-029C	530896	430	80323	REECF	Reemplazo de contacto fijo	Consiste en fabricar el contacto fijo (incluye dedos de contactos, de flejes, de contactos de arco)	Juego	---	---	---	1679.80
EDT-14-030	530897	440	80324	MANCM	Mantenimiento integral de la caja de mando	Consiste en el mantenimiento del mecanismo de mando con solvente dieléctrico y lubricación (engrase) de todos los componentes mecánicos (engranajes, bobinas de mando, entre otros)	Global	---	---	---	149.22
EDT-14-031C	530898	450	80325	SCE	Suministro y cambio de empaquetaduras en general	Consiste en el cambio de todas las empaquetaduras en juntas, válvulas, carter, visores, retenes. El material a utilizar será nitrilo importado	Global	---	---	---	1100.00
EDT-14-032C	530899	460	80326	CAMEINA6	Cambio de empaquetaduras en indicadores de nivel de aceite	Suministro e instalación de empaquetaduras en los indicadores de nivel de aceite (empaquetadura)	Global	---	---	---	270.00
EDT-14-033C	530900	470	80327	SAPAAMNC	Suministro y aplicación de pintura anticorrosiva (base) y acabado en partes metálicas no conductoras (todo el interruptor)	Consiste en la limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropox HS y Sumajane -Sherwin Williams - ó similar), hasta conseguir 10 mils de espesor. La pintura no debe caer en equipos adyacentes o en la zona de trabajo. Rotular el equipo	Unidad	---	---	---	570.00
EDT-14-034C	530901	480	80328	LIMIPADS	Limpieza interna de los polos con aceite dieléctrico seco	La limpieza interna de las cámaras de extinción deberá ser con aceite dieléctrico seco (debiendo suministrar el contratista el aceite previamente tratado), teniendo especial cuidado en su hermetismo a fin de evitar su contaminación por humedad. Incluye el suministro de aceite Shell Diala "D" por el Contratista	Global	---	---	---	710.00
EDT-14-035C	530902	490	80329	SCAOSD	Suministro y cambio de aceite dieléctrico Shell Diala D (con suministro)	Suministro y cambio de aceite dieléctrico por tipo Shell Diala D, teniendo especial cuidado de no contaminar durante el llenado de los polos, asimismo utilizar recipientes adecuados y secos. Edelnor suministra el aceite a utilizar	Global	---	---	---	5000.00
EDT-14-036	530903	500	80330	CAMADIA6SS	Cambio de aceite dieléctrico Shell Diala D Interruptor 60kV (sin suministro)	Llenado de aceite con equipos adecuados. Cambio de empaques. Verificar que no existan derrames de aceite	Unidad	---	---	---	550.00

# CONTRATO GLOBAL

## 1. LISTADO DE BAREMOS

CONTRATOS ASOCIADOS 2004			
COBRA - 5200000172	ABB 5200000191	AVANZIT 5200000192	TURBO 5200000193
AVANZIT - 5200000174			
TURBO - 5200000176			

CODIGO	CÓDIGO SIE	POSICIÓN	COD - ACT	COD - TAREA INFOMANTE	NOMBRE DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	VALOR (S/. Unidad)	VALOR (S/. Unidad)	VALOR (S/. Unidad)	VALOR (S/. Unidad)
EDT-14-037	530904	510	80331	PLACFM	Plataado de contactos fijos y móviles	Consiste en el recubrimiento electrolítico con plata de los contactos fijos y móviles(incluye accesorios)	Global	---	---	---	350.00
EDT-14-038	530905	520	80332	LEVEPI6	Levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano	Considera el levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano	Juego	---	---	---	250.00
EDT-14-039	530906	530	80333	PRURTAC6	Pruebas de resistencia de contactos, tiempos de apertura y cierre, resistencia de aislamiento en interruptor 60 kV	Pruebas eléctricas del interruptor, con equipos digitales de última generación. Elaboración de informe técnico con resultado de pruebas. La unidad de medida es un equipo	Unidad	---	---	---	450.00
				INTISF660	Mantenimiento Integral de Interruptor 60 kV (en SF6)						8510.50
EDT-14-040	530907	540	80334	CAMITSC6	Cambio interruptor 60 kV Inpolar de aceite ó SF6 - Tipo Extenor - de similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edenor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del interruptor por cambiar (usar camion grúa y torquimetro) Pinta de la base del equipo y rotulado. Relleno de SF6 hasta la presión nominal. Pruebas funcionales de operación (verificar que no exista fugas de SF6 ó aceite)	Unidad	---	---	---	723.58
EDT-14-041	530908	550	80335	MANC P6	Mantenimiento a tulipanes o conectores de potencia	Consiste en el mantenimiento adecuado de los tulipanes o bornes de conexión externos	Juego	---	---	---	53.97
EDT-14-042	530909	560	80336	VMF6	Verificación y mantenimiento, cámaras de interrupción, amortiguadores, contactos auxiliares	Consiste en la verificación y chequeo minucioso del desgaste de las cámaras de extinción, del estado de los amortiguadores y del estado de los contactos auxiliares. Así como el mantenimiento estricto de los componentes mencionados	Global	---	---	---	108.83
EDT-14-043C	530910	570	80337	MMC	Mantenimiento del motor de carga	Consiste en el mantenimiento integral del motor, con suministro de rodamientos, cambio de carbones y balanceo final	Global	---	---	---	250.00
EDT-14-044C	530911	580	80338	RCM	Reemplazo de contactomóvil	Consiste en fabricar el contacto móvil según muestra	Juego	---	---	---	1665.10
EDT-14-045C	530912	590	80339	RCF	Reemplazo de contacto fijo	Consiste en fabricar el contacto fijo según muestra	Juego	---	---	---	1679.80
EDT-14-046	530913	600	80340	MANICME	Mantenimiento integral de la caja de mando	Consiste en el mantenimiento del mecanismo de mando con solvente dieléctrico y lubricación(engrase) de todos los componentes mecánicos(engranajes, bobinas de mando, entretiros)	Global	---	---	---	149.22
EDT-14-047C	530914	610	80341	SCEG	Suministro y cambio de empaquetaduras en general	Consiste en el cambio de todas las empaquetaduras: en juntas, válvulas, carter, visores, retenes. El material a utilizar será mínimo importado, así como el retro del gas SF6 y su almacenaje en un balón especial para entregar a Edenor, debiendo contar con todos los equipos y accesorios que se requiera	Global	---	---	---	1100.00
EDT-14-048C	530915	620	80342	REEBM6	Reemplazo de las bobinas de mando	Consiste en el reemplazo de las bobinas de mando	Global	---	---	---	160.00
EDT-14-049	530916	630	80343	RMP	Revisión y mantenimiento del presostato	Consiste en revisión y mantenimiento del presostato, efectuando todas las pruebas necesarias para medir la presión de SF6	Global	---	---	---	200.00
EDT-14-050C	530917	640	80344	SAPANC	Suministro y aplicación de pintura anticorrosiva(base) y acabado en partes metálicas no conductoras(todo el interruptor)	Limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropoxi HS y Sumatane -Sherwin Williams - ó similar), hasta conseguir 10 mils de espesor. La pintura no debe caer en equipos adyacentes ó en la zona de trabajo. Rotular el equipo. Incluya la pintura de la base fija de la celda del interruptor	Unidad	---	---	---	570.00
EDT-14-051	530918	650	80345	LIMICE6	Limpieza interna de las cámaras de extinción	Consiste en la limpieza interna de las cámaras de extinción.	Global	---	---	---	250.00
EDT-14-052	530919	660	80346	CAMSF66	Cambio de SF6	Consiste en el retro del gas SF6 y su almacenaje en un balón especial para entregar a Edenor, debiendo contar el contratista con todos los equipos y accesorios que se requiera. Edenor suministra el gas SF6	Global	---	---	---	550.00
EDT-14-053	530920	670	80347	PLACFM6	Plataado de contactos fijos y móviles	Consiste en el recubrimiento electrolítico con plata de los contactos fijos y móviles(incluye accesorios)	Global	---	---	---	350.00
EDT-14-054	530921	680	80348	LEVEPI60	Levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano	Considera el levantamiento de esquema eléctrico y elaboración del plano	Juego	---	---	---	250.00
EDT-14-055	530922	690	80349	PRURTAC60	Pruebas de resistencia de contactos, tiempos de apertura y cierre, resistencia de aislamiento en interruptor 60 kV	Pruebas eléctricas del interruptor, con equipos digitales de última generación. Elaboración de informe técnico con resultado de pruebas. La unidad de medida es un equipo	Unidad	---	---	---	450.00
				INTI220	Mantenimiento Integral de Interruptor 220 kV						13820.00
EDT-14-056C	530923	700	80350	REEBM2	Reemplazo de las bobinas de mando	Consiste en el reemplazo de las bobinas de mando	Global	---	---	---	500.00
EDT-14-057C	529276	10	78703	REPCM2	Reparación de caja de mando	Consiste en la reparación de la caja y mantenimiento integral, incluye la fabricación de piezas mecánicas como eje, resorte, otros, asimismo considera la regulación de la caja durante el montaje de la caja en el interruptor y regulación en las pruebas eléctricas al interruptor	Global	---	---	---	10800.00

# CONTRATO GLOBAL

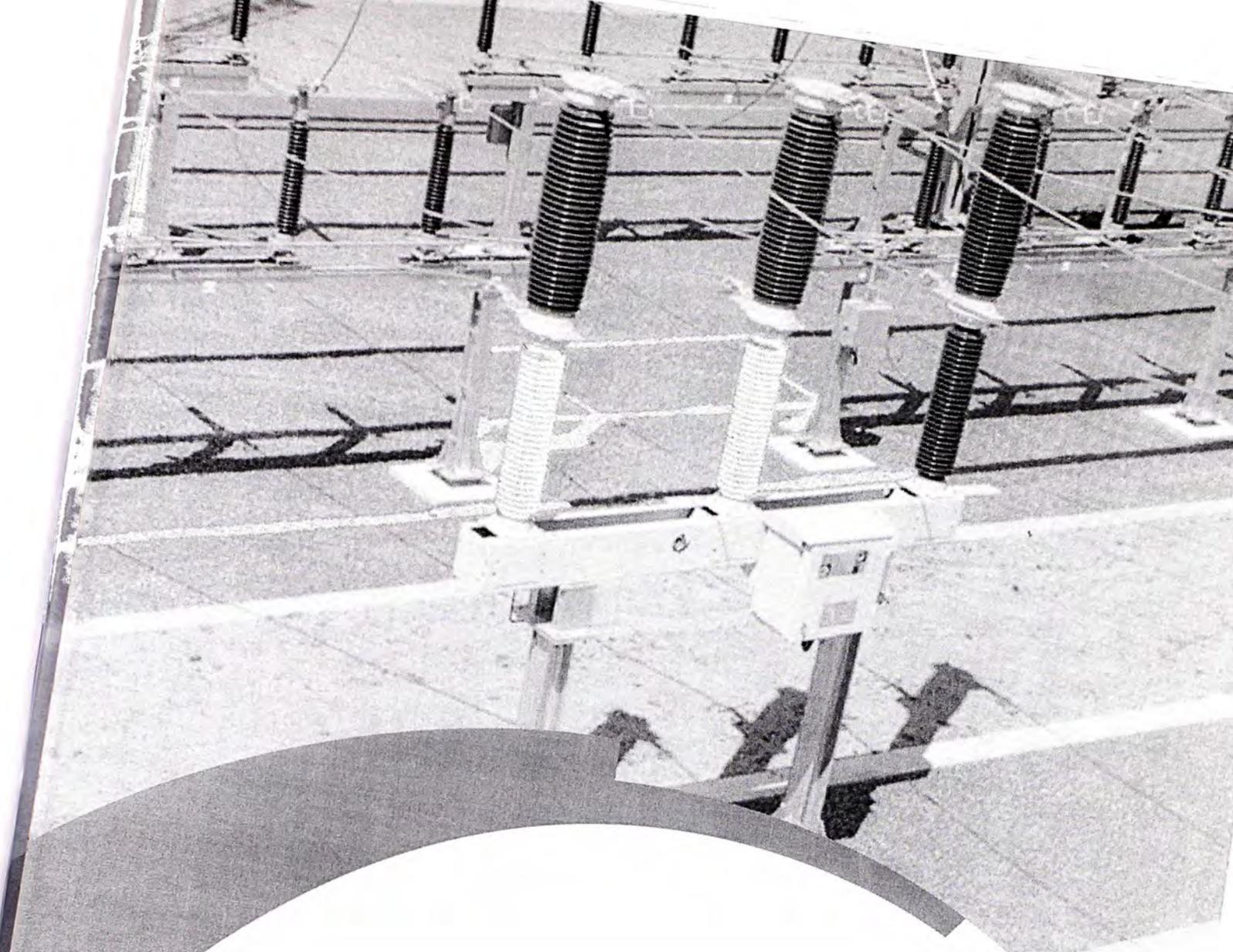
## 1. LISTADO DE BAREMOS

				CONTRATOS ASOCIADOS 2004							
				ABB 520000191	AVANZIT 5200000192	TURBO 5200000193					
CÓDIGO	CÓDIGO SIE	POSICIÓN	COO - ACT	COD - TAREA INFOMANTE	NOMBRE DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	VALOR (S/. Unidad)	VALOR (S/. Unidad)	VALOR (S/. Unidad)	VALOR (S/. Unidad)
EDT-14-058	529277	20	78704	INSIS2	Inspección Integral del Interruptor Siemens (Tipo 3A52-245kV)	<p>Consiste en un control periódico cada 4 años incluir e</p> <p>Trabajos Generales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Inspección visual general</li> <li>- Anotar el número de ciclos de maniobras así como de cualquier observación detectada</li> <li>- Comprobar la carga de SF6</li> </ul> <p>En el Accionamiento Hidráulico:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Efectuar maniobras de prueba</li> <li>- Efectuar una inspección visual de la hermeticidad en todas las uniones de los tubos del sistema Hidráulico</li> <li>- Controlar el nivel y la calidad del aceite</li> <li>- Medir en el lado del aceite la presión previa del nitrógeno</li> <li>- Ver y chequear si están bien fijadas las tuberías de empuje externas</li> </ul> <p>Estos trabajos incluir en un Técnico del fabricante Siemens como responsable principal de las actividades a efectuar, asimismo consideran la estadia. Todas estas labores son consideradas para un Interruptor (tanto el personal como su desempeño en los trabajos)</p>	Global	—	—	—	2520.00
					<b>MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO DE SECCIONADORES DE POTENCIA</b>						
					<b>INTSEC60</b>	<b>Mantenimiento Integral de Seccionador 60kV</b>		2950.00			
EDT-15-001	530113	12820	79540	CSTPTSC6	Cambio Seccionador tripolar con puesta a tierra 60kV - Tipo externo de similares características	Desplazamiento del equipo desde el almacén de Edelnor a la SET y viceversa. Desconexión y conexión electromecánica del seccionador (usando brazo hidráulico y torquímetro) con pintado de barras conductoras y rotulado del equipo. Regulación de cuchillas y pruebas funcionales de operación	Unidad	500.00	—	—	—
EDT-15-002C	530114	12830	79541	MANMECA	Mantenimiento mecánico y eléctrico de Caja de accionamiento (Seccionador Motorizado 60kV)	DESCONEXION Y CONEXION ELECTROMECANICA DE LA CAJA DE ACCIONAMIENTO (usar torquímetro) revisión y mantenimiento del motor de accionamiento con pruebas eléctricas, desmontaje y revisión de escobillas y cambio de conductores de alimentación del motor. Limpieza y lubricación de contactos, cambio de numeradores en los conductores, cambio de prensa estopas, cambio de escobillas del motor y bocina, pruebas de aislamiento del motor y barnizado. Verificación de rodajes del motor (suministro y cambio), fijación de cintillos de los conductores de la caja de comando, cambio de conductores en la caja si estuviesen resacos, mantenimiento integral de las piezas internas de la caja, desmontaje y lubricación y montaje final, suministro e instalación de cuatro (04) resistencias de calefacción de 2,2 Kw. Obra en la SET. Considerar el transporte y el personal de Edelnor, asimismo el estadia de todo el personal que participe en los trabajos	Global	600.00	—	—	—
EDT-15-003C	530115	12840	79542	MANCMC	Mantenimiento de Caja de Mando - Contactores	Consiste en la limpieza de caja de contactores, de propios contactores; lubricación de contactos, Suministro y cambio de 10 borneras, 20 numeradores, prensa estopas, 2 seguros de puerta de caja, empaquetadura de tapa (jebe sintético importado). Elaboración de esquema eléctrico y empaste con mica y ubicación dentro de la tapa. El contratista debe considerar el suministro de todos los materiales y repuestos	Global	100.00	—	—	—
EDT-15-004C	530116	12850	79543	MANCA6	Mantenimiento de Contactos Auxiliares	Consiste en la limpieza y mantenimiento de contactos Suministro y cambio de prensa estopa, empaquetadura de tapa (jebe sintético nitrilo importado), sellar agujero de portatámparas El contratista debe considerar el suministro de todos los materiales y repuestos	Global	60.00	—	—	—
EDT-15-005C	530117	12860	79544	MANBCPV	Mantenimiento de Base, Columnas, Cuchillas, Pines y Vanillaje de Seccionador (incluye cambio general de pernos y arandelas planas y de presión por pernos de acero inoxidable)	Consiste en el desmontaje de la base metálica de soporte, suministro y cambio de pasadores existentes. En las columnas, cuchillas y pines se debe considerar el suministro y cambio de pernos y arandelas planas y de presión que se encuentren en mal estado por pernos de acero inoxidable (usar torquímetro para el ajuste final). En las cuchillas y pines se debe engrasar las partes móviles (con grasa grafiada), así como suministro de las planchas bimetalicas de espesor según muestra. En los seccionadores de puesta a tierra se debe incluir el suministro y cambio de los conductores flexibles conjuntamente con su terminal a compresión. En el vanillaje se debe considerar el suministro y cambio de todos pasadores existentes. El contratista debe considerar el suministro de todos los materiales y repuestos	Global	600.00	—	—	—
EDT-15-006	530118	12870	79545	PLACHMST6	Platadeo de contactos hembra y macho de seccionador tripolar 60 kV	Platadeo de los contactos de seccionador tripolar a través de un proceso electrofítico, que comprende platadeo de contactos hembra y macho en toda la superficie del desplazamiento de contacto (incluye todos los accesorios y/o componentes). Asimismo para el caso de los seccionadores de puesta a tierra se deberá platear los contactos hembra y macho (incluye todos los accesorios y/o componentes)	Global	500.00	—	—	—
EDT-15-007C	530119	12880	79546	PLAST6	Platadeo Total del Seccionador tripolar 60kV	Consiste en la limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropox HS y Sumatane -Sherwin Williams - ó similar), hasta conseguir 10 mils de espesor. La pintura no debe caer en equipos adyacentes ó en la zona de trabajo. Rotular el equipo y las partes. Incluye pintado (interno y externo) de las cajas de accionamiento motorizado, caja de mando contactores, caja de contactos auxiliares, de las bases metálicas soporte, de los extremos de las columnas, de las cuchillas y campanas de protección y del vanillaje.	Global	300.00	—	—	—
EDT-15-008	530120	12890	79547	PRUEST6	Pruebas eléctricas del seccionador tripolar 60kV. Resistencia de contactos resistencia de aislamiento, y pruebas mecánicas funcionales	DESCONEXION Y CONEXION ELECTROMECANICA DEL SECCIONADOR. Pruebas eléctricas del seccionador utilizando equipos digitales de última generación. Elaboración de informe técnico detallado del mantenimiento realizado con resultado de Pruebas. La unidad de medida es un equipo.	Unidad	290.00	—	—	—
					<b>INTSEC220</b>	<b>Mantenimiento Integral de Seccionador 220kV</b>		3209.00			
EDT-15-009C	530121	12900	79548	SCP2A	Suministro y cambio total de pernos con su tuerca y dos arandelas de presión (por pernos de acero inoxidable)	Suministro y cambio de 170 pernos de acero inoxidable de tipo M10x40mm con su tuerca y dos arandelas de presión considerar ajuste con torquímetro	Global	200.00	—	—	—
EDT-15-010C	530122	12910	79549	SCRCR	Suministro y cambio de resistencias de calefacción y retención	Suministro y cambio de resistencias de calefacción y retención. Las resistencias de calefacción serán del tipo tubular de loza, 220Vca, 100W Las resistencias de retención serán del tipo tubular de loza, 1kOhm, 220Vca.	Global	172.00	—	—	—

# CONTRATO GLOBAL

## 1. LISTADO DE BAREMOS

CONTRATOS ASOCIADOS 2004											
				COBRA - 5200000172	ABB 5200000191	AVANZIT 5200000192	TURBO 5200000193				
				AVANZIT - 5200000174							
				TURBO - 5200000176				VALOR (S/ Unidad)	VALOR (S/ Unidad)	VALOR (S/ Unidad)	VALOR (S/ Unidad)
EDT-15-011C	530123	12920	79550	SIT	Suministro e instalación de termostato	Consiste en el suministro e instalación de termostato, para la operación de la calefacción	Unidad	105,00	---	---	---
EDT-15-012	530124	12930	79551	SNACM	Suministro y nivelado de aceite a la caja de mecanismos	Consiste en el suministro y nivelado de aceite a la caja de mecanismos, el aceite a utilizar es SAE 40, marca SHELL en la cantidad necesaria	Global	210,00	---	---	---
EDT-15-013C	530125	12940	79552	SCLLT	Suministro y cambio de contactores y llave termomagnética	Consiste en el suministro y cambio de dos contactores y una llave termomagnética, según muestra de Edelnor	Global	546,00	---	---	---
EDT-15-014C	530126	12950	79553	MANLEPSEC	Mantenimiento general, limpieza, lubricación, engrase y pintado de todas las partes metálicas del Seccionador	El mantenimiento general consiste en la limpieza, lubricación, engrase (con grasa grafitada). El pintado de todas las partes metálicas, consiste en la limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropoxi HS y Sumatane -Sherwin Williams - ó similar), hasta conseguir 10 mils de espesor. La pintura no debe caer en equipos adyacentes ó en la zona de trabajo. Rotular el equipo y las fases	Global	400,00	---	---	---
EDT-15-015	530127	12960	79554	LIMCR	Limpieza de los contactos de las regletas	Limpieza de los contactos de las regletas con sustancia limpiadora marca LPS	Unidad	35,00	---	---	---
EDT-15-016C	530128	12970	79555	SIR	Suministro e instalación de rotulos	Consiste en el suministro e instalación de rótulos de plancha de acero galvanizada (50x25 cm), pintado con fondo amarillo y letras negras	Unidad	124,00	---	---	---
EDT-15-017C	530129	12980	79556	SCC	Suministro y cambio de carbones	Suministro y cambio de carbones (según muestra)	Unidad	60,00	---	---	---
EDT-15-018	530130	12990	79557	DMBC	Desmontaje y montaje de los brazos de los contactos principales	Desmontaje y montaje de los brazos de los contactos principales.	Global	175,00	---	---	---
EDT-15-019	530131	13000	79558	PLACSEC	Plataado de los contactos principales del seccionador (incluye pintado)	Plataado de los contactos principales (incluye todos sus accesorios y/o componentes) del seccionador (incluye pintado)	Global	350,00	---	---	---
EDT-15-020C	530132	13010	79559	SCPA	Suministro y cambio de pernos de acero inoxidable	Consiste en el suministro y cambio de pernos de acero inoxidable, 864 pernos de acero inoxidable M8x15mm con arandela de presión dentada, 72 pernos de acero inoxidable M8x30mm con tuercas y dos arandelas de presión dentada, 576 pernos de acero inoxidable M8x25mm con tuercas y arandela de presión dentada, considerar ajuste con torquímtero	Global	300,00	---	---	---
EDT-15-021C	530133	13020	79560	SCPB	Suministro y cambio de planchas bimetalicas	Consiste en el suministro y cambio de planchitas bimetalicas de 1/16" de espesor, según muestra de Edelnor	Global	332,00	---	---	---
EDT-15-022	530134	13030	79561	PRUEST2	Pruebas eléctricas del seccionador tripolar 80kV. Resistencia de contactos principales, resistencia de aislamiento y pruebas mecánicas funcionales	Desconexión y conexión electromecánica del seccionador. Pruebas eléctricas del seccionador utilizando equipos digitales de última generación. Elaboración de informe técnico detallado del mantenimiento realizado con resultado de pruebas. La unidad de medida es un equipo	Unidad	200,00	---	---	---
				SECPPT	Seccionador de Puesta a Tierra			1366,00			
EDT-15-023	530135	13040	79562	MANCMSEC	Mantenimiento general de la caja de mando y las cuchillas principales de seccionador	Consiste en el mantenimiento general, engrase y lubricación, de la caja de mando y las cuchillas principales del seccionador	Unidad	270,00	---	---	---
EDT-15-024C	530136	13050	79563	SCR	Suministro y cambio de rodajes	Consiste en el suministro y cambio de rodajes con su perno de fijación en la caja de mando	Unidad	125,00	---	---	---
EDT-15-025	530137	13060	79564	PLACPSEC	Plataado de los contactos principales del seccionador	Plataado de los contactos principales (incluye todos sus accesorios y/o componentes) del seccionador	Global	200,00	---	---	---
EDT-15-026C	530138	13070	79565	PINPSEC	Pintado de todas las partes metálicas del Seccionador	El mantenimiento general consiste en la limpieza, lubricación, engrase (con grasa grafitada). El pintado de todas las partes metálicas, consiste en la limpieza y/o tratamiento anticorrosivo de las partes oxidadas. Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado (Macropoxi HS y Sumatane -Sherwin Williams - ó similar), hasta conseguir 10 mils de espesor. La pintura no debe caer en equipos adyacentes ó en la zona de trabajo. Rotular el equipo y las fases	Global	214,00	---	---	---
EDT-15-027C	530139	13080	79566	SCPAR	Suministro y cambio de pernos con arandela y resortes	Consiste en el suministro y cambio de 72 pernos de acero inoxidable M10x60mm con arandela de presión y resortes de acero inoxidable (según muestra), considerar ajuste con torquímtero.	Global	190,00	---	---	---
EDT-15-028C	530140	13090	79567	SCRCRPT	Suministro y cambio de resistencias de calefacción y retención	Suministro y cambio de resistencias de calefacción y retención. Las resistencias de calefacción serán del tipo tubular de loza, 220Vca, 100W. Las resistencias de retención serán del tipo tubular de loza, 1kOhm, 220Vca	Unidad	172,00	---	---	---
EDT-15-029C	530141	13100	79568	SITER	Suministro e instalación de un termostato	Suministro e instalación de un termostato, para operación de la resistencia de calefacción	Unidad	105,00	---	---	---
EDT-15-030	530142	13110	79569	PRUESTPT	Pruebas eléctricas del seccionador tripolar 60kV. Resistencia de contactos principales, resistencia de aislamiento y pruebas mecánicas funcionales	Desconexión y conexión electromecánica del seccionador. Pruebas eléctricas del seccionador utilizando equipos digitales de última generación. Elaboración de informe técnico detallado del mantenimiento realizado con resultado de pruebas. La unidad de medida es un equipo	Unidad	90,00	---	---	---



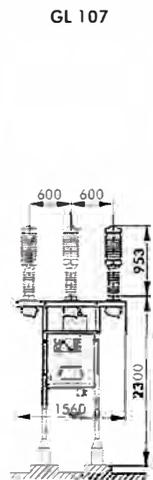
Interrupedores en SF<sub>6</sub>  
36 - 170 kV

**ALSTOM**

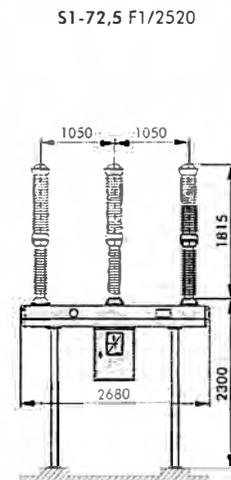
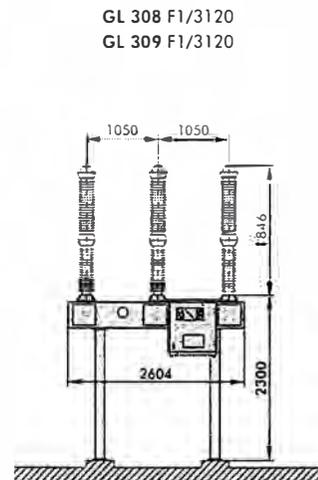
## Datos técnicos

Maniobra		tripolar	tripolar	tripolar	tripolar	tripolar
Tipo		<b>GL 107</b>	<b>GL 308</b>	<b>GL 309</b>	<b>S1-72,5</b>	<b>S1-72,5</b>
Diseño			F1/3120	F1/3120	F1/2520	F1/4031
Tensión nominal	kV	36	52	72,5	72,5	72,5
Frecuencia nominal	Hz	50/60	50	50	50/60	50/60
Tensión soportada o frecuencia industrial	kV	70	95	140	140	140
Tensión soportada o impulso tipo rayo	kV	170	250	325	325	325
Intensidad nominal	A	1600	2000	2000	2000	3150
Corriente de corte en cortocircuito	kA	25	31,5	31,5	25	40
Corriente de cierre en cortocircuito	kA	63	79	79	63	100
Duración del cortocircuito	s	3	3	3	3	3
Tiempo de apertura	ms	35	40	40	40	40
Tiempo de corte	ms	50	60	60	60	60
Tiempo de cierre	ms	75	90	90	90	90
Peso	kg	360	641	641	573	926
Secuencia de maniobras para todos los interruptores		O-0,3s-CO-3min-CO ó CO-15s-CO				

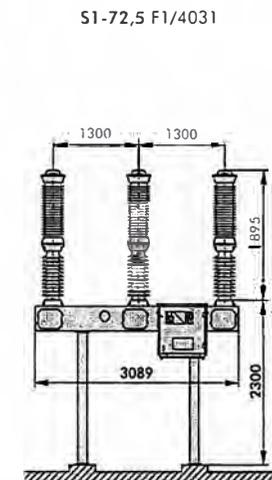
Valores nominales según CEI 60056 (1987), revisión 3 (1996) y VDE; otros datos a petición



2



3

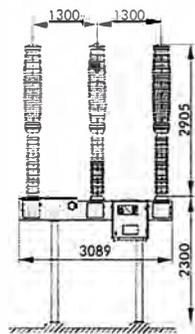


## Datos técnicos

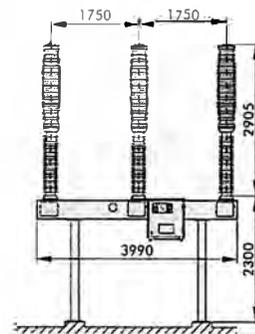
Maniobra		tripolar	tripolar	tripolar	tripolar	tripolar	tripolar
Tipo		<b>GL 310</b>	<b>GL 311</b>	<b>S1-123</b>	<b>GL 312</b>	<b>S1-145</b>	<b>GL 313</b>
Diseño		F1/4031	F1/4031	F1/4031/SR	F1/4031	F1/4031/SR	F1/4031
Tensión nominal	kV	100	123	123	145	145	170
Frecuencia nominal	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Tensión soportada a frecuencia industrial	kV	185	230	230	275	275	325
Tensión soportada a impulso tipo rayo	kV	450	550	550	650	650	750
Intensidad nominal	A	3150	3150	3150	3150	3150	3150
Corriente de corte en cortocircuito	kA	40	40	40	40	40	40
Corriente de cierre en cortocircuito	kA	100	100	100	100	100	100
Duración del cortocircuito	s	3	3	3	3	3	3
Tiempo de apertura	ms	40	40	40	40	40	40
Tiempo de corte	ms	60	60	60	60	60	60
Tiempo de cierre	ms	90	90	90	90	90	90
Peso	kg	1120	1182	1460	1182	1460	1630
Secuencia de maniobras para todos los interruptores		O-0,3s-CO-3min-CO ó CO-15s-CO					

Valores nominales según CEI 60056 (1987), revisión 3 (1996) y VDE; otros datos a petición

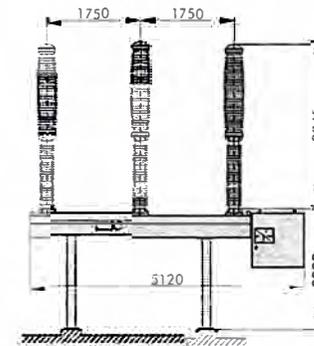
GL 310 F1/4031



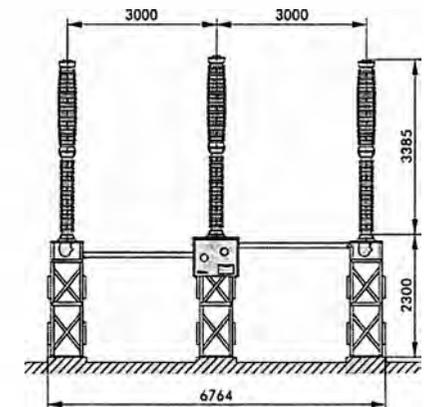
GL 311 F1/4031  
GL 312 F1/4031



S1-123 F1/4031/SR  
S1-145 F1/4031/SR



GL 313 F1/4031

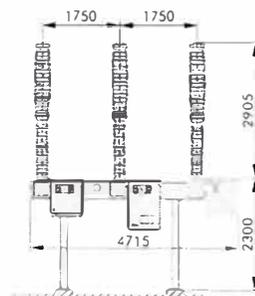


## Datos técnicos

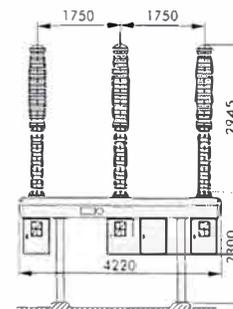
Maniobra		unipolar	unipolar	unipolar	unipolar	unipolar
<b>Tipo</b>		<b>GL 311</b>	<b>S1-123</b>	<b>GL 312</b>	<b>S1-145</b>	<b>GL 313</b>
Diseño		F3/4031	F3/4031	F3/4031	F3/4031	F3/4031
Tensión nominal	kV	123	123	145	145	170
Frecuencia nominal	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Tensión soportada a frecuencia industrial	kV	230	230	275	275	325
Tensión soportada a impulso tipo rayo	kV	550	550	650	650	750
Intensidad nominal	A	3150	3150	3150	3150	3150
Corriente de corte en cortocircuito	kA	40	40	31,5/40	40	40
Corriente de cierre en cortocircuito	kA	100	100	80/100	100	100
Duración del cortocircuito	s	3	3	3	3	3
Tiempo de apertura	ms	40	40	40	40	40
Tiempo de corte	ms	60	60	60	60	60
Tiempo de cierre	ms	90	90	90	90	90
Peso	kg	1440	1564	1180	1655	1685
Secuencia de maniobras para todos los interruptores		O-0,3s-CO-3min-CO ó CO-15s-CO				

Valores nominales según CEI 60056 (1987), revisión 3 (1996) y VDE; otros datos a petición

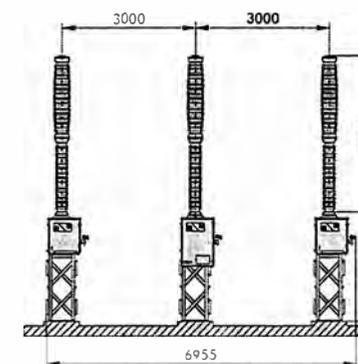
GL 311 F3/4031  
GL 312 F3/4031



S1-123 F3/4031  
S1-145 F3/4031



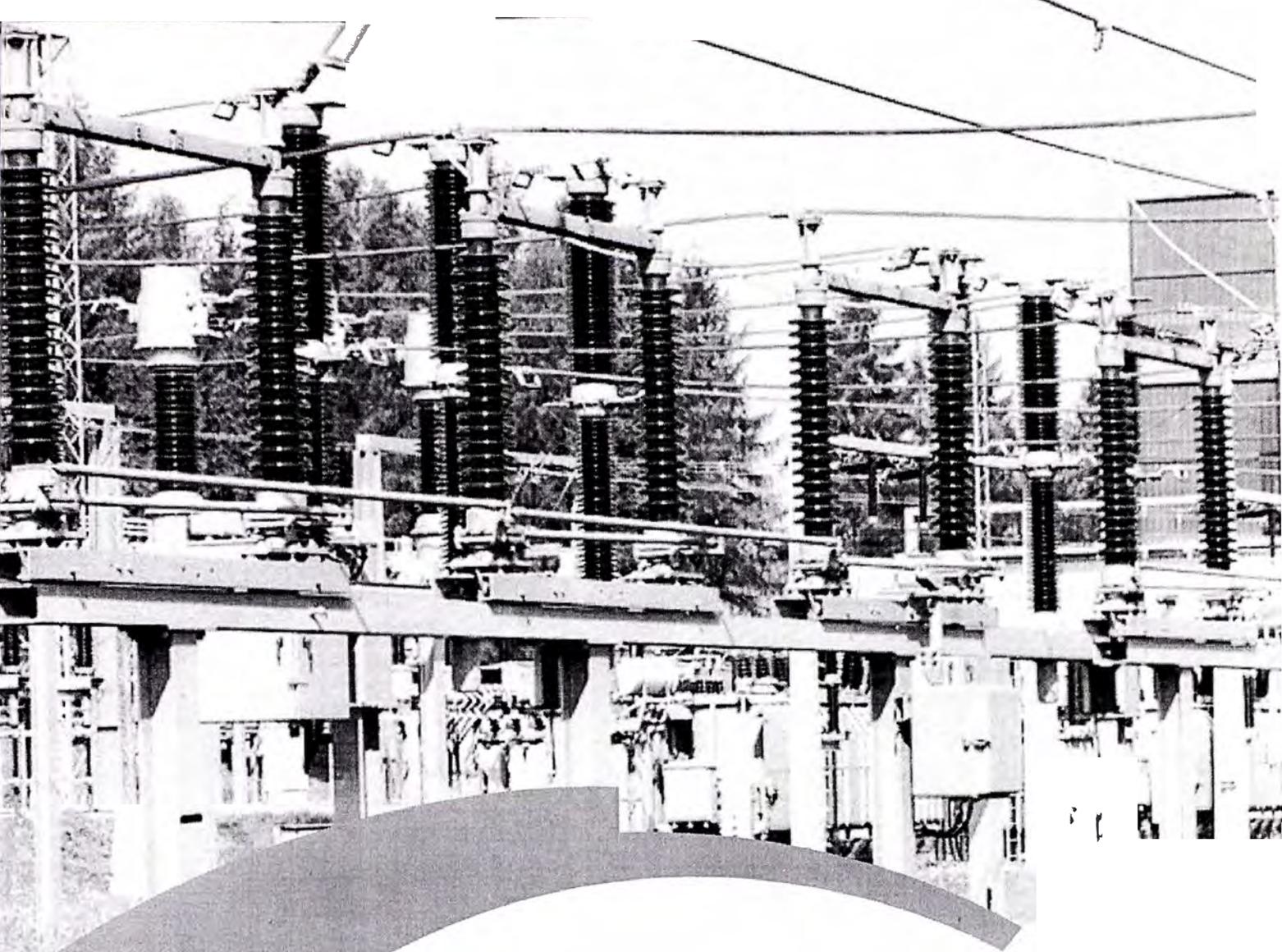
GL 313 F3/4031





**TRANSMISSION & DISTRIBUTION**

ALSTOM Energietechnik GmbH, Hochspannungstechnik, Lilienthalstraße 150, D-34123 Kassel - Germany  
Tel.: +49 (0)561 502-0, Fax: +49 (0)561 502-2449, E-mail: [agk.sales@tde.alstom.com](mailto:agk.sales@tde.alstom.com), <http://www.tde.alstom.com>



**Disconnectors and Earthing Switches  
72.5 - 800 kV**

**ALSTOM**

# Center-Break Disconnectors and Earthing Switches

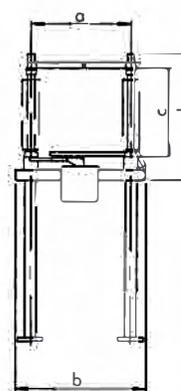
## Technical Data

Type		D 72.5	D 123	D 145	D 170	B 72.5	B 123	B 145	B 170
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	72.5	123	145	170	72.5	123	145	170
Rated lightning impulse withstand voltage									
- to earth	kV	325	550	650	750	325	550	650	750
- across the isolating distance	kV	375	630	750	860	-	-	-	-
Rated power-frequency withstand voltage									
- to earth	kV	140	230	275	325	140	230	275	325
- across the isolating distance	kV	160	265	315	375	-	-	-	-
Rated switching impulse withstand voltage									
- to earth	kV	-	-	-	-	-	-	-	-
- across the isolating distance	kV	-	-	-	-	-	-	-	-
Rated normal current	A	up to 2000	up to 2000	up to 2000	up to 2000	-	-	-	-
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 40							
Rated peak withstand current	kA	up to 100							
Operation		three-phase							
Service conditions:									
Ambient temperature	°C	-50 up to +50							
Ice coating	mm	20	20	20	20	20	20	20	20
Seismic withstand capability		0.5/0.3 g							
Bus transfer switching capability (optional)		1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V	-	-	-	-

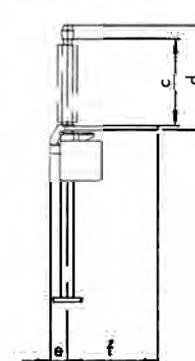
Type	Dimensions in mm						
	a	b	c	d	e	f	
D 72.5	900	1330	770	1215	-	-	
D 123	1400	1830	1215	1660	-	-	
D 145	1600	2030	1500	1945	-	-	
D 170	1800	2230	1700	2145	-	-	
B 72.5	-	-	770	1097	215	685	
B 123	-	-	1215	1542	215	1130	
B 145	-	-	1500	1827	215	1415	
B 170	-	-	1700	2027	215	1615	

Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request

D 72.5 - 170 kV



B 72.5 - 170 kV



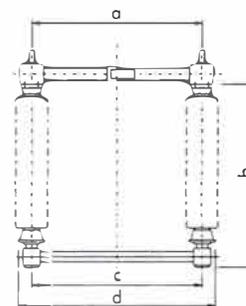
## Center Break Disconnectors Technical Data

Type		S2DA 72.5	S2DA 123	S2DA 145	S2DA 170	S2DA 245	S2DA 300	CGCB 362	CGCB 420	CGCB 550
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550
Rated lightning impulse withstand voltage										
- to earth	kV	325	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550
- across the isolating distance	kV	375	630	750	860	1200	1050(+170)	1175	1425(+240)	1550(+315)
Rated power-frequency withstand voltage										
- to earth	kV	140	230	275	325	460	380	450	520	620
- across the isolating distance	kV	160	265	315	375	530	435	520	610	800
Rated switching impulse withstand voltage										
- to earth	kV	-	-	-	-	-	850	950	1050	1175
- across the isolating distance	kV	-	-	-	-	-	700(+245)	800(+293)	900(+345)	900(+450)
Rated normal current	A	up to 4000								
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 63								
Rated peak withstand current	kA	up to 160	up to 170	up to 170	up to 170					
Operation		1 or 3-phase								
Service conditions:										
Ambient temperature	°C	-50 up to +50								
Ice coating	mm	1, 10 or 20	20	20	20					
Seismic withstand capability		0.5/0.3 g	up to 0.5 g	up to 0.5 g	up to 0.5 g					
Bus transfer switching capability (optional)		1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V	1600A/200V	1600A/200V	1600A/300V	1600A/300V	1600A/300V

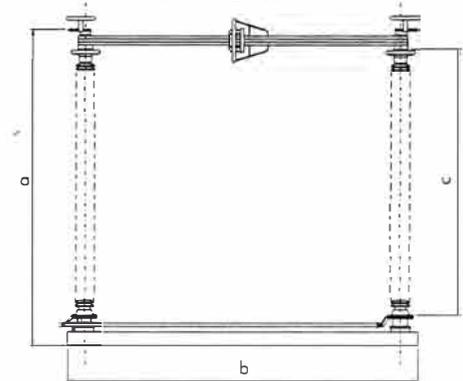
Type	Dimensions in mm			
	a	b	c	d
S2DA 72.5	1000	985	1000	1420
S2DA 123	1400	1435	1400	1820
S2DA 145	1600	1715	1600	2020
S2DA 170	1900	1915	1900	2320
S2DA 245	2500	2650	2500	2920
S2DA 300	3000	3000	3000	3420
CGCB 362	3318	3931	2650	
CGCB 420	3818	4552	3150	
CGCB 550	4018	4689	3350	

Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request

S2DA 72.5 - 300 kV



CGCB 362 - 550 kV

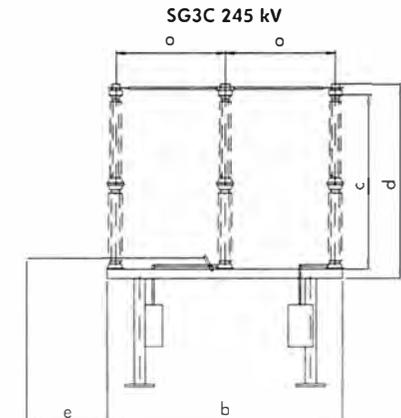
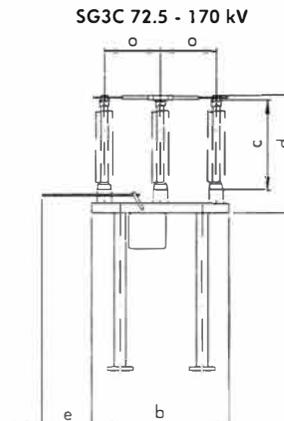
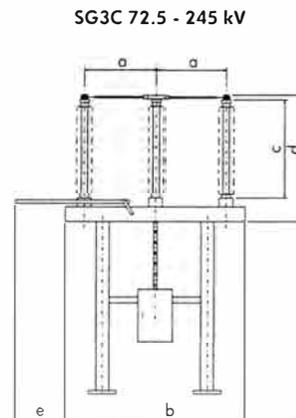


# Double-Break Disconnectors

## Technical Data

Type		SG3C 72.5	SG3C 123	SG3C 145	SG3C 170	SG3C 245
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	72.5	123	145	170	245
Rated lightning impulse withstand voltage						
- to earth	kV	325	550	650	750	1050
- across the isolating distance	kV	375	630	750	860	1200
Rated power-frequency withstand voltage						
- to earth	kV	140	230	275	325	460
- across the isolating distance	kV	160	265	315	375	530
Rated switching impulse withstand voltage						
- to earth	kV	-	-	-	-	-
- across the isolating distance	kV	-	-	-	-	-
Rated normal current	A	up to 2500				
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 40				
Rated peak withstand current	kA	up to 100				
Operation		1 or 3-phase				
Service conditions:						
Ambient temperature	°C	-40 up to +50				
Ice coating	mm	10	10	10	10	10
Seismic withstand capability		0.5 g				
Bus transfer switching capability (optional)		1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V	1600A/200V

Type	Dimensions in mm				
	o	b	c	d	e
SG3C 72.5	650	1600	770	1105	353
SG3C 123	825	1950	1220	1565	670
SG3C 145	1050	2400	1500	1845	796
SG3C 170	1300	2900	1700	2045	846
SG3C 245	1450	3200	2530	2714	1286



Standard values in accordance with IEC 129 (1984), further data on request

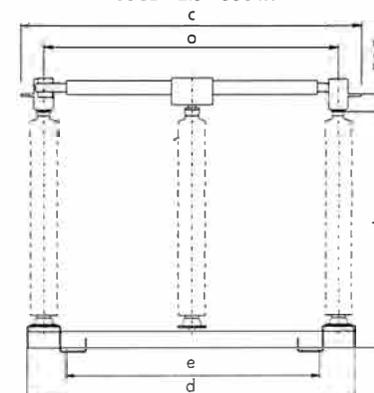
## Double-Break Disconnectors

### Technical Data

Type		S3CD 72.5	S3CD 123	S3CD 145	S3CD 170	S3CD 245	S3CD 300	S3CD 362	S3CD 420	S3CD 550
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550
Rated lightning impulse withstand voltage										
- to earth	kV	325	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550
- across the isolating distance	kV	375	630	750	860	1200	1050(+170)	1175(+205)	1425(+240)	1550(+315)
Rated power-frequency withstand voltage										
- to earth	kV	140	230	275	325	460	380	450	520	620
- across the isolating distance	kV	160	265	315	375	530	435	520	610	800
Rated switching impulse withstand voltage										
- to earth	kV	-	-	-	-	-	850	950	1050	1175
- across the isolating distance	kV	-	-	-	-	-	700(+245)	800(+295)	900(+345)	900(+450)
Rated normal current	A	up to 4000								
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 63								
Rated peak withstand current	kA	up to 160								
Operation		1 or 3-phase								
Service conditions:										
Ambient temperature	°C	-50 up to +50								
Ice coating	mm	1, 10 or 20								
Seismic withstand capability		0.5/0.3 g								
Bus transfer switching capability (optional)		1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V	1600A/200V	1600A/200V	1600A/200V	1600A/300V	1600A/300V

Type	Dimensions in mm				
	a	b	c	d	e
S3CD 72.5	1200	1100	1550	1440	860
S3CD 123	1900	1550	2250	2140	1560
S3CD 145	2150	1850	2500	2420	1790
S3CD 170	2400	2050	2750	2670	2040
S3CD 245	3200	2650	3550	3500	2820
S3CD 300	3850	3000	4200	4200	3200
S3CD 362	4550	3300	4900	4900	3900
S3CD 420	4900	3850	5400	5300	4100
S3CD 550	5500	4500	6000	5900	4700

S3CD 72.5 - 550 kV



Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request

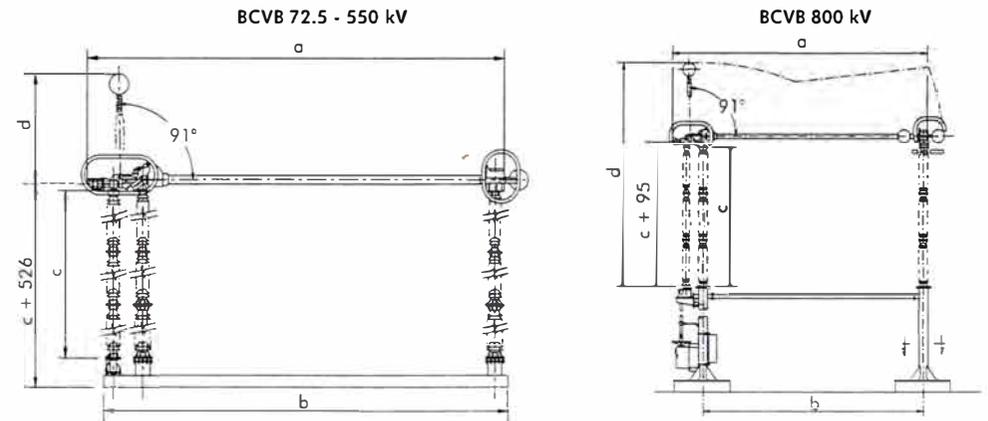
## Outdoor Vertical-Break Disconnectors Technical Data

Type		BCVB 72.5	BCVB 123	BCVB 145	BCVB 170	BCVB 245	BCVB 300	BCVB 362	BCVB 420	BCVB 550	BCVB 800
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550	800
Rated lightning impulse withstand voltage											
- to earth	kV	325	550	650	750	950	1050	1175	1425	1550/1800	2100
- across the isolating distance	kV	375	630	750	860	1050	1200	1175	1425(+240)	1550(+315)	2100(+455)
Rated power-frequency withstand voltage											
- to earth	kV	140	230	275	325	395	460	450	520	620/830	830
- across the isolating distance	kV	160	265	315	375	460	530	520	610	800/1150	1150
Rated switching impulse withstand voltage											
- to earth	kV	-	-	-	-	-	850	950	1050	1175/1300	1425
- across the isolating distance	kV	-	-	-	-	-	700(+245)	800(+295)	900(+345)	900(+450)	1100(+650)
Rated normal current	A	up to 4000									
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 63									
Rated peak withstood current	kA	up to 170									
Operation		1 or 3-phase	1-phase								
Service conditions:											
Ambient temperature	°C	-50 up to +50									
Ice coating	mm	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Seismic withstand capability		0.5/03. g									

Bus transfer switching capability (optional)

Type	Dimensions in mm			
	a	b	c	d
BCVB 72.5	2394	2261	770	1651
BCVB 123	3150	2896	1220/1500	2407
BCVB 145	3150	2896	1220/1500	2407
BCVB 170	3455	3201	1700	2712
BCVB 245	4217	3963	2100/2300	3474
BCVB 362	4980	4725	2650	4236
BCVB 420	5125	5259	3150	5587
BCVB 550	5530/6267	5664/6401	3350/3650	5992/6729
BCVB 800	7900	6706	4625	12235

Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request

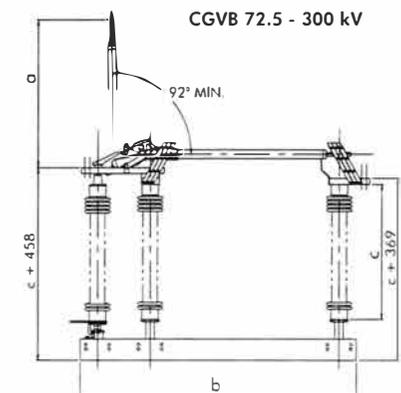
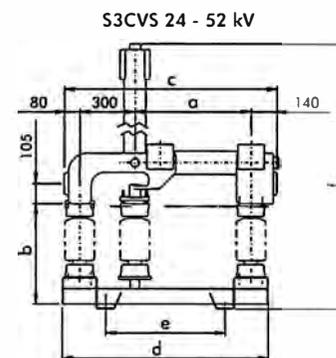


## Outdoor Vertical-Break Disconnectors Technical Data

Type		S3CVS 24	S3CVS 36	S3CVS 52	CGVB 72.5	CGVB 123	CGVB 145	CGVB 170	CGVB 245	CGVB 300
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	24	36	52	72.5	123	145	170	245	300
Rated lightning impulse withstand voltage										
- to earth	kV	125	170	250	325	550	650	750	950	1050
- across the isolating distance	kV	145	195	290	375	630	750	860	1050	1200
Rated power-frequency withstand voltage										
- to earth	kV	50	70	95	140	230	275	325	395	460
- across the isolating distance	kV	60	80	110	160	265	315	375	460	530
Rated switching impulse withstand voltage										
- to earth	kV	-	-	-	-	-	-	-	-	850
- across the isolating distance	kV	-	-	-	-	-	-	-	-	700(+245)
Rated normal current	A	up to 6300	up to 6300	up to 6300	up to 2000					
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 80	up to 80	up to 80	up to 63					
Rated peak withstand current	kA	up to 200	up to 200	up to 200	up to 170					
Operation		1 or 3-phase								
Service conditions:										
Ambient temperature	°C	-50 up to +50								
Ice coating	mm	1, 10 or 20	1, 10 or 20	1, 10 or 20	20	20	20	20	20	20
Seismic withstand capability		0.5/0.3 g	0.5/0.3 g	0.5/0.3 g	up to 0.5 g	up to 0.5 g	up to 0.5 g	up to 0.5 g	up to 0.5 g	up to 0.5 g
Bus transfer switching capability (optional)		1600A/100V	1600A/300V	1600A/300V						

Type	Dimensions in mm					
	a	b	c	d	e	f
S3CVS 24	600	500	1120	1030	770	1350
S3CVS 36	750	640	1270	1190	920	1640
S3CVS 52	900	755	1420	1340	1070	1905
CGVB 72.5	1991	2083	770	1581	-	-
CGVB 123	2753	2844	1220	2292	-	-
CGVB 145	2753	2844	1500	2292	-	-
CGVB 170	3058	2753	1700	2495	-	-
CGVB 245	3372	3454	2100	2952	-	-
CGVB 300	3830	3911	2300	3210	-	-

Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request

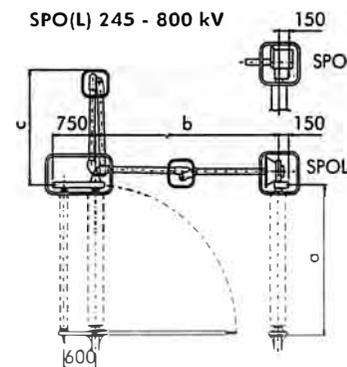


# Horizontal Semi-Pantograph Disconnectors

## Technical Data

Type		SPO(L) 245	SPO(L) 300	SPO(L) 362	SPO(L) 420	SPO(L) 550	SPO(L) 800
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	245	300	362	420	550	800
Rated lightning impulse withstand voltage							
- to earth	kV	1050	1050	1175	1425	1550	2100
- across the isolating distance	kV	1200	1050(+170)	1175(+205)	1425(+240)	1550(+315)	2100(+455)
Rated power-frequency withstand voltage							
- to earth	kV	460	380	450	520	620	830
- across the isolating distance	kV	530	435	520	610	800	1150
Rated switching impulse withstand voltage							
- to earth	kV	-	850	950	1050	1175	1425
- across the isolating distance	kV	-	700(+245)	800(+295)	900(+345)	900(+450)	1100(+650)
Rated normal current	A	up to 4000					
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 63					
Rated peak withstand current	kA	up to 160					
Operation		1 or 3-phase	1-phase				
Service conditions:							
Ambient temperature	°C	-50 up to +50					
Ice coating	mm	1, 10 or 20					
Seismic withstand capability		0.5/0.3 g					
Bus transfer switching capability (optional)		1600A/200V	1600A/200V	1600A/200V	1600/300V	1600A/300V	1600A/300V

Type	Dimensions in mm		
	a	b	c
SPO(L) 245	2560	2700	1900
SPO(L) 300	2910	3100	2200
SPO(L) 362	3160	3700	2500
SPO(L) 420	3670	4200	2800
SPO(L) 550	4320	4700	3100
SPO(L) 800	5320	7000	4300



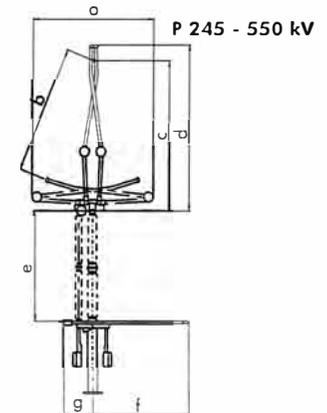
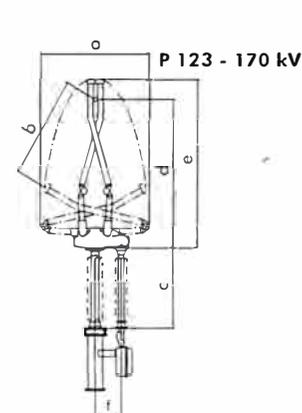
Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request

# Pantograph Disconnectors

## Technical Data

Type		P 123	P 145	P 170	P 245	P 420	P 550
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	123	145	170	245	420	550
Rated lightning impulse withstand voltage							
- to earth	kV	550	650	750	1050	1425	1550
- across the isolating distance	kV	630	750	860	1200	1425 (+240)	1550(+315)
Rated power-frequency withstand voltage							
- to earth	kV	230	275	325	460	520	620
- across the isolating distance	kV	265	315	375	530	610	800
Rated switching impulse withstand voltage							
- to earth	kV	-	-	-	-	1050	1175
- across the isolating distance	kV	-	-	-	-	900 (+345)	900(+450)
Rated normal current	A	up to 4000					
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 40	up to 40	up to 50	up to 63	up to 80	up to 80
Rated peak withstand current	kA	up to 100	up to 100	up to 125	up to 160	up to 200	up to 200
Operation		single-phase	single-phase	single-phase	single-phase	single-phase	single-phase
Service conditions:							
Ambient temperature	°C	-50 up to +50					
Ice coating	mm	20	20	20	20	20	20
Seismic withstand capability		0.5/0.3 g					
Bus transfer switching capability (optional)		1000A/100V 1600A/300V	1000A/100V 1600A/300V	1000A/100V 1600A/300V	1000A/100V 1600A/300V	1000A/100V 1600A/300V	1000A/100V 1600A/300V

Type	Dimensions in mm						
	a	b	c	d	e	f	g
P 123	1670	1200	1215	2074	2385	425	-
P 145	1780	1400	1500	2324	2635	425	-
P 170	2280	1750	1700	2729	3200	425	-
P 245	3000	2300	2300	3568	4039	730	1980
P 420	3790	3420	3350	4573	5000	910	3030
P 550	4080	3800	4000	4870	5350	1130	3680



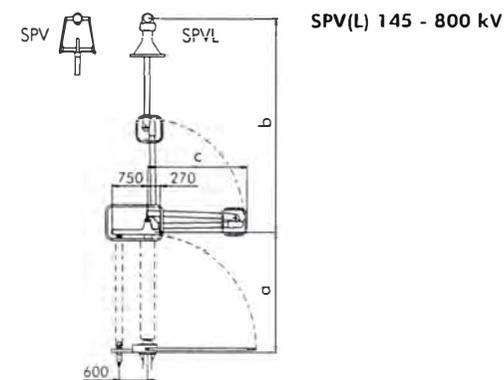
Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request

## Vertical Semi-Pantograph Disconnectors Technical Data

Type		SPV(L) 145	SPV(L) 170	SPV(L) 245	SPV(L) 300	SPV(L) 362	SPV(L) 420	SPV(L) 550	SPV(L) 800
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	145	170	245	300	362	420	550	800
Rated lightning impulse withstand voltage									
- to earth	kV	650	750	1050	1050	1175	1425	1550	2100
- across the isolating distance	kV	750	860	1200	1050(+170)	1175(+205)	1425(+240)	1550(+315)	2100(+455)
Rated power-frequency withstand voltage									
- to earth	kV	275	325	460	380	450	520	620	830
- across the isolating distance	kV	315	375	530	435	520	610	800	1150
Rated switching impulse withstand voltage									
- to earth	kV	-	-	-	850	950	1050	1175	1425
- across the isolating distance	kV	-	-	-	700(+245)	800(+295)	900(+345)	900(+450)	1100(+650)
Rated normal current	A	up to 4000							
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 63							
Rated peak withstand current	kA	up to 160							
Operation		1 or 3-phase	1-phase						
Service conditions:									
Ambient temperature	°C	-50 up to +50							
Ice coating	mm	1, 10 or 20							
Seismic withstand capability		0.5/0.3 g							
Bus transfer switching capability (optional)		1600A/100V	1600A/100V	1600A/200V	1600A/200V	1600A/200V	1600A/300V	1600A/300V	1600A/300V

Type	Dimensions in mm					
	o	b	c	b	c	
	SPV			SPVL		
SPV(L) 145	1760	3000	1380	3000	1470	
SPV(L) 170	1960	3000	1380	3300	1620	
SPV(L) 245	2560	3800	1780	4000	1920	
SPV(L) 300	2910	4200	1980	4400	2120	
SPV(L) 362	3160	4800	2350	4800	2350	
SPV(L) 420	3670	5300	2600	5300	2600	
SPV(L) 550	4320	5800	2850	5800	2850	
SPV(L) 800	5320	7800	3850	7800	3850	

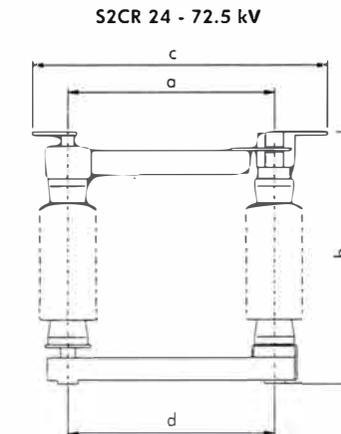
Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request



## Side-Break Disconnectors Technical Data

Type		S2CR 24	S2CR 36	S2CR 52	S2CR 72.5
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	24	36	52	72.5
Rated lightning impulse withstand voltage					
- to earth	kV	125	170	250	325
- across the isolating distance	kV	145	195	290	375
Rated power-frequency withstand voltage					
- to earth	kV	50	70	95	140
- across the isolating distance	kV	60	80	110	160
Rated normal current	A	up to 2500	up to 2500	up to 2500	up to 2500
Rated short-time withstand current, 3 s	kA	up to 50	up to 50	up to 50	up to 50
Rated peak withstand current	kA	up to 125	up to 125	up to 125	up to 125
Operation		1 or 3-phase	1 or 3-phase	1 or 3-phase	1 or 3-phase
Service conditions:					
Ambient temperature	°C	-50 up to +50			
Ice coating	mm	1, 10 or 20			
Seismic withstand capability		0.5/0.3 g	0.5/0.3 g	0.5/0.3 g	0.5/0.3 g
Bus transfer switching capability (optional)		1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V	1600A/100V

Type	Dimensions in mm			
	a	b	c	d
S2CR 24	450	595	775	450
S2CR 36	550	735	875	550
S2CR 52	750	850	1075	750
S2CR 72.5	900	1060	1225	900



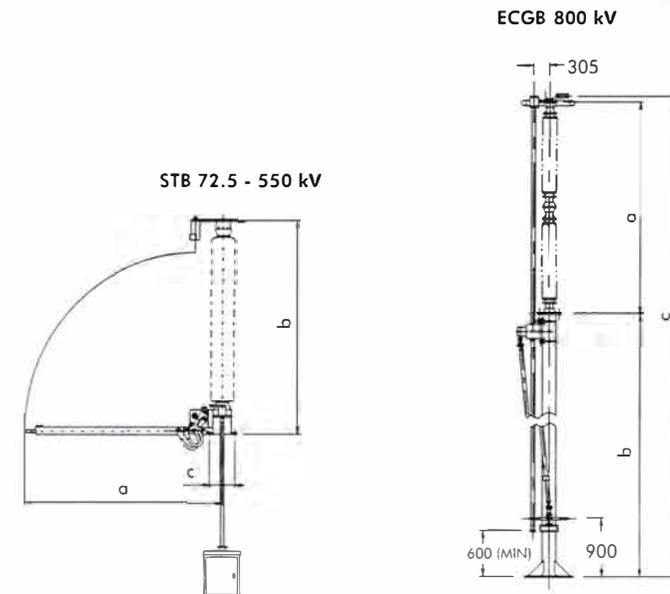
Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request

## Earthing Switches (alone) Technical Data

Type		STB 72.5	STB 123	STB 145	STB 170	STB 245	STB 300	STB 362	STB 420	STB 550	ECGB 800
Rated voltage, 50/60 Hz	kV	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550	800
Rated lightning impulse withstand voltage - to earth	kV	325	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550	2100
Rated power-frequency withstand voltage - to earth	kV	140	230	275	325	460	380	450	520	620	830
Rated short-time withstood current, 3 s	kA	up to 63									
Rated peak withstood current	kA	up to 160	up to 170								
Operation		1 or 3-phase									
Service conditions:											
Ambient temperature	°C	-50 up to +50									
Ice coating	mm	1, 10 or 20	20								
Seismic withstood capability		0.5/0.3 g	up to 0.5 g								

Type	Dimensions in mm		
	a	b	c
STB 72.5	1000	1000	220
STB 123	1500	1500	220
STB 145	1750	1750	220
STB 170	1950	1950	220
STB 245	2650	2650	300
STB 300	3000	3000	300
STB 362	3250	3250	300
STB 420	3800	3800	340
STB 550	4400	4400	340
ECGB 800	4625	5765	10450

Standard values in accordance with IEC-129 (1984); further data on request





#### TRANSMISSION & DISTRIBUTION

ALSTOM Energietechnik GmbH Hochspannungstechnik Lilienthalstraße 150 D-34123 Kassel - Germany  
Tel.: +49 (0)561 502-0 Fax: +49 (0)561 502-2449 E-mail: agk.sales@tde.alstom.com

ALSTOM SpA Apparechiature Alta Tensione, Via Meucci 22 - Noventa di Piave 30020 Venezia - Italy  
Tel: +39 0421-309511, Fax: +39 0421-65254, E-mail: alstom@dacos.it

ALSTOM Canada inc, High Voltage Switchgear, 1400, rue Industrielle La Prairie (Quebec) Canada J5R 2E5  
Tel.: +1 450 659 8921, Fax: +1 450 659 3371, E-mail: gatdc@ibm.net

<http://www.tde.alstom.com>

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión” Carlos Ramírez - Mejía Villegas Consultores - 2003 – Impresiones Graficas Ltda.. Colombia
2. “Diagnóstico e investigación de fallas de Interruptores de Potencia” Carlos Cabrera Rueda-Genaro Ruiz Rodríguez CIGRE México Bienal 2001
3. “Mantenimiento de Subestaciones” Pilar Robles y Fabián Mora
4. “Estrategias de Mantenimiento Líneas A.T y Subestaciones” Edelnor-Gerencia Técnica-Abril 2002.
5. “Diseño de Subestaciones Eléctricas” Autor: José Raúl Martín. Ed. Mc Graw-Hill, 1995