

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL**

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**"Control del Mantenimiento de la Unidad
de Transmisión Occidental del Sistema
Nacional Interconectado"**

TESIS DE GRADO

Previa a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentada por:

Wellington Alejandro Guerra Barco

Guayaquil - Ecuador

—≡1,9 8 5≡—

AGRADECIMIENTO

AL ING. GUSTAVO BERMUDEZ FLORES
*Director de Tesis, por su ayuda
y colaboración para la realiza-
ción de este trabajo.*

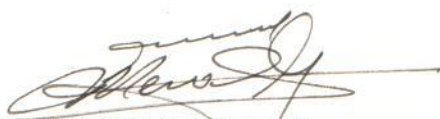
DEDICATORIA

A MI MADRE

A MI ESPOSA

A MI HIJA

A MIS HERMANOS



.....
Ing. Cristobal Mera G.
DECANO DE LA FACULTAD DE
INGENIERIA ELECTRICA



.....
Ing. Gustavo Bermúdez F.
DIRECTOR DE TESIS



.....
Ing. Alberto Hanze
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



.....
Ing. Jorge Chiriboga
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(REglamentos de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).



.....
WELLINGTON ALEJANDRO GUERRA BARCO

RESUMEN

Esta Tesis trata acerca de como planificar y controlar un mantenimiento para las instalaciones de la Unidad Occidental del Sistema Nacional Interconectado.

Esta unidad comprende subestaciones y líneas de transmisión a niveles de voltaje de 230-138 y 69 kilovoltios.

El control del mantenimiento sentará sus bases partiendo del estudio de los equipos que conforman a subestaciones y líneas de transmisión eléctrica de tipo generalizado; esto es estudio de las características de construcción y operación, condiciones posibles de operación, recomendaciones del fabricante respecto al mantenimiento, experiencias e informaciones registradas sobre mantenimiento realizado en equipos similares a los utilizados en estas instalaciones tipo. Luego se determinarán las actividades de mantenimiento necesarias para los equipos, su frecuencia de aplicación, el tiempo requerido en horas-hombre para la ejecución de cada una de ellas (en base a los cuales es posible hacer una estimación de los costos por mano de obra para la ejecución de dichas actividades). Finalmente, se desarrollará un programa de mantenimiento de los equipos de la Unidad Occidental, en el que el control de los tiempos de ejecución de las actividades aplicables a dicho mantenimiento se lo realizará con diferentes métodos.

Para la programación de cierto tipo de actividades se aplicará la técnica PERT (técnica de revisión y evaluación de proyectos) como método de control de tiempos.

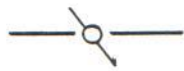
Se proporcionará orientación acerca de los elementos con que se debe trabajar para planificar un mantenimiento y métodos de control de tiempo de ejecución de actividades en cualquier campo.

INDICE GENERAL

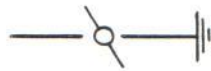
	<u>Pág.</u>
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE FIGURAS	X
INDICE DE SIMBOLOGIA	XII
INDICE DE TABLAS	XIII
INTRODUCCION	15
I. MANTENIMIENTO	17
1.1 Generalidades	17
1.2 Clases de mantenimientos	21
1.2.1 Mantenimiento preventivo	21
1.2.2 Mantenimiento correctivo	25
II. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	27
2.1 Ventajas	27
2.1.1 Tiempo muerto	27
2.1.2 Vida útil	27
2.1.3 Costos de reparaciones	28
2.1.4 Carga de trabajo	28
2.2 El sistema de mantenimiento preventivo	28
2.2.1 El plan de mantenimiento preventivo	29
2.2.2 Recursos técnicos	29
2.2.3 Periodicidad o frecuencia	170
2.2.4 Inspección	172
2.2.5 Servicio	173
2.2.6 Reposición	173

III. CONTROL DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y/O CORRECTIVO	205
3.1 Control del trabajo	205
3.2 Programación	207
3.3 Control de la mano de obra	207
3.4 Control de materiales	208
3.5 Control del equipo	208
3.6 La orden de trabajo	209
3.7 Funcionamiento de los controles	210
IV. METODOS DE PROGRAMACION PARA CONTROL DEL MANTENIMIENTO	212
4.1 Diagramas de barras	212
4.2 Programación PERT	214
4.2.1 El grafo PERT	215
4.2.2 Método de cálculo	220
V. APLICACION A UNIDAD DE TRANSMISION OCCIDENTAL	223
5.1 Descripción de subestaciones y línea	223
5.2 Desarrollo	237
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	285
ANEXOS	288
BIBLIOGRAFIA	293

INDICE DE SIMBOLOGIA



SECCIONADOR



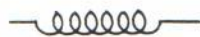
INTERRUPTORES DE PUESTA A TIERRA



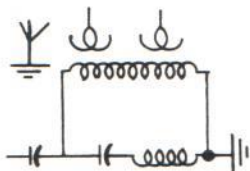
INTERRUPTORES AUTOMATICOS DE ALTA TENSION



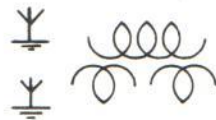
AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA
CON DEVANADO TERCIARIO



REACTOR DE DERIVACION



DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL
EN CONEXION ESTRELLA



TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
EN CONEXION ESTRELLA



PARARRAYO CON CONTADOR DE DESCARGAS



SECCIONADOR FUSIBLE



BANCO DE CAPACITORES CONECTADOS
EN ESTRELLA



LINEA DE TRANSMISION



GENERADOR



INTERRUPTORES DE DISTRIBUCION



CONTACTO NORMALMENTE CERRADO



CONTACTO NORMALMENTE ABIERTO

INTRODUCCION

Las instalaciones destinadas al suministro de energía, como las del Sistema Nacional Interconectado precisan de centros de transformación y equipos de transmisión, cuya misión es la de elevar voltaje de los generadores y transportar dicha energía respectivamente en condiciones económicas y confiables a los usuarios en los distintos sectores del país.

Estos centros se los conoce como subestaciones y líneas de transmisión eléctrica, los cuales están conformados físicamente por una gran cantidad de equipos y accesorios, de diseño y construcción especial de elevado costo y con un tiempo determinado de vida útil.

El asegurar condiciones económicas y confiables de operación depende en gran parte del mantenimiento (limpieza, lubricación, chequeo periódico, pruebas, etc.) que se da a estos equipos, para detectar y corregir a tiempo posibles daños que podrían ocurrir. Estos daños en equipo primario de construcción especial (tales como transformadores de potencia para los cuales muchas veces no se cuenta con piezas de reemplazo) podría significar paro del mismo y/o suspensión de servicio al usuario, por un tiempo que dependerá de la gravedad del caso y con las consecuentes pérdidas económicas a causa de una produc-

ción detenida, reposición o reparación de equipo eléctrico dañado, personal accidentado, etc.

Se debe tener cuidado de no excederse en la aplicación del mantenimiento, lo cual por el contrario podría significar gasto económico innecesario y destrucción del equipo.

La unidad occidental del Sistema Nacional Interconectado representa un modelo eléctrico similar del que se habla, siendo así aplicable el mantenimiento con el fin de asegurar el servicio y economía del país.

CAPITULO I

MANTENIMIENTO

1.1 GENERALIDADES

1.1.1 DEFINICION

Se define el término mantenimiento como actividades que se desarrollan, con el fin de conservar las propiedades físicas en condiciones de funcionamiento seguro, eficiente y económico, éste debe garantizar que todas las intervenciones que deben hacerse en las máquinas e instalaciones se realicen en el momento necesario para que la producción se afecte en lo mínimo (¹²).

Se entiende por propiedades físicas : equipos, instalaciones, edificios y propiedades.

EQUIPO

Máquinas

Herramientas

Unidades automáticas

Transformadores

Banco capacitores

INSTALACIONES

Patios de maniobras

Líneas de transmisión

estructuras

EDIFICIOS

Albergue de personal

Bodegas

Talleres

PROPIEDADES

Caminos de acceso

Fajas de servidumbre

Alcantarillado

1.1.2 OBJETIVOS

Este se lo puede fijar desde 2 puntos de vista : el económico y el técnico.

a) OBJETIVO ECONOMICO :

Es contribuir a sostener lo más bajo posible el costo del producto para nuestro caso la transmisión y distribución eléctrica.

b) OBJETIVO TÉCNICO :

Es conservar en condiciones de funcionamiento seguro y eficiente las propiedades físicas.

1.1.3 CLASES DE ACTIVIDADES

Las actividades para la ejecución o realización del mantenimiento las agruparemos en :

inspección, servicio, reparación, reposición y modificación de diseños, ajustes o construcción.

a) INSPECCION

Consiste en la revisión del equipo y las instalaciones, a fin de verificar su estado con el objeto de detectar un deterioro inicial o una falla grave, que podría requerir el desmontaje de ciertas partes y el uso de instrumentos para la ejecución de pruebas funcionales.

b) SERVICIO

Comprende los trabajos necesarios para mantener la estética y buen funcionamiento de las propiedades físicas como limpieza, pintura, desinfección y lubricación.

c) REPARACION

Corrige los defectos de los elementos constitutivos del equipo, instalaciones, edificios y las propiedades, como

ejemplo podemos citar el ajuste de una pieza.

d) REPOSICION

Aquí se sustituye un dispositivo que ha fallado o se encuentra defectuoso por razones de seguridad o técnicas. Generalmente una reposición comprende preparación, remoción, instalación, ajuste, trabajos suplementarios y pruebas funcionales.

e) MODIFICACION DE DISEÑOS, AJUSTES O CONSTRUCCION

A veces se tienen fallas repetitivas por diseños o construcción inadecuados que se hace necesario alterar los mismos.

Aquí también se hace presente la necesidad de modificación de ciertos ajustes, como ejemplo podemos citar el cambio en los ajustes de los relés de protección, debido al cambio en la configuración del sistema y a la consecuente variación de la demanda en los dife

rentes puntos.

1.2. CLASES DE MANTENIMIENTO

Aunque existen muchos criterios para la clasificación del mantenimiento podemos adoptar uno desde el punto de vista técnico que consiste en dividir el mantenimiento en correctivo y preventivo.

En el correctivo tenemos que se caracteriza en la corrección de fallas a medida que se van presentando.

En el preventivo la característica es la detección de la falla en su fase inicial y la corrección en el momento oportuno.

1.2.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Las sacadas de servicio de las instalaciones deben ser lo menos frecuentes, las mismas se traducen en pérdidas económicas y/o pérdidas de confiabilidad del sistema.

Se clasifica el mantenimiento preventivo en los tipos siguientes :

El servicio de mantenimiento, y

El mantenimiento por etapas

a) EL SERVICIO DE MANTENIMIENTO

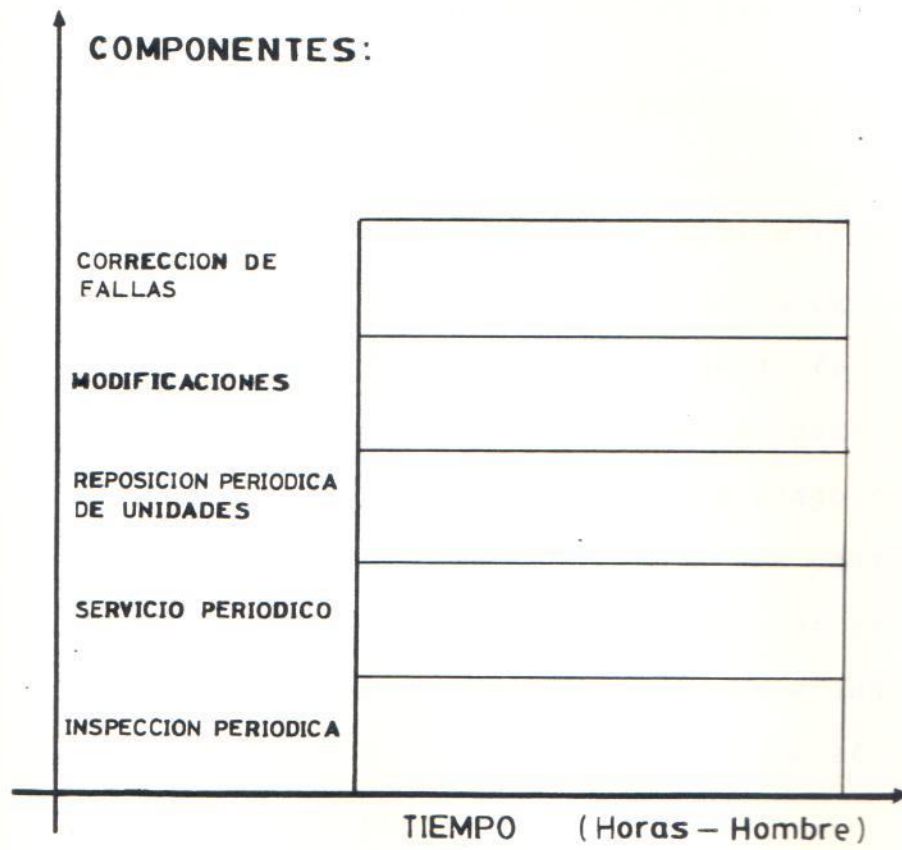
Es el conjunto de operaciones programadas para efectuarse en cierto equipo e instalación en determinada ocasión. Este concepto es diferente al de "servicio" que se vio anteriormente, el cual constituía una clase de actividad aplicable al mantenimiento.

En el servicio de mantenimiento puede encontrarse :

1. Inspecciones periódicas
2. Servicios periódicos programados
3. Reposiciones periódicas de unidades.
4. Modificaciones que se hayan programado.
5. Corrección de fallas reportadas por los operadores.

En la Figura 1.1, se representa un servicio de mantenimiento en una gráfica de horas-hombre.

La corrección de fallas no es programable totalmente, pero mediante revisión



SERVICIOS DE MANTENIMIENTO

Fig: 1-1

de planes iniciales tomados como guía o referencia, se pueden hacer las programaciones mejor ajustadas con la obtención de buenos resultados.

b) MANTENIMIENTO POR ETAPAS

Es importante explicar que existe lo que se conoce como mantenimiento mayor que consiste en ejecutar trabajos que consumen gran cantidad de tiempo, material y mano de obra, lo cual a la vez requiere parar o sacar de servicio una instalación por largo tiempo, tal como se efectúa en las centrales térmicas del Sistema Nacional en las que por lo general tienen algunas unidades generadoras y no afecta el que se pare una de ellas.

Ahora se explicará el mantenimiento por etapas que consiste en dividir la reparación o mantenimiento mayor en cierto número de etapas e intercalarlas entre los servicios menores en diferentes tiempos. Como tiempos podrían ser seleccionados los días sábados, domingos

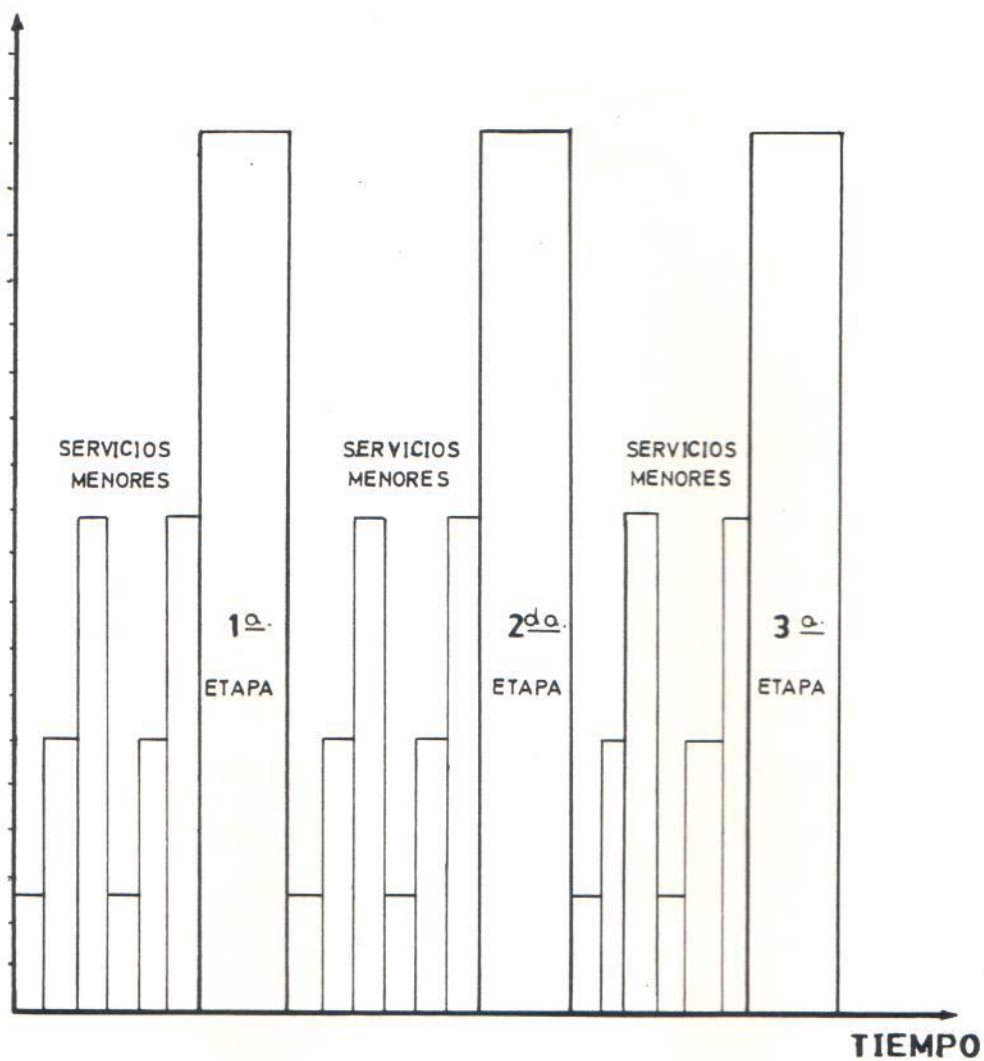
y feriados donde la demanda de energía eléctrica disminuye. En la Figura 1.2 se ilustra este tipo de mantenimiento.

1.2.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Las actividades a ejecutarse en este caso se originan por fallas o daños. Se corrigen fallas, se sustituyen partes, se reparan y reconstruyen máquinas para ponerlas en condiciones de funcionamiento.

Al presentarse este caso se requiere pues que al momento se programen los trabajos necesarios siguiendo un procedimiento ordenado.

HOMBRES



MANTENIMIENTO
POR
ETAPAS

Fig: 1-2

CAPITULO II

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

2.1. VENTAJAS

El mantenimiento preventivo se prefiere al mantenimiento correctivo por los beneficios y ventajas que ofrece con respecto al segundo. Veamos estas ventajas.

2.1.1. TIEMPO MUERTO

Con este nombre se conoce al tiempo que las instalaciones, equipo y otros permanecen fuera de servicio por mantenimiento. Pues el tiempo que un equipo necesita estar fuera de servicio para ejecutarle un mantenimiento preventivo, es menor que aquel que requeriría para efectuarle un correctivo.

2.1.2. VIDA UTIL

Las propiedades físicas sujetas a mantenimiento preventivo tienen una vida útil sensiblemente mayor que la que tendrían sujetas a un sistema de mantenimiento correctivo.

2.1.3. COSTO DE REPARACIONES

El costo por reparación de daños menores i niciales detectados a tiempo con la aplicación del mantenimiento preventivo, es menor, que aquel que se tendría por corrección de una falla declarada o crítica con la aplicación del mantenimiento correctivo.

2.1.4. CARGA DE TRABAJO

La carga de trabajo para el personal de mantenimiento en un sistema de mantenimiento preventivo es más uniforme que en un sistema de mantenimiento correctivo y en consecuencia habrá menor tiempo extra de pago a los trabajadores en ajustes ordinarios y en reparaciones en paros imprevistos.

Las ventajas expuestas servirán para que en un futuro se justifique la aplicación de este sistema al desarrollo del mantenimiento programado de la unidad occidental.

2.2. EL SISTEMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se desarrollará ahora el plan de mantenimiento pre-

ventivo para las instalaciones tipo A-B y C cuyos diagramas unifilares se muestran en las Figuras 2.1, 2.2 y 2.3 respectivamente y que representan modelos generalizados en sistemas de transmisión a niveles de tensión de 69-138 y 230 KV.

2.2.1. EL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Al desarrollar nuestro plan es necesario considerar lo siguiente :

- a) Estudio y análisis técnico detallado de los equipos para la determinación de actividades de especial atención en su ejecución.
- b) Determinación de la frecuencia de ejecución de las actividades, inspecciones y servicios.

2.2.2. RECURSOS TECNICOS

Valiéndose de recursos técnicos tales como análisis de ingeniería; para realizar estudios del equipo, analizar sus características de construcción y operación y condiciones en que va a operar. Utilizando recomendaciones del fabricante respecto al

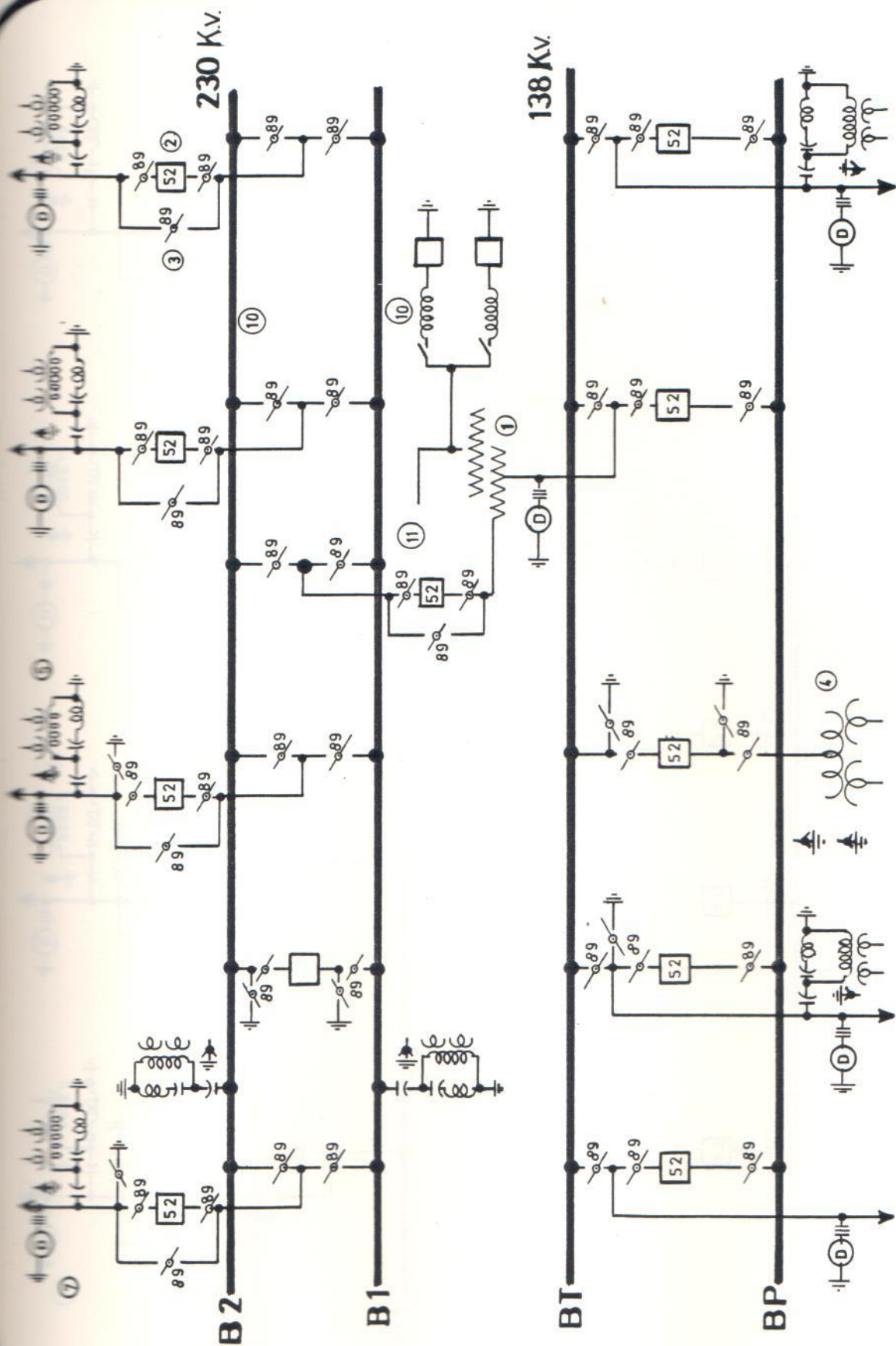


Fig. 2-1 DIAGRAMA UNIFILAR INSTALACION TIPO (A)

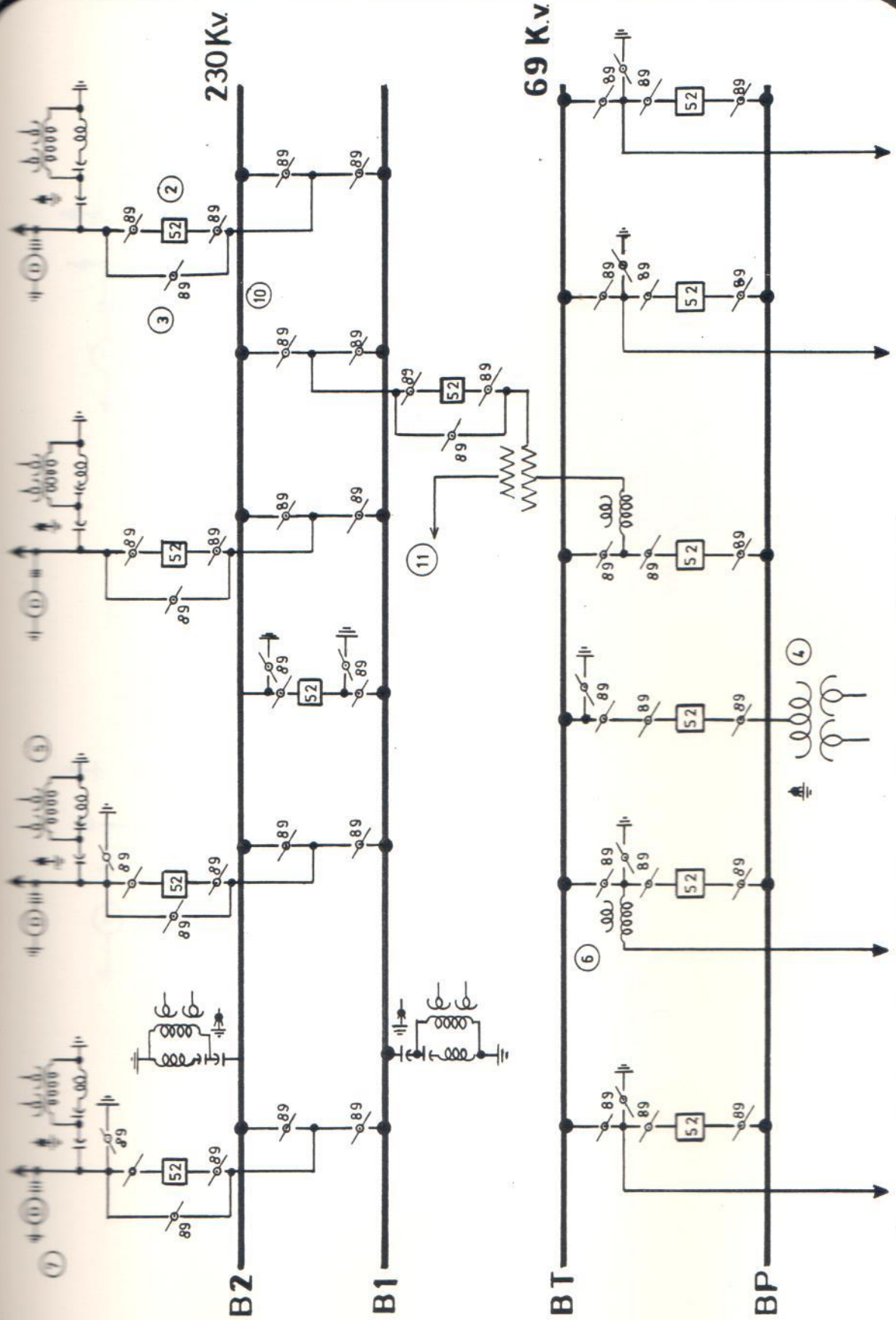


Fig.2-2 DIAGRAMA UNIFILAR INSTALACION TIPO (B)

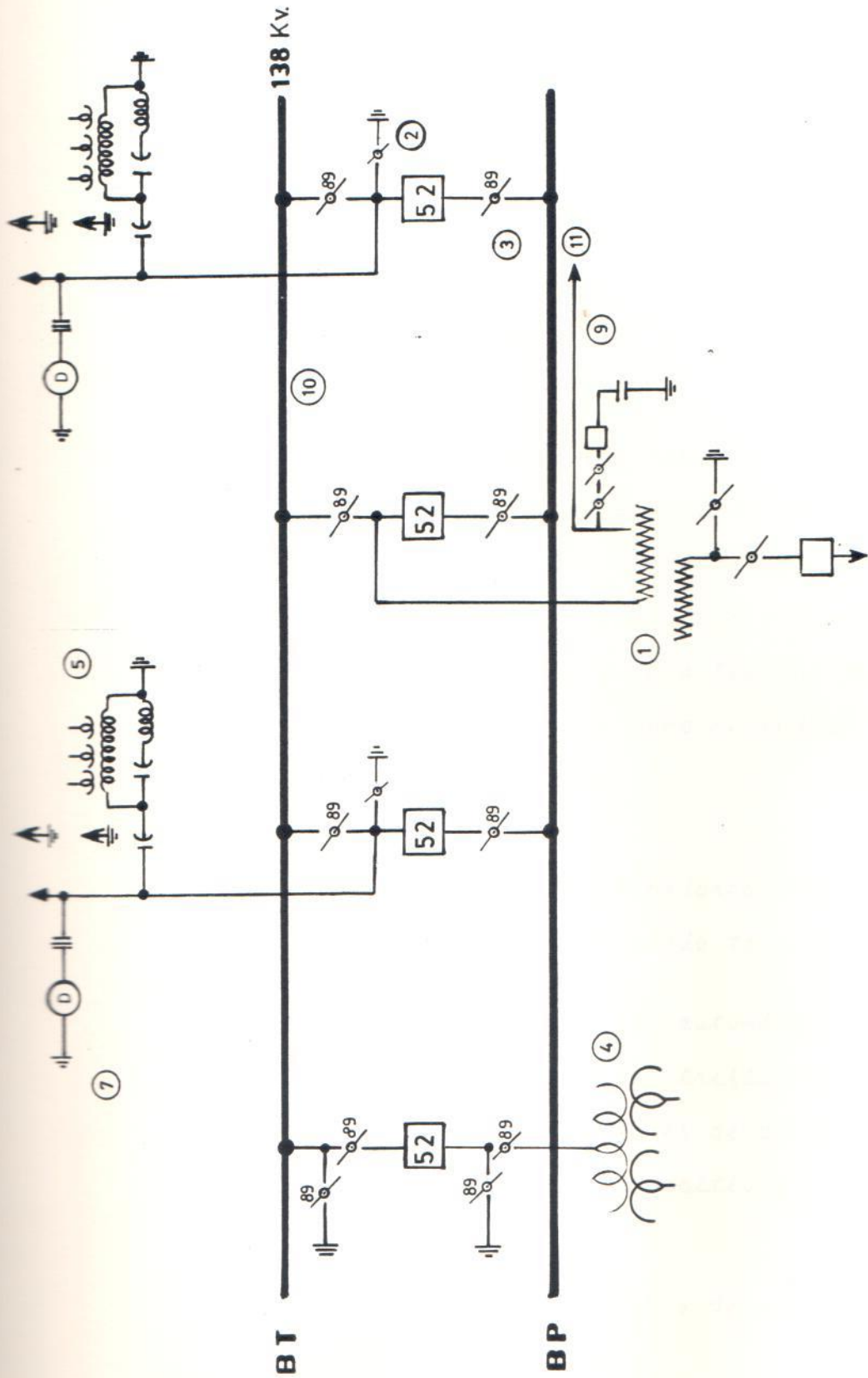


Fig.2.3 DIAGRAMA UNIFILAR INSTALACION TIPO (C)

mantenimiento y experiencias acumuladas en trabajos similares. Se desarrollará el paso a del tópicu canterior.

2.2.2.1 SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION.

Analizando las Figuras 2.1, 2.2 y 2.3 se tiene que el número encerrado en los círculos designa cada uno de los equipos y componentes de alta y baja tensión de las instalaciones como se indica a continuación.

- 1) Autotransformadores de potencia con devanado terciario.
- 2) Interruptores automáticos
- 3) Seccionadores trifásicos
- 4) Transformadores de potencial
- 5) Divisores capacitivos de potencial.
- 6) Transformadores de corriente de pedestal.
- 7) Pararrayos
- 8) Banco de capacitores

- 9) Reactores de derivación
- 10) Líneas de transmisión/barras
- 11) Equipos de servicios auxiliares.

SUBESTACIONES

TIPO DE SISTEMAS DE BARRA

Las subestaciones tipo constan de los siguientes patios de maniobras.

TIPO A : Patios de 230 KV-138 KV
y 69 KV.

TIPO B : Patios de 230 KV. y 69 KV

TIPO C : Patio de 138 KV

En los diferentes niveles de tensión tenemos : Patios de 138 KV y 69 KV con sistema de barra de transferencia y patios de 230 KV con sistema de barra duplicada.

FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE BARRA.

SISTEMA DE BARRA DE TRANSFERENCIA.- Este se caracteriza por la

mantenimiento y experiencias acumuladas en trabajos similares. Se desarrollará el paso a del t^opico canterior.

2.2.2.1 SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION.

Analizando las Figuras 2.1, 2.2 y 2.3 se tiene que el número encerrado en los círculos designa cada uno de los equipos y componentes de alta y baja tensión de las instalaciones como se indica a continuación.

- 1) Autotransformadores de potencia con devanado terciario.
- 2) Interruptores automáticos
- 3) Seccionadores trifásicos
- 4) Transformadores de potencial
- 5) Divisores capacitivos de potencial.
- 6) Transformadores de corriente de pedestal.
- 7) Pararrayos
- 8) Banco de capacitores

- 9) Reactores de derivación
- 10) Líneas de transmisión/barras
- 11) Equipos de servicios auxiliares.

SUBESTACIONES

TIPO DE SISTEMAS DE BARRA

Las subestaciones tipo constan de los siguientes patios de maniobras.

TIPO A : Patios de 230 KV-138 KV
y 69 KV.

TIPO B : Patios de 230 KV y 69 KV

TIPO C : Patio de 138 KV

En los diferentes niveles de tensión tenemos : Patios de 138 KV y 69 KV con sistema de barra de transferencia y patios de 230 KV con sistema de barra duplicada.

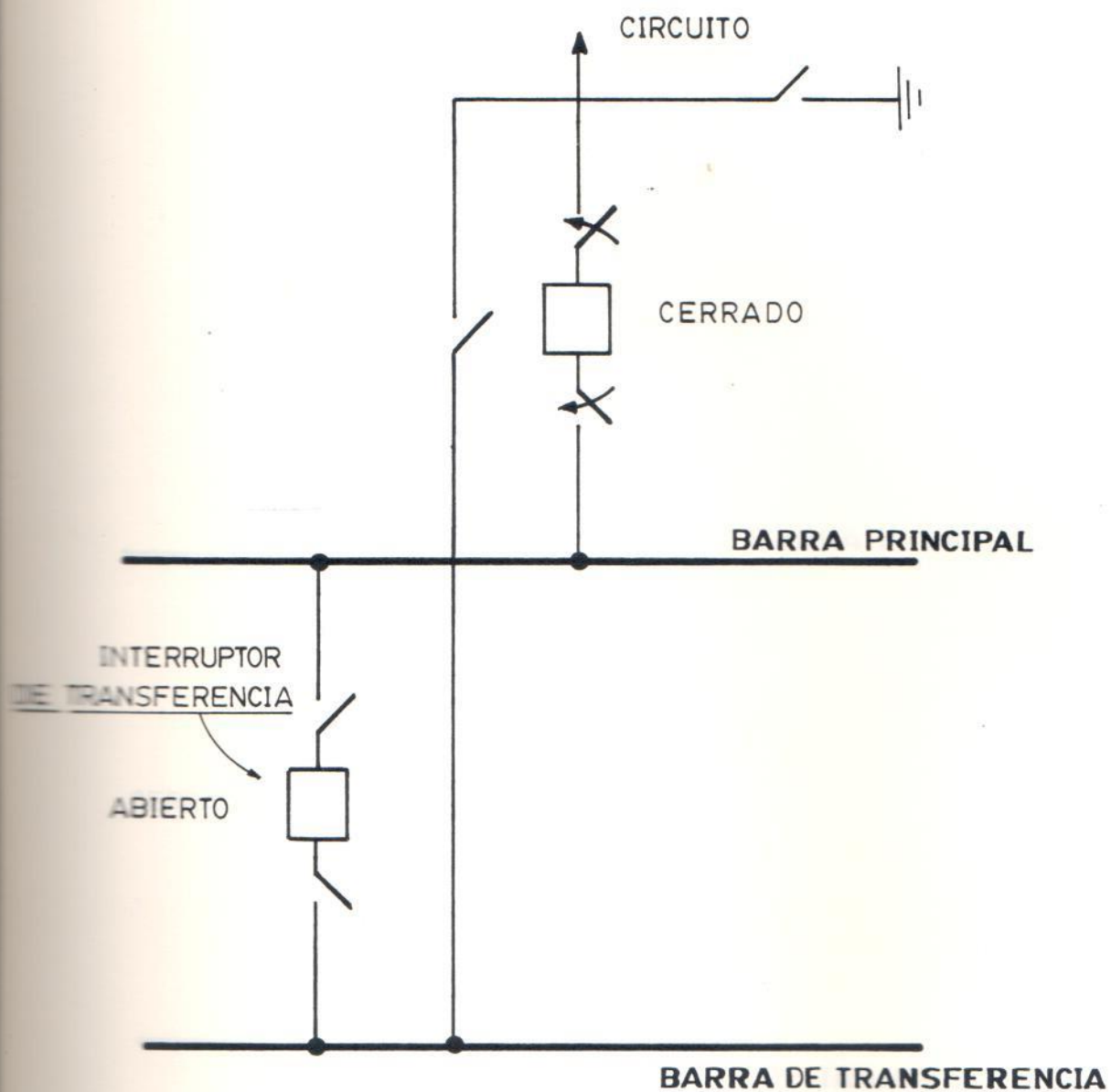
FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE BARRA.

SISTEMA DE BARRA DE TRANSFERENCIA.- Este se caracteriza por la

existencia de la barra principal y la de transferencia y de un interruptor de transferencia que se puede considerar como de reserva. Normalmente todos los circuitos están conectados a la barra principal y es la única barra energizada, ver Figura 2.4a.

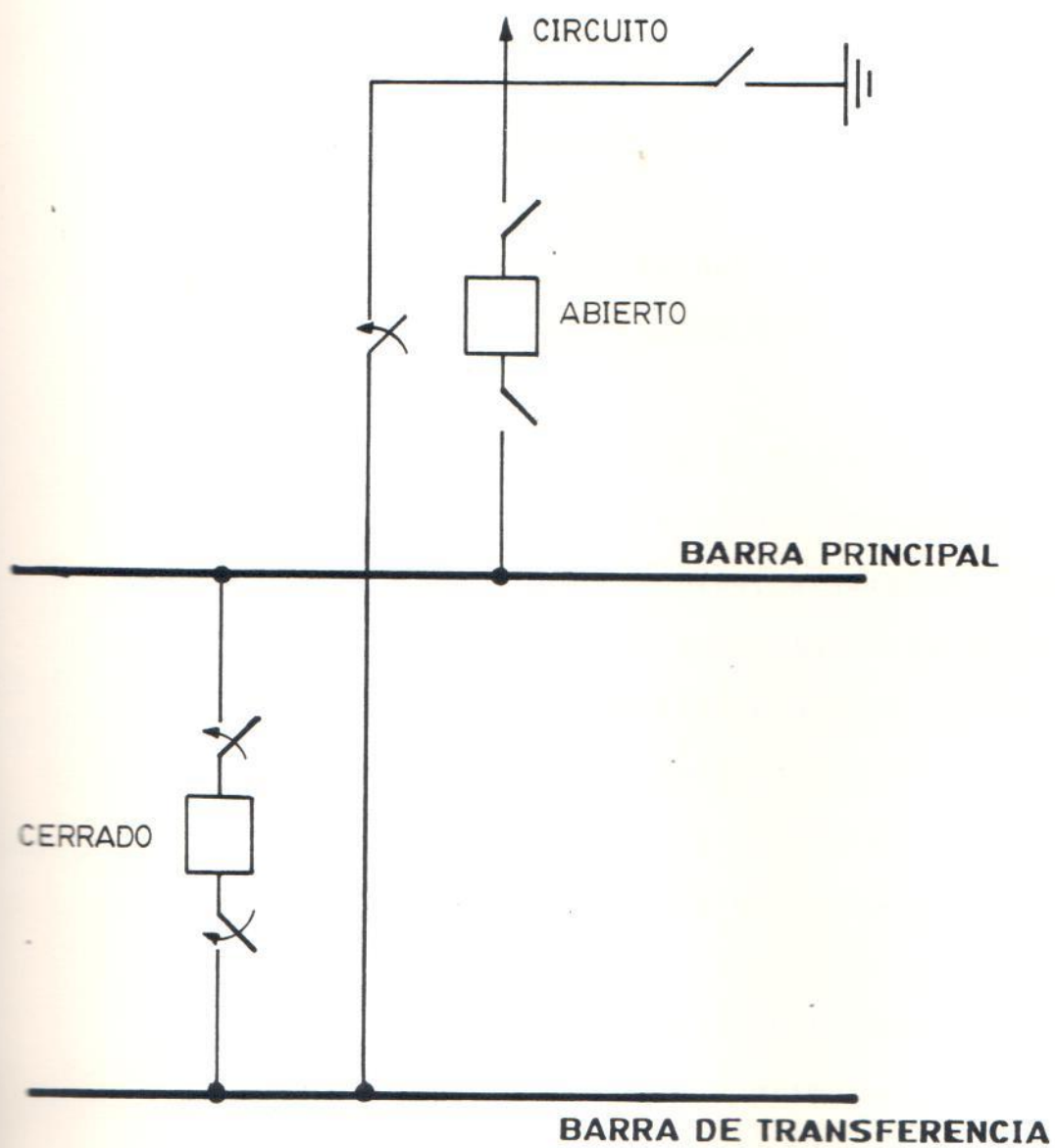
Si se requiere de mantenimiento o se presenta alguna emergencia en el interruptor, siguiendo la secuencia de maniobras éste se pone fuera de servicio y el circuito quedará energizado a través del interruptor de transferencia como se muestra en la Figura 2.4b.

SISTEMA DE BARRA DUPLICADA.- En este sistema así mismo se encuentran 2 Barras; Barra 1 y Barra 2 y un interruptor denominado de acoplamiento que sirve para mantener normalmente ambas barras unidas. Con el fin de mantener la confiabilidad del sistema, las líneas de transmisión a nivel de 230 KV



**SISTEMA DE BARRA DE TRANSFERENCIA
EN OPERACION NORMAL**

Fig: 2-4 (a)



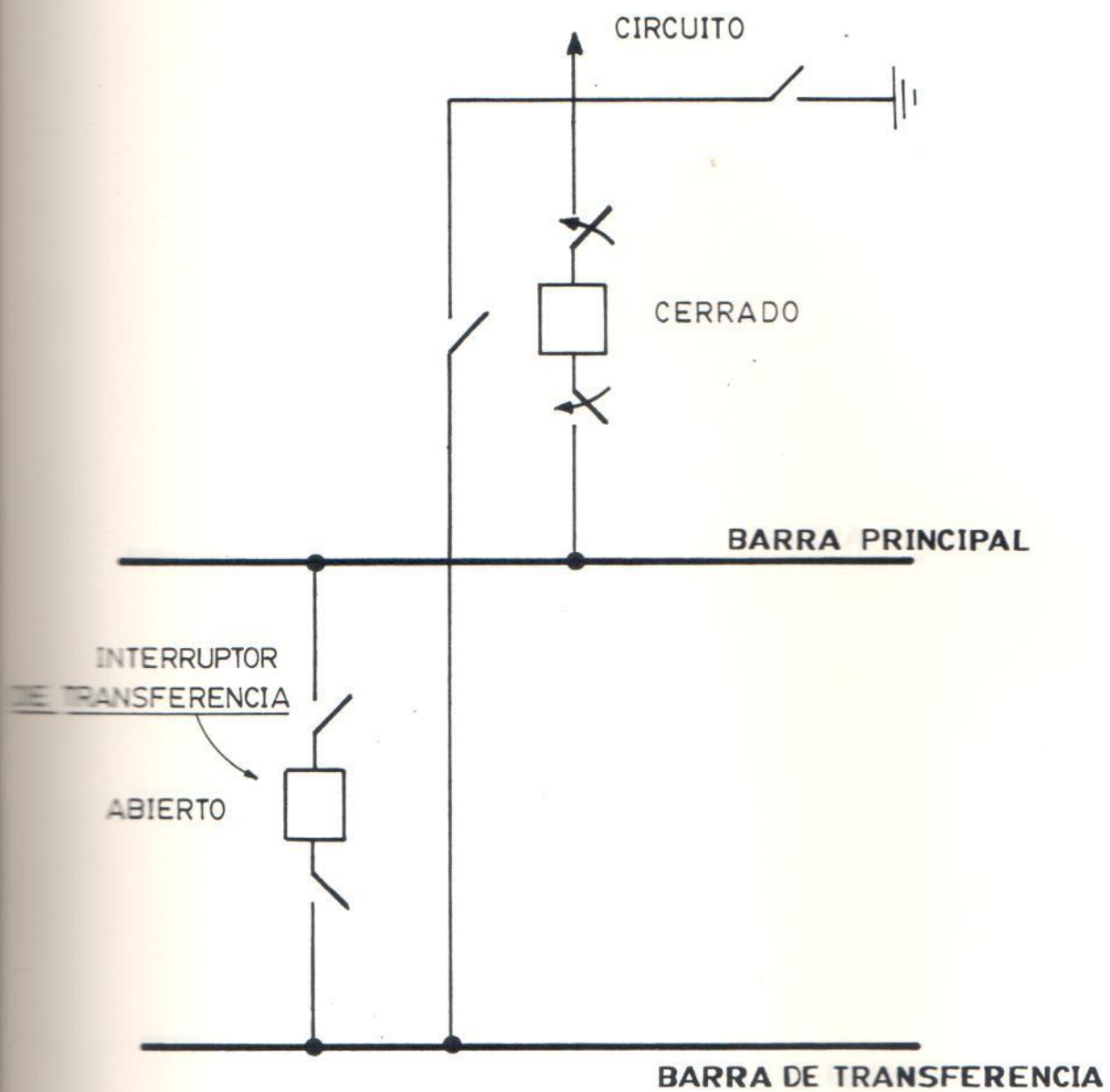
**SISTEMA DE BARRA DE TRANSFERENCIA
CON TRANSFERENCIA EJECUTADA**

Fig: 2-4 (b)

existencia de la barra principal y la de transferencia y de un interruptor de transferencia que se puede considerar como de reserva. Normalmente todos los circuitos están conectados a la barra principal y es la única barra energizada, ver Figura 2.4a.

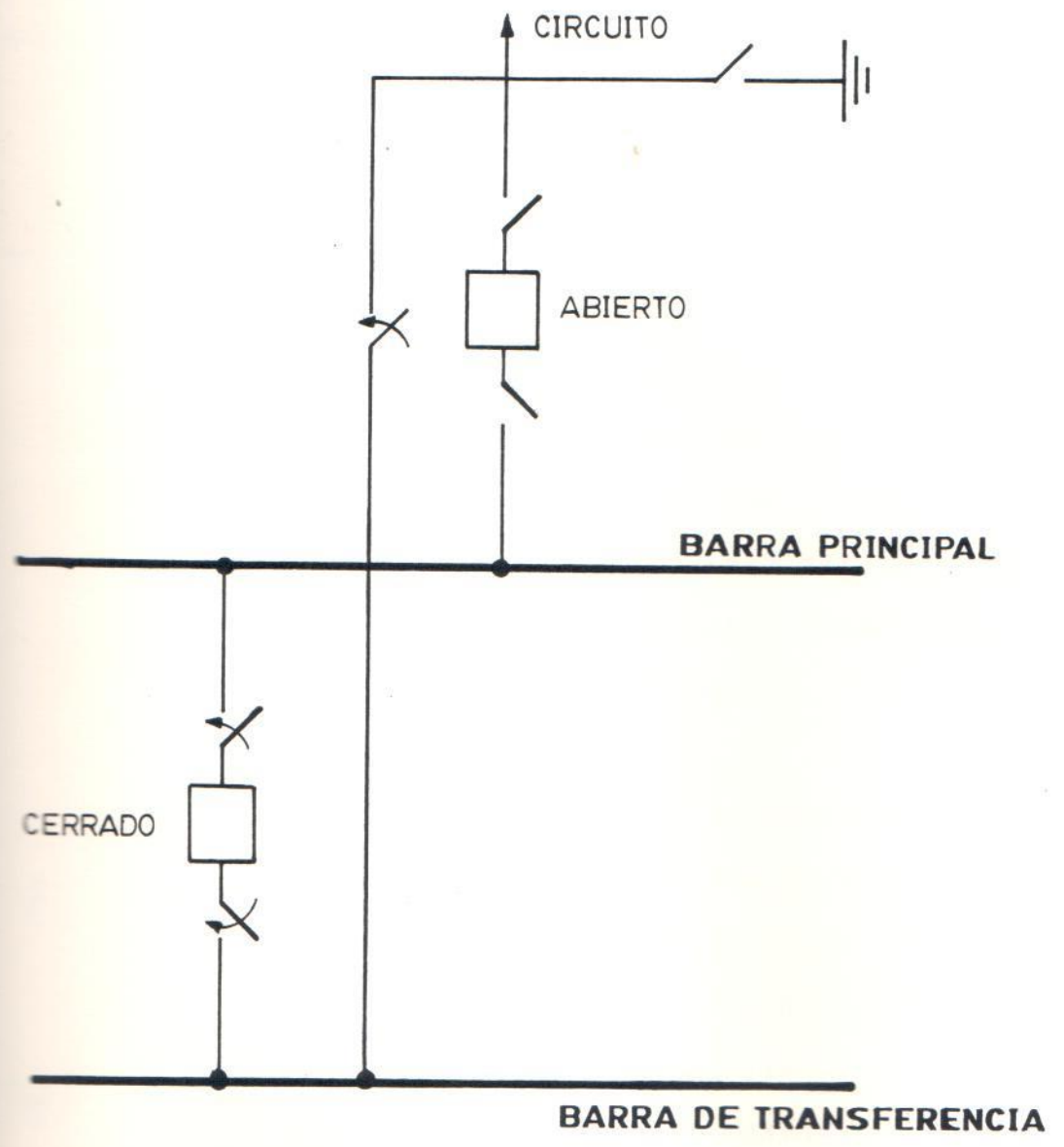
Si se requiere de mantenimiento o se presenta alguna emergencia en el interruptor, siguiendo la secuencia de maniobras éste se pone fuera de servicio y el circuito quedará energizado a través del interruptor de transferencia como se muestra en la Figura 2.4b.

SISTEMA DE BARRA DUPLICADA.- En este sistema así mismo se encuentran 2 Barras; Barra 1 y Barra 2 y un interruptor denominado de acoplamiento que sirve para mantener normalmente ambas barras unidas. Con el fin de mantener la confiabilidad del sistema, las líneas de transmisión a nivel de 230 KV



**SISTEMA DE BARRA DE TRANSFERENCIA
EN OPERACION NORMAL**

Fig: 2-4 (a)



SISTEMA DE BARRA DE TRANSFERENCIA
CON TRANSFERENCIA EJECUTADA

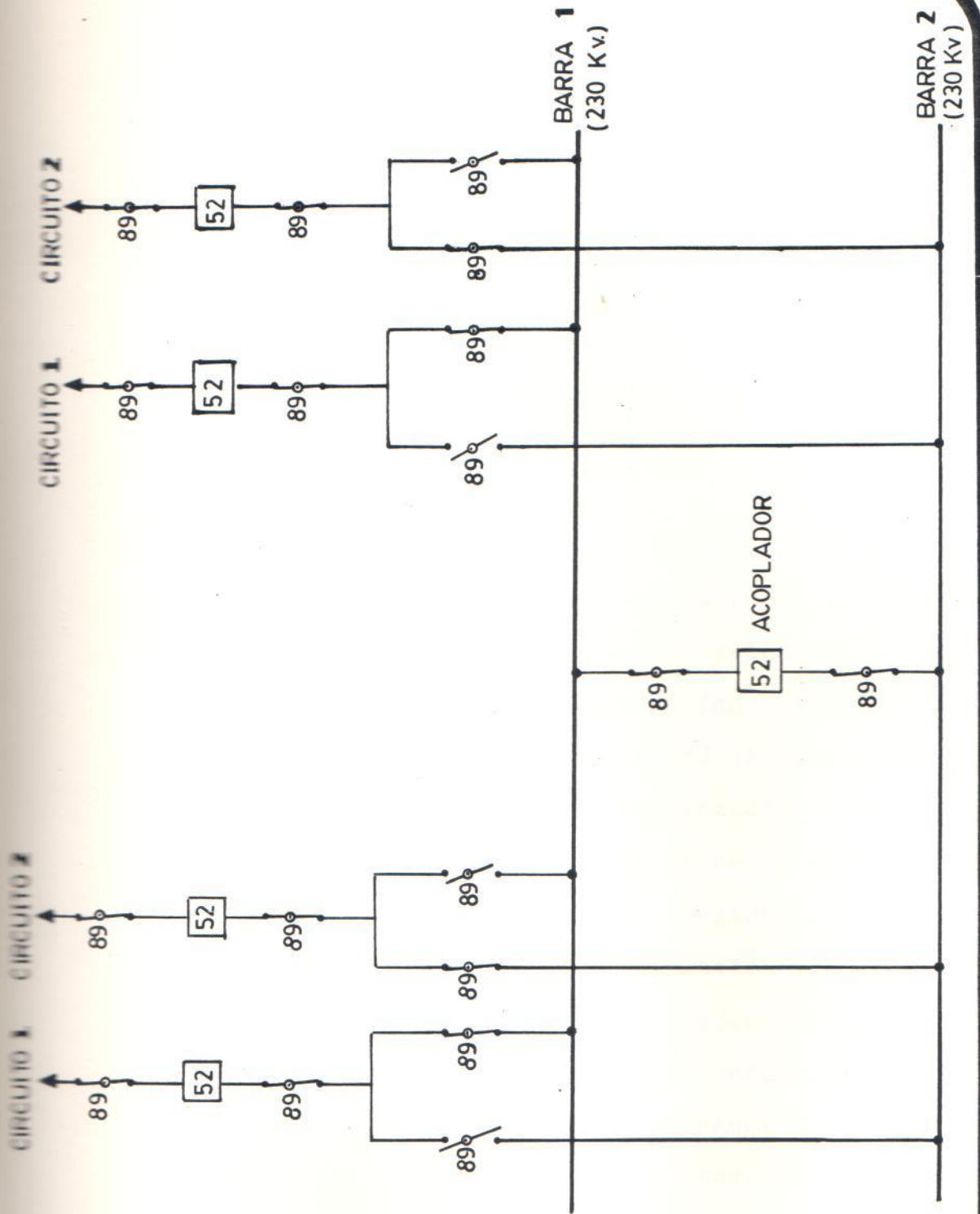
Fig: 2-4 (b)

constan de 2 circuitos 1 y 2.

Normalmente los circuitos 1 y 2 están acoplados a través de un seccionador a las barras 1 y 2 respectivamente. Esto se muestra en la Fig. 2.5 para el caso de barras a nivel de 230 KV. Si ocurriese una falla en alguna de las barras, saldrán de servicio los circuitos acoplados a esa barra, pero la continuidad del servicio (aunque un poco perturbado) se mantendrá en el sistema.

Si se requiere de mantenimiento o se presenta alguna emergencia en el interruptor de algún circuito, siguiendo una secuencia de maniobras, se saca a éste de servicio de la siguiente manera :

Se acoplan todos los circuitos a una sola barra y el circuito al cual se va a hacer mantenimiento se lo acopla a la otra barra, desde este momento el sistema se ha



SISTEMA DE BARRA DUPLICADA

Fig: 2- 5

transformado en un sistema de barra de transferencia, pudiendo ahora entonces sacar de servicio el interruptor en cuestión (y ser reemplazado en este caso por el interruptor de acople de barras) tal como sucede en el sistema de transferencia.

Se deduce con esto que hay equipos en las subestaciones a los cuales es posible realizarles mantenimiento en el lado de alta tensión sin necesidad de sacar de servicio la subestación. No debemos olvidar el hecho de que el sistema pierde confiabilidad, pues además de lo expuesto cabe añadir de que cuando se ejecutan estas transferencias de interruptores, las líneas de transmisión trabajan con ciertas protecciones eléctricas bloqueadas.

Así mismo hay actividades en el lado de alta tensión que pueden ejecutarse solamente sacando de

servicio la subestación o determi
nado patio de maniobras.

LINEAS DE TRANSMISION

Para las instalaciones tipo de las cuales tratamos, tenemos que a nivel de 138 y 230 KV cada línea de transmisión está conformada por 2 circuitos.

En base a lo expuesto y dependiendo de otros factores (tipo de actividad, calificación y capacitación del personal, disponibilidad de herramientas especiales, etc.) se deduce que a líneas de doble circuito se les puede aplicar mantenimiento tomando en consideración 2 posibilidades las cuales son :

- a) Ambos circuitos en servicio (trabajos en caliente).
- b) Un circuito donde se va a trabajar desenergizado (trabajos con línea muerta) y el otro

circuito en servicio.

SELECCION DE EQUIPOS DE ALTA TENSION.

Con lo expuesto se puede seleccionar los equipos entre aquellos en que se puede trabajar en el lado de alta tensión con una subestación o línea energizada y/o desenergizada. Esta selección es la siguiente :

AUTOTRANSFORMADORES: *Subestación desenergizada.*

INTERRUPTORES: *Subestación energizada.*

SECCIONADORES : *Subestación energizada-Línea desenergizada.*

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL: *Subestación desenergizada.*

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE :
Línea desenergizada.

DIVISORES CAPACITIVOS : *Línea desenergizada.*

PARARRAYOS : Línea desenergizada

BARRAS : Subestación desenergizada-subestación energizada.

BANCO DE CAPACITORES : Subestación energizada.

REACTORES : Subestación energizada.

LINEA DE TRANSMISION : Línea energizada y/o línea desenergizada.

Hay otros equipos a niveles de tensión bajos a los que si se les puede ejecutar mantenimiento sin necesidad de sacar de servicio la subestación, éstos lo constituyen los servicios auxiliares; sirven para mantener en condiciones normales los sistemas de control, de protección, medición, alimentación de equipos motorizados, comunicaciones, e iluminación, estos servicios auxiliares funcionan a varios niveles de tensión, iniciándose con 13.8 KV y continuando con tensiones reducidas de 480,

208, 115 voltios hasta conseguir inclusive 125 y 48 VDC.

Las siguientes clases de equipos constituyen o conforman los servicios auxiliares :

Transformadores de reducción

Paneles de transferencia y de distribución.

Grupo de emergencia

Cargadores de baterías

Banco de baterías

Sistema de aire acondicionado

Finalmente se cita a los sistemas de control, protección y medición a los cuales es posible realizarles mantenimiento en aproximadamente 95% de la totalidad de las actividades, sin sacar de servicio la subestación o línea alguna. No debemos olvidar que al efectuar dicha operación restamos confiabilidad a la instalación en cuestión.

2.2.2.2 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS

1) AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA

Estos se tienen a niveles de transformación de 230/138, 230/69 y 138/69 KV. En los niveles de alta tensión cuentan con tomas que sólo pueden ser cambiadas sacando de servicio a este equipo. A niveles de 69 KV, alguno de éstos tienen conmutador de tomas bajo carga.

ALIVIO DE PRESIONES INTERNAS EN UN AUTOTRANSFORMADOR :

La presión interna del autotransformador (cuba o tanque) es igual a la presión atmosférica a través de un respiradero (ver Fig. 2.6).

Los cambios de carga se traducen dentro de la cuba del autotransformador en cambios de presiones internas (ya que el aceite se expande o contrae), las cuales son aliviadas en el conservador, a través de un respiradero, el cual hace que el aire entre o salga.

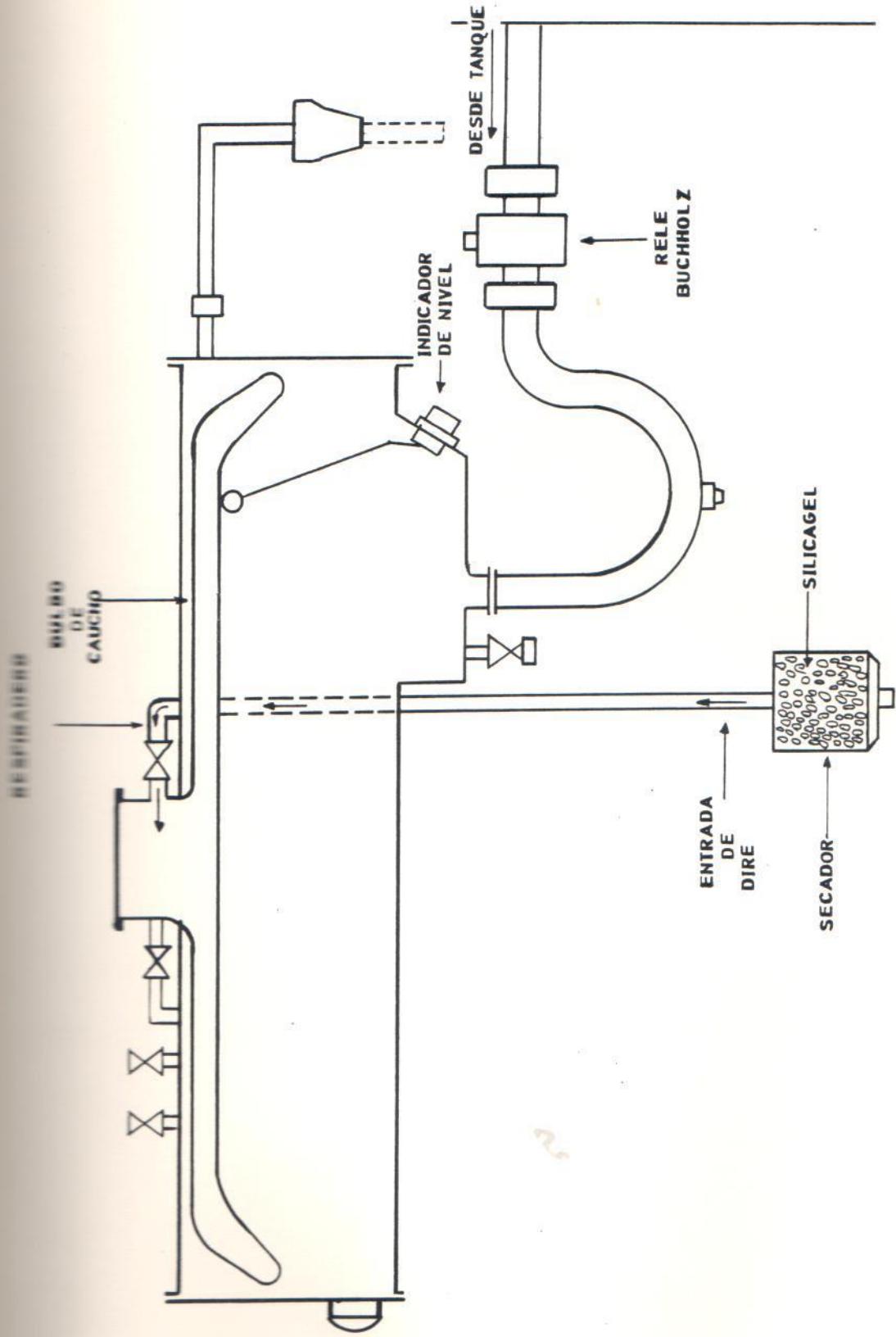


Fig.2.6 CONSERVADOR DE UN TRANSFORMADOR O AUTOTRANSFORMADOR

Este fenómeno de cambio de presiones provoca la formación de condensaciones internas en el bulbo, pero éstas son atenuadas por completo gracias al aire seco que está en contacto directo con el bulbo. Como puede observarse de la Fig. 2.6, el aire del ambiente pasa a través de un recipiente con "silicagel" que es un desecador, llegando el aire luego al bulbo completamente seco. Este recipiente tiene a la vez un sello de aceite para retener las impurezas del aire.

El estado de la silicagel se observa a través de su color. El azul oscuro representa que se encuentra seca y en buenas condiciones y el rosa representa un estado de saturación o silicagel "agotada" (húmeda).

El estado de la silicagel debe ser chequeado continuamente especialmente en épocas lluviosas, de lo contrario la humedad externa podría contaminar el aceite aislante oca-

sionando fallas en el devanado del autotransformador.

CÓNTROL DE TEMPERATURA

La transformación de energía eléctrica de un voltaje a otro considera frecuentemente algunas pérdidas, las cuales generalmente se disipan en forma de calor, la disipación a que nos referimos debe ser lo suficientemente rápida, para mantener la temperatura del conductor a un nivel que resulte adecuado al aislamiento que se utilice en el equipo. Mantener la temperatura del equipo a un nivel determinado asegura su rendimiento y continuidad de operación.

Los autotransformadores utilizan el aire y el aceite como disipadores de calor de los devanados hacia la superficie externa del tanque.

De acuerdo al sistema de enfriamiento existen diferentes clasificaciones de las cuales las más usadas son OA/FA u OA/FA/FOA y significan

lo siguiente :

OA aire y aceite natural

FA aire forzado

FOA aire forzado, aceite forzado

para forzar aire y aceite se utiliza ventiladores y bombas. Estos accesorios por lo tanto requieren una atención esmerada dependiendo de la demanda necesaria solicitada a través del autotransformador.

El control de temperatura puede ir escalonadamente por etapas desde una refrigeración al aire natural, luego al aire forzado, aceite forzado, alarma y por último sacada de servicio del equipo, todo este control se hace por medio de termómetros con sus respectivos microinterruptores para cada devanado y para el aceite que accionan un circuito eléctrico cuando el termómetro alcanza el límite pre-establecido de temperatura para cada una de las etapas. Estos termómetros y sus microinterruptores deben ser revisa-

dos y calibrados periódicamente. Se ha observado que la penetración del agua lluvia en los mismos podría propiciar un falso disparo del equipo.

CALIDAD DIELECTRICA DEL ACEITE

Al igual que la propiedad de transferencia de calor del aceite, la calidad dieléctrica del mismo es tanto o más importante que dicha propiedad, ya que ambas permiten que el autotransformador resista los elevados esfuerzos eléctricos que se presentan en el interior. Esta propiedad del aceite es afectada por la presencia de humedad, formación de ácidos y sedimentos.

- HUMEDAD

Durante la operación, a pesar de efectuarse los cambios de sílica-gel durante los períodos determinados, siempre existe la posibilidad de absorción de humedad en el aceite, lo cual disminuye la re-

sistencia dieléctrica del mismo.

Otra causa que disminuye la resistencia dieléctrica es la existencia de fibras en el aceite que provienen de los aislamientos.

El aceite puede contener humedad en determinado grado, el cual se incrementa con la temperatura. Para obtener una indicación confiable de la presencia de humedad se realizan pruebas dieléctricas.

- ACIDEZ

El aceite fresco de un autotransformador, el cual se encuentra libre de cualquier mineral o ácido orgánico, se oxida frecuentemente cuando se calienta y se encuentra en contacto con el aire. Los productos de dicha oxidación son ácidos volátiles, los cuales corroen las partes ferrosas por arriba del aceite, como en el caso de uniones, bridas, etc.

El daño así ocasionado no sólo mente deja al descubierto al devanado y lo ponen en contacto con el polvo, las impurezas y la humedad, sino que puede ocasionar un cortocircuito en el devanado al caer partículas producto de la corrosión dentro del tanque.

La acidez que se forma dentro del aceite ataca al material del aislamiento de los devanados y en algunos casos, el aceite adquiere un tono verdoso, debido al ataque que se efectúa en los conductores de cobre. La acidez se detecta comunmente por un olor penetrante del aceite, ésta produce envejecimiento acelerado del aceite que puede ser comprobada y removida por medios químicos.

El índice de acidez o número de neutralización, es la cantidad de miligramos de KOH necesaria para neutralizar el ácido contenido en un gramo de aceite, éste aumenta

con el tiempo.

Cuando en el curso del servicio se llega a uno de los valores que se indican a continuación, se aconseja acortar los intervalos para la toma de muestras y análisis a 2 años :

Número de neutralización: 0.4 mg
KOH/g.aceite

Se recomienda cambio de aceite cuando el siguiente límite sea sobrepasado :

Número de neutralización: 0.6 mg
KOH/g.aceite.

- SEDIMENTOS

El aceite en un autotransformador en servicio deposita normalmente sedimentos. La tendencia a depositar o a formar sedimentos se incrementa mientras más elevadas son las temperaturas de operación. Los sedimentos se adhieren al núcleo y a los devanados y tienen la particularidad de obstruir los

ductos de circulación del aceite. Esto ocasiona desde luego, que el aceite no efectúe su labor en forma efectiva y por lo tanto, produce una mayor cantidad de sedimentos. Este tipo de acción por lo tanto es acumulativa y ya que los depósitos de sedimentos son más pesados que el aceite éstos tienden a permanecer en el fondo del tanque, afectando con este proceso la parte inferior de las bobinas.

El método más común para remover el aceite y purificarlo es mediante una filtración. Los sedimentos que se encuentran en los devanados y en las paredes del tanque, así como en las tubos de enfriamiento no pueden ser eliminados sin antes haber abierto completamente el autotransformador. La presencia de sedimentos en el aceite es una manifestación evidente de un avanzado estado de envejecimiento.

NIVEL DE ACEITE DEL AUTOTRANSFORMADOR.

Se debe controlar el nivel de aceite, el valor dado por el indicador debe ser analizado en base a la curva dada por el fabricante. Si el nivel se encontrara bajo se eliminará la causa de la pérdida de aceite y se completará con un tipo de aceite (nuevo) según los datos del certificado de prueba o según los datos contenidos en la placa puesta en el propio equipo. Este control deberá hacerse con una frecuencia diaria.

DISPOSITIVOS DE PROTECCION

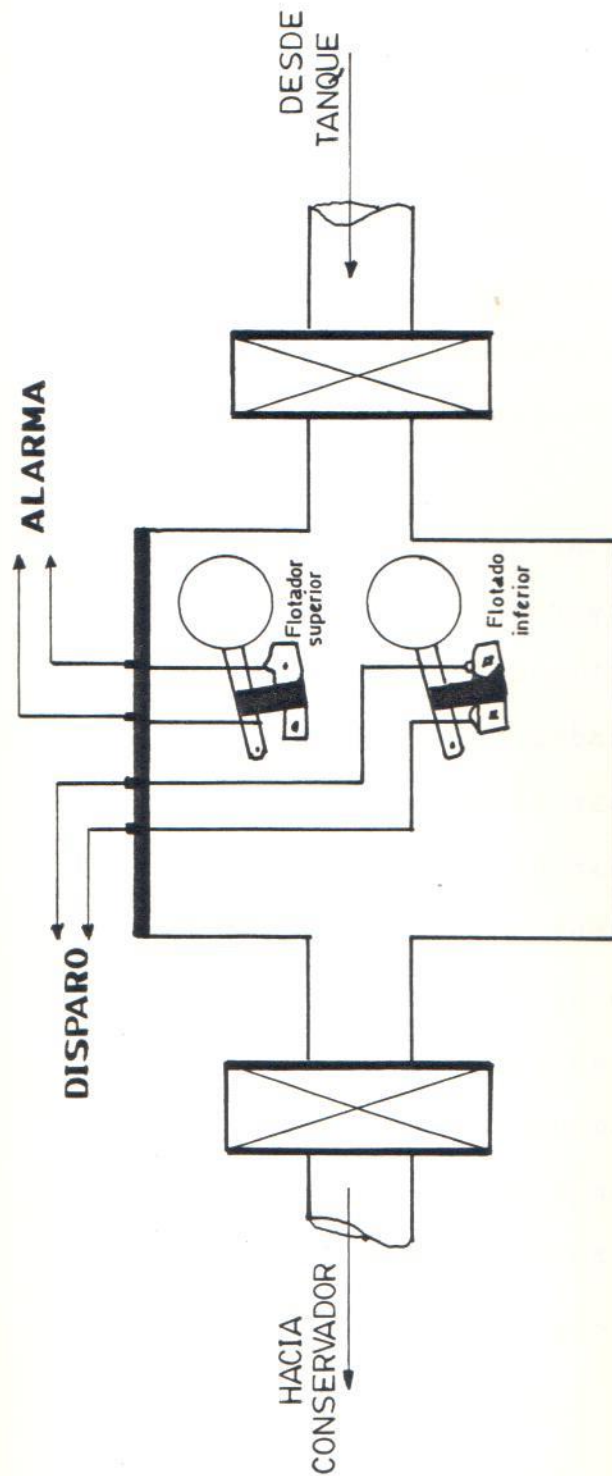
Además de los termómetros para control de la temperatura tenemos otros dispositivos de protección y son: relé Buchholz y válvula de sobrepresión.

- RELE BUCHHOLZ : Cualquier falla eléctrica, como cortocircuito de laminaciones, ruptura del aislamiento del núcleo, sobrecalentamiento

miento del devanado, uniones defectuosas, etc., que se desarrollan en el interior del devanado, se asocia con chisporroteo que da como resultado la generación de gases en el interior. Para detectar dichos gases se instala un relé de operación por gas denominado RELE BUCHHOLZ (Ver Fig. 2.7).

Como se puede observar en la figura éste consta de un flotador superior y de uno inferior, a cada uno de los cuales son conectados los dispositivos de control.

El gas originado por anomalías del equipo (viniendo desde el tanque, Fig. 2.6) se recoge en la parte superior del relé, lo cual baja el nivel de aceite en este relé, provocando el consecuente descenso del flotador superior. En el movimiento de descenso el flotador superior acciona un primer dispositivo, provocando el cierre del circuito de alarma.



RELE BUCHHOLZ

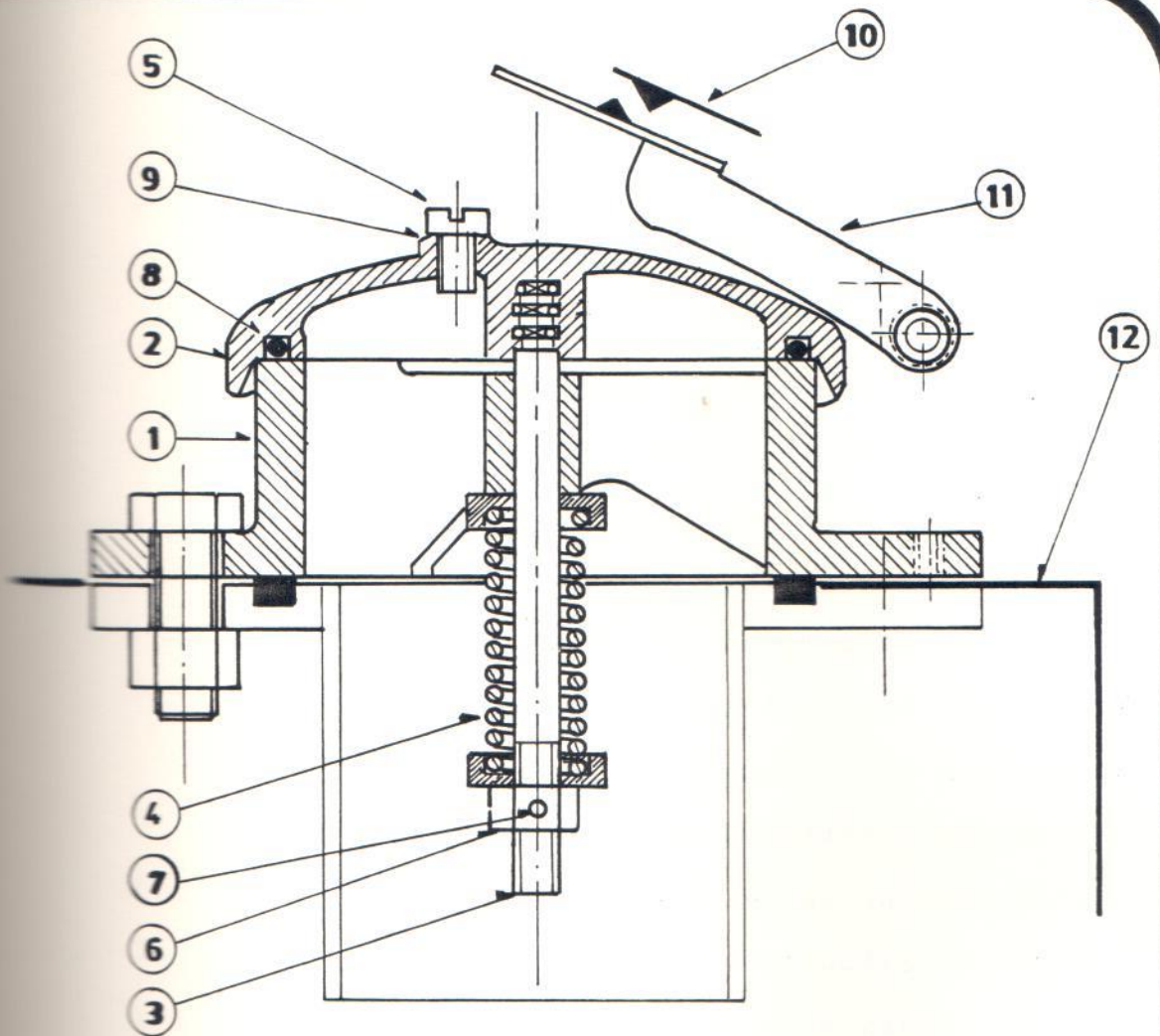
Fig: 2-7

Cuando persiste la formación de gas y a la vez un mayor descenso del nivel de aceite y por tanto consecuente descenso del flotador inferior, éste acciona el dispositivo que provoca la desconexión del autotransformador.

En el caso de anomalías en el autotransformador que provoquen corrientes de aceite bruscas, éstas pueden obrar sobre un tercer dispositivo en el relé Buchholz, sensible a las corrientes contrarias de aceite que también acciona el circuito de desconexión. El relé Buchholz posee un dispositivo que sirve para comprobar la buena operación de los contactos eléctricos y debe ser probado periódicamente con el equipo fuera de servicio.

- VALVULA DE SOBREPRESION

La válvula de sobrepresión como se muestra en la Fig. 2.8 está



- 1. BASE DE LA VALVULA
- 2. TAPA DE LA VALVULA
- 3. BARRA QUE FIJA LA TAPA DE LA VALVULA
- 4. RESORTE
- 5. TORNILLO PARA EXPULSION DE AIRE
- 6. TUERCA EXAGONAL PARA GRADUACION DEL RESORTE
- 7. PIN ASEGURADOR
- 8. EMPAQUE REDONDO PARA TAPA DE VALVULA
- 9. EMPAQUE PARA TORNILLO
- 10. MICROINTERRUPTOR
- 11. PALANCA PARA ACCIONAR EL MICROINTERRUPTOR
- 12. CUBA DEL AUTOTRANSFORMADOR

VALVULA DE SOBREPRESION

Fig: 2-8

constituída por una tapa sobre la cual actúa un resorte de fuerza, graduado al máximo valor de presión admisible internamente en la cuba del autotransformador sobre la cual está ubicada la válvula.

El resorte aprieta la tapa hermética contra un empaque, a fin de asegurar el hermetismo con la base de la válvula. Tal como se mencionó anteriormente con una rápida producción de un gran volumen de gas, los cuales se apresuran y se desplazan hacia arriba, estas sobrepresiones son descargadas instantáneamente a través de dicha válvula. En el momento en el cual la presión supera el valor límite de graduación, el resorte cede, siendo empujada hacia arriba la tapa e inmediatamente expulsado el exceso de aceite hacia el exterior.

Al restablecerse la presión normal se verifica el cierre instan-

táneo y automático de la válvula. Al operar esta válvula, eleva una palanca que acciona un microinterruptor que provoca la salida del autotransformador.

La prueba del microinterruptor se la debe ejecutar periódicamente con el equipo fuera del servicio. En algunos transformadores la válvula de explosión no está a la vista, pero la misma se comunica por tuberías a unos diafragmas exteriores. Al provocarse las presiones súbitas por fallas opera la válvula y evacuan el aceite al exterior a causa de la ruptura de dichos diafragmas. Como reemplazo de estos diafragmas se puede usar hojas delgadas de plástico fenólico o una hoja muy delgada de baquelita y los empaques apropiados.

CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA

Otro punto que merece atención a

fin de asegurar un buen mantenimiento de los autotransformadores es el cambiador de tomas bajo carga.

Algunos de los autotransformadores están provistos de este dispositivo, con el fin de proporcionar un control para las variaciones de voltaje en condiciones de operación. Estos cambiadores cuentan con contactos sumergidos en tanques de aceite propio. El aceite que se encuentra en éstos está expuesto a flameos, por lo cual se carboniza fácilmente, por ello, el aceite del tanque de derivación se encuentra totalmente aislado del aceite del tanque principal.

Para poder mantener un alto grado de seguridad de servicio se deben efectuar inspecciones periódicas internas, periodicidad que depende de la corriente de servicio a que está sometido y al número de conmutaciones que ejecuta.

Con el fin de asegurar buena presión de contactos y evitar mala conducción a través de los mismos (con el consecuente calentamiento), durante un mantenimiento hay que revisar los contactos de derivación contra picaduras y cepillarlos para remover las asperezas o rebabas, teniendo cuidado de que las partículas metálicas no caigan al interior del tanque del conmutador. El aceite hay que sacarlo y hacerles pruebas de resistencia dieléctrica y factor de potencia, podría ser necesario filtrarlo o cambiarlo (para prueba de factor de potencia ver anexo).

Deben limpiarse los depósitos de carbón y lavarse el tanque con aceite limpio. Debe asegurarse de que los resortes y los contactos de los engranes de derivación tengan buena resistencia a la compresión y unión.

Deben ser revisados los ejes de accionamiento. En el motor del equi-

po deben ser chequeados los topes de fin de carrera; pues un mal ajuste de los mismos puede causar que el motor opere en un rango extremo de seguridad (sobrecarrera). Para el caso en que se considere necesario abrir la caja de engranes del motor, se deberá tener extremo cuidado al montar nuevamente, cualquier error podría ocasionar un retraso en la carrera del motor (el conmutador debe dar un número exacto de vueltas para cada cambio de toma), y/o un posible daño al juego de engranajes.

Como en el caso de la cuba principal del autotransformador también existe un relé Buchholz en el tanque individual del cambiador, el cual opera de igual forma y con la misma filosofía de control.

La operación automática del cambiador de tomas se ejecuta a través de un regulador de voltaje automático que detecta el nivel de tensión en

el sistema y da la orden al cambiador para que ejecute la operación para subir o bajar el voltaje al nivel que se le ha dado como referencia. Este también puede operar en forma eléctrica-no automática y finalmente puede operarse lo manuamente a manivela.

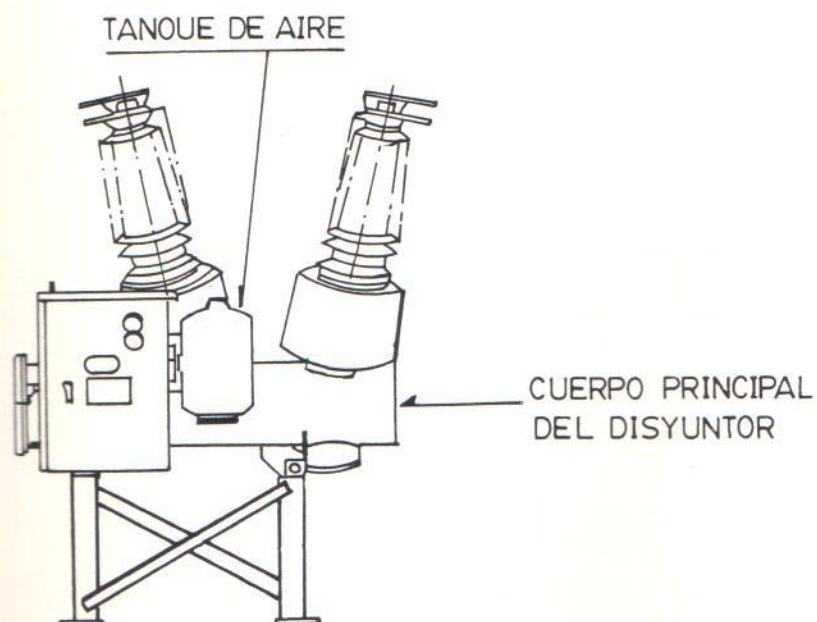
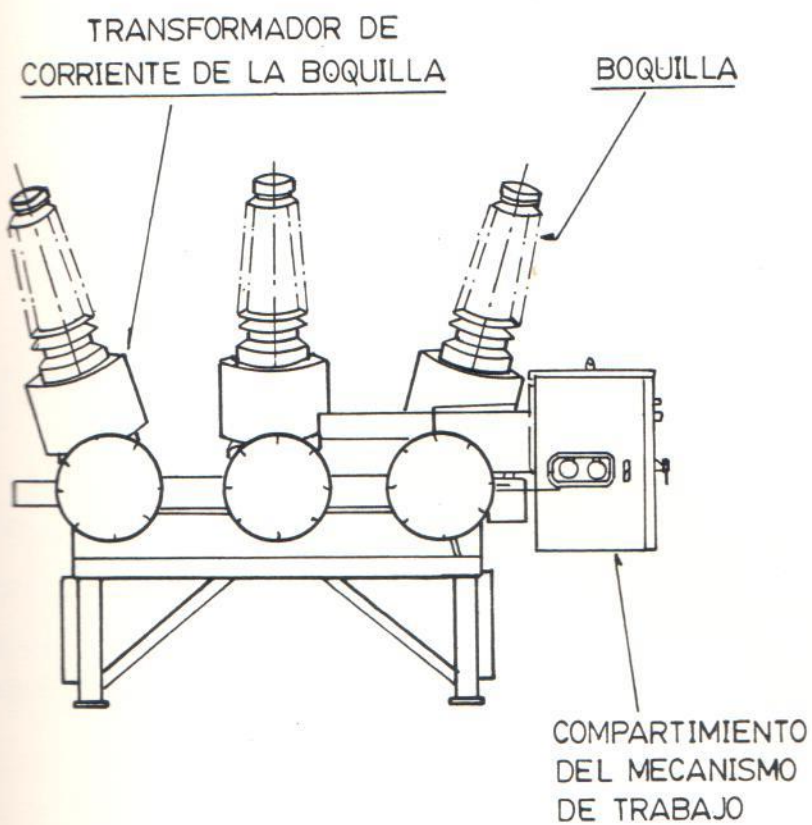
Debe hacerse un chequeo cada cierto tiempo de los voltajes de referencia que alimentan al regulador.

2) INTERRUPTORES DE ALTA TENSION

Para las subestaciones tipos anteriormente mencionadas, a niveles de tensión de 69 KV y mayores se utilizan interruptores de 2 clases, estos son :

- interruptores cuyo medio de extinción del arco es gas SF₆ (hexafluoruro de azufre)
- interruptores cuyo medio de extinción del arco es aceite.

En la Fig. 2.9 podemos apreciar un interruptor trifásico en SF₆.



INTERRUPTOR TRIFASICO EN SF6

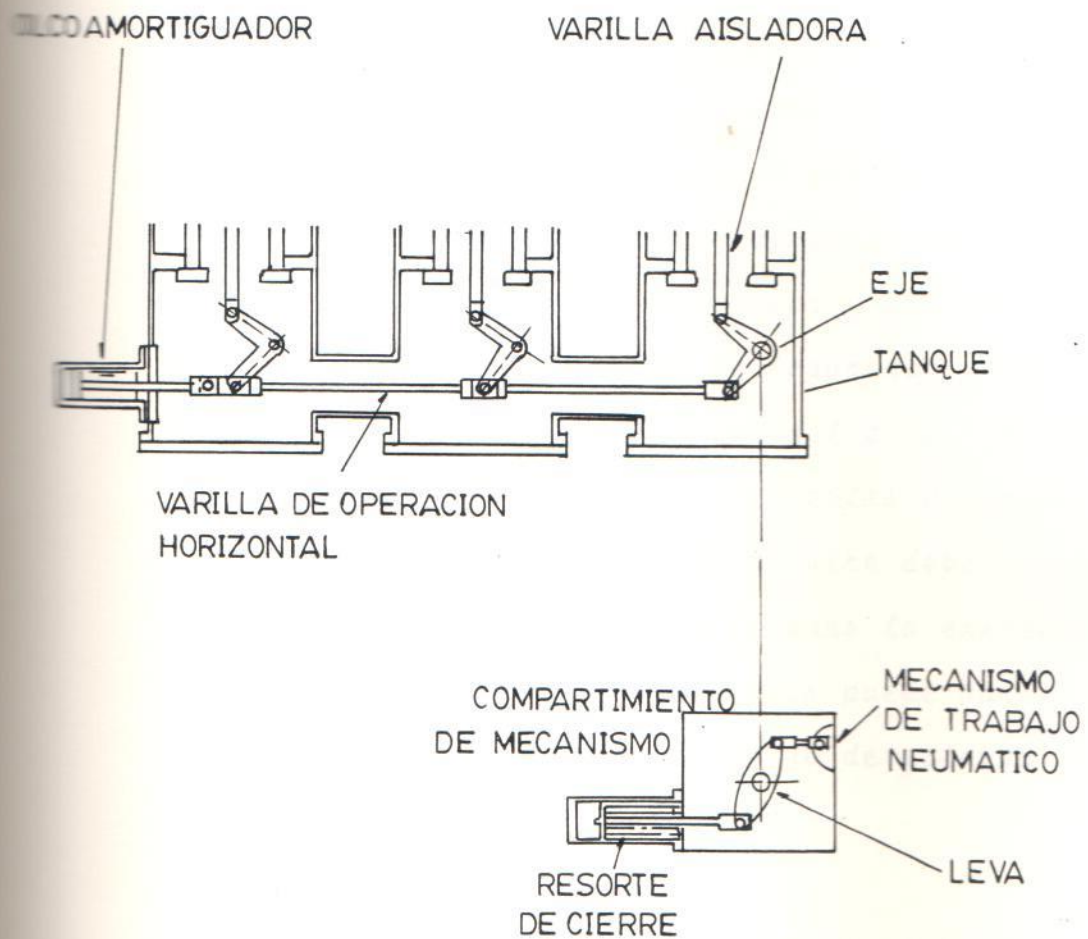
Fig: 2-9

En lo que respecta a la operación del mecanismo de trabajo o accionamiento cumplen la misma filosofía ambos tipos de interruptores.

En la apertura es aplicado el sistema de accionamiento neumático (por aire comprimido), que también comprime el resorte de cierre. La operación de cierre se hace mediante la fuerza del resorte. El cierre y la apertura son fijados por seguros los cuales son liberados cuando se energizan las bobinas (electroimán que golpea el seguro) de apertura o cierre.

La Fig. 2.10, muestra el sistema de operación para un interruptor trifásico en SF₆.

Una vez que la bobina de cierre o apertura se energizan, la varilla de operación mostrada en la Fig. 2.10, es accionada por la leva, la cual opera gracias al resorte de cierre comprimido o al mecanismo de traba-



SISTEMA DE OPERACION PARA UN INTERRUPTOR TRIFASICO EN SF 6

Fig: 2-10

jo neumático.

Por la acción así ejecutada el sistema de accionamiento debe ser lubricado periódicamente. Así mismo, requiere atención preventiva el sistema de aire comprimido al que lo conforman compresor y filtros de aire, válvulas de seguridad y de descarga de humedad del aire. En lo que respecta a tuberías y tanque de almacenamiento de aire debe ser chequeadas y verificadas la existencia o no de fugas, pues puede darse el caso de una fuga no detectable a simple vista.

La presión de aire es controlada por manómetro y microinterruptores automáticos de caída de presión de aire, ajustados a valores pre-establecidos, cuyas funciones a cumplir se son las siguientes :

- a) Arrancar el compresor cuando la presión ha caído a un cierto valor, con lo cual se logra llegar

al valor de presión normal, si ésta no se normaliza y sigue bajando entonces opera b.

b) Activar el circuito de alarma. Si la caída de presión persiste, cuando se llegue a un valor no operable del equipo actuará c.

c) Provocar la apertura automática del interruptor, bloqueando de aquí cualquier intento de cierre hasta que se normalice la presión. Si se diera una orden de apertura a presión más baja que la de calibración del microinterruptor e se obtendría una operación que dejaría el mecanismo de accionamiento a media carrera, siendo necesario completarla manualmente con un equipo especial.

Cuando se presenta una baja intempestiva y brusca de la presión de aire se debe chequear rápidamente la alimentación de tensión al compresor o cualquier da

ño que sea capaz de solucionarse en forma rápida, en caso de presentarse la alarma se debe proceder a sacar del servicio el interruptor y reemplazarlo por el de transferencia.

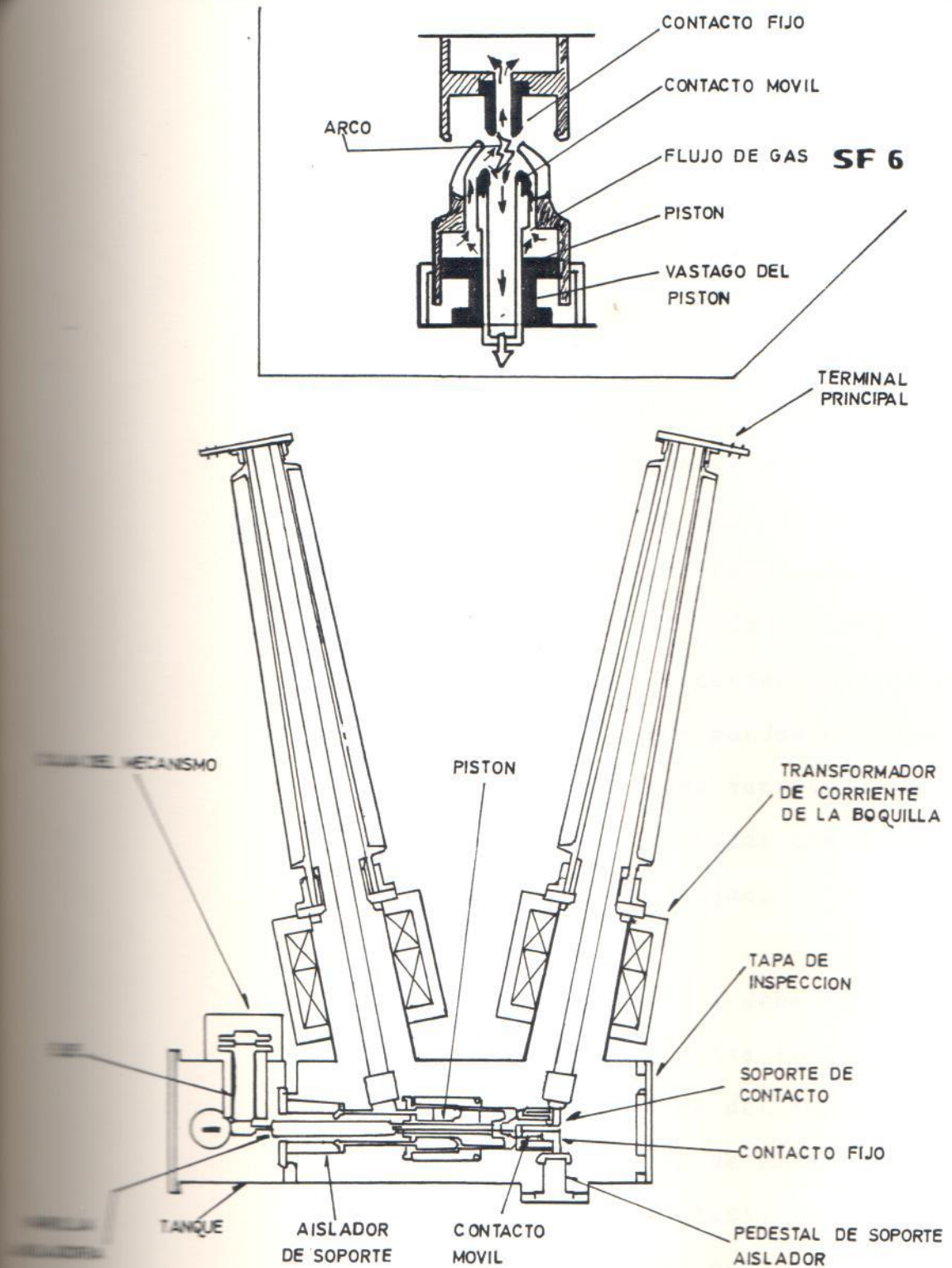
Periódicamente se debe chequear el ajuste de los microinterruptores y calibrarlos si es necesario para asegurarnos de que no ocurra un evento indeseable en valores no esperados.

SISTEMA DE RUPTURA DEL ARCO

Como se dijo anteriormente se tiene interruptores cuyo sistema de ruptura del arco es por gas SF₆ y por aceite.

- INTERRUPTORES EN GAS SF₆

Como se puede ver en la Fig. 2.11, la unidad de ruptura del interruptor de gas utiliza un sistema en el cual el gas es comprimido por el pistón en la operación de rup-



EXTINCION DEL ARCO Y CAMARA DE RUPTURA DE UN INTERRUPTOR TRIFASICO EN SF₆

Fig: 2-11

tura dirigiéndolo hacia el arco, realizando en esta forma la extinción, ya que el exafluoruro de azufre tiene capacidad de extinción y resistencia dieléctrica altas.

Se debe llevar un control estricto de la presión de gas dentro del interruptor, las tuberías del mismo deben ser chequeadas y pintadas para evitar la corrosión u otro tipo de reacciones con el medio ambiente que puedan provocar daños, tales como ruptura en uniones, daño de válvulas con la consecuente fuga de gas.

La presión del gas debe mantenerse dentro de ciertos límites, ya que una operación del equipo con la presión fuera de estos límites sería demasiado riesgoso y podría ocasionar daños, pues una presión no adecuada en la apertura podría traer la posibilidad de que ocurra el reencendido del arco.

Existen 2 microinterruptores calibrados a valores determinados que detectan junto con un manómetro el comportamiento de la presión. El primero acciona el circuito de alarma por baja presión de gas; y el segundo provoca la apertura automática por baja presión.

Si se presenta el caso de una caída rápida de gas (como ya se dijo para el caso del aire) debe procederse a la transferencia del interruptor, ya que la solución única es el llenado de gas, el cual demanda un tiempo no prudencial como para mantener el interruptor en servicio.

Como se puede ver en la Fig. 2.10, el sistema de operación consta de varilla aisladora y según Fig. 2.11 la cámara de extinción del arco es soportada horizontalmente mediante aisladores y pedestales de soporte aislados, de esta forma se tiene un sistema en que la parte

te de alta tensión se aísla del cuerpo o carcasa del interruptor (normalmente aterrizada), por lo tanto es necesario por seguridad del personal y del sistema mismo ejecutar pruebas periódicas de resistencia de aislamiento de los lados de alta tensión respecto a tierra.

- INTERRUPTORES EN ACEITE

Aquí se utiliza un sistema de placas que atrapan el aceite, que por el calor del arco resultan gases, los cuales son dirigidos a través y alrededor del mismo, el control eficiente de estos gases resulta en una deionización rápida del arco. Para este caso se debe llevar un control estricto de la rigidez dieléctrica del aceite. Todo aceite usado en interruptores está sujeto al deterioro en servicio debido a la carbonización, es por tanto, esencial hacer inspecciones y pruebas pe-

riódicas y purificar el aceite siempre que sea necesario. Cuantas más operaciones ejecuta el interruptor mayor será la carbonización.

En forma similar que en los interruptores de gas SF₆ el sistema de operación y la cámara de extinción constan de componentes aislantes (el aceite mismo es aislante) con los que se consigue así mismo que la parte de alta tensión se aisle del cuerpo o carcasa del equipo, siendo entonces también necesario ejecutar pruebas periódicas de resistencia de aislamiento de alta tensión contra tierra, y de factor de potencia para detectar también corrientes de fuga en la porcelana.

CONTACTOS

Dado que el gas SF₆ es inerte y estable en temperaturas normales, los contactos no sufren de oxidación u

otras reacciones químicas que puedan provocar el aumento de la resistencia de los mismos al paso de la corriente. En cambio para un interruptor en aceite por el mismo hecho de estar en aceite que progresivamente se va contaminando debido a la frecuencia de operación, los contactos si pueden sufrir ciertos cambios en sus características originales, pudiendo entonces aumentar su resistencia al paso de la corriente. Por lo tanto para ambos tipos de interruptores para comprobación y seguridad y dependiendo de la frecuencia con que se opere el equipo se debe hacer las pruebas de resistencia de contactos (se recomienda ejecutarla cada año).

PRUEBAS DE LOS CIRCUITOS DE DISPARO Y CIERRE.

Debido a que el interruptor es el único equipo capaz de aislar una falla eléctrica del resto del sistema, éste debe ofrecernos cero possibili-

dad de que no opere o que suceda una operación errónea.

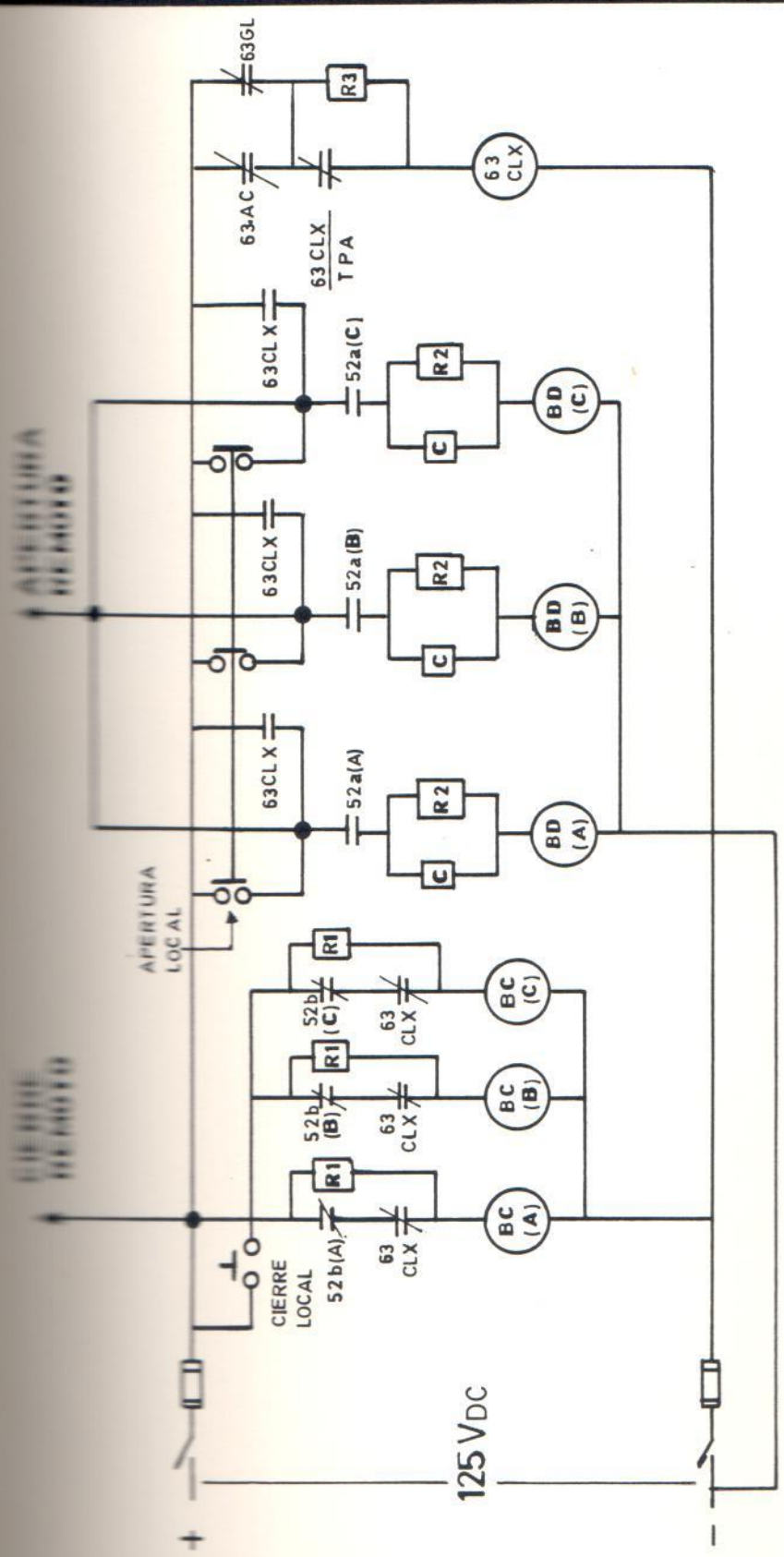
Para asegurarse de que un interruptor operará cuando reciba las órdenes de disparo o cierre, y que al operar lo haga en forma correcta, es necesario por lo menos una vez al año probar el circuito de control.

La Fig. 2.12 muestra el circuito de control para un interruptor trifásico en SF6. Con sus 3 fases separadas, analizemos entonces este circuito.

Los contactos 63 AC y 63 GL están normalmente abiertos si las presiones de aire y gas respectivamente están normales.

La comprobación de este circuito debe hacerse de la siguiente forma :

- 1) Simular orden de cierre desde el panel de control remoto. Energi



- BC** BOBINA DE CIERRE
- BD** BOBINA DE DISPARO
- 63 AC** MICROINTERRUPTOR PARA DESCONEXION POR AIRE
- 63 GL** MICROINTERRUPTOR PARA DESCONEXION POR GAS
- 63 CLX** RELE AUXILIAR PARA 63 AC Y 63 GL
- C** CONDENSADOR
- R1-R2 y R3** RESISTENCIAS
- 52 a** CONTACTO na DEL INTERRUPTOR
- 52 b** CONTACTO nb DEL INTERRUPTOR

**CIRCUITO DE CIERRE Y DISPARO
INTERRUPTOR SF 6 230 Kv.**

Fig. 2-12

- zan las bobinas de cierre (cierran las 3 fases).
- 2) Simular orden de apertura desde el panel de control remoto. Energizan las bobinas de disparo (abren las 3 fases).
 - 3) Ordenar cierre local (cierran las 3 fases).
 - 4) Ordenar apertura local (abren las 3 fases).
 - 5) Bajar la presión de aire con el interruptor cerrado y al llegar al valor esperado el interruptor debe disparar por operación del relé 63 clx, el cierre quedará bloqueado por la apertura del contacto normalmente cerrado del relé 63 clx que está en el camino de las bobinas de cierre.
 - 6) Accionar el microinterruptor 63 GL (se simula baja presión de gas) con el interruptor cerrado, entonces cierra el contacto 63

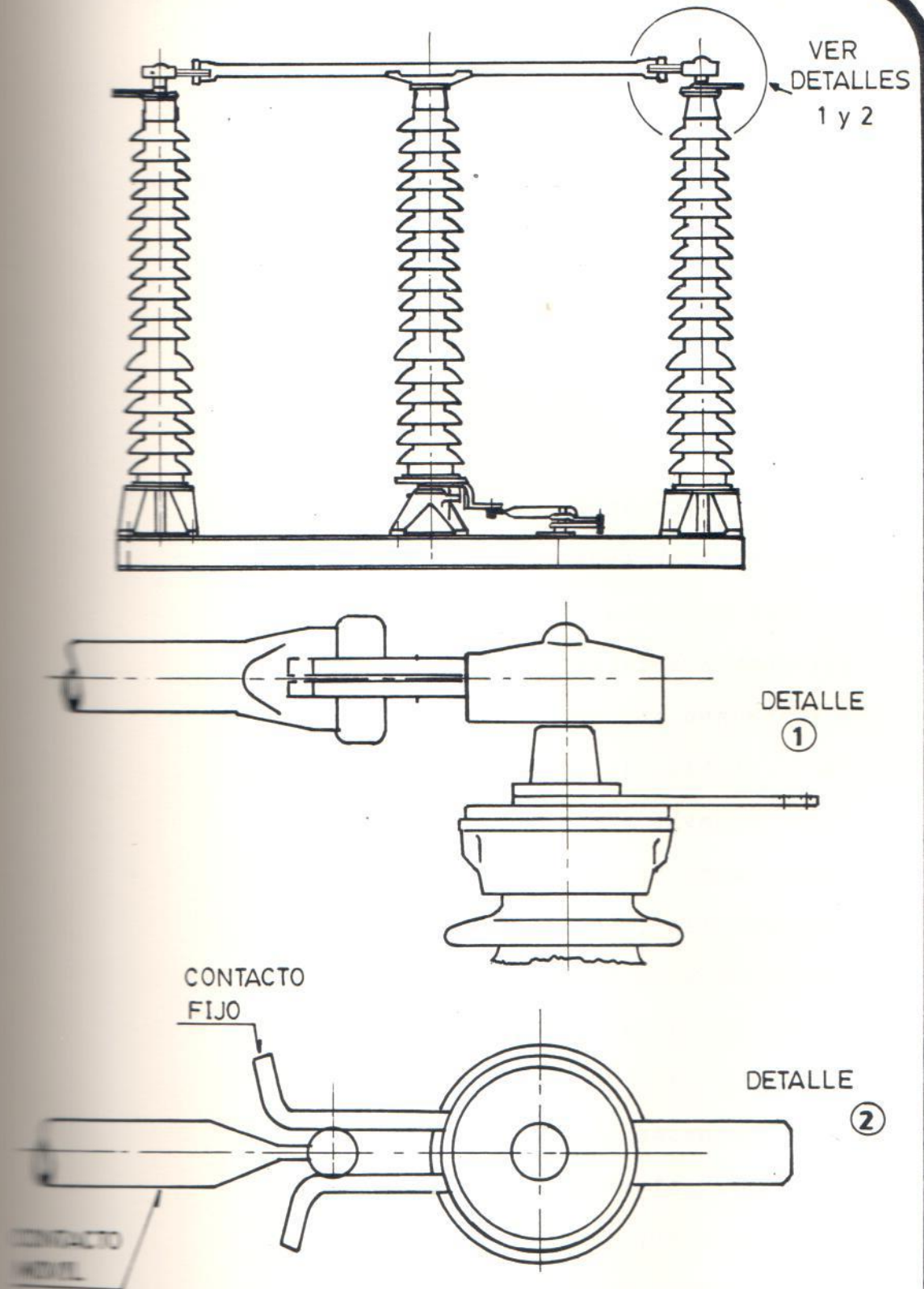
GL y el interruptor debe disparar, si se tratara de una baja real de presión de gas, el cierre también debería quedar bloqueado como en el paso 5.

SIMULTANEIDAD DE FASES

Con las pruebas del párrafo anterior hemos asegurado que el circuito de control opera correctamente. Sin embargo adicionalmente es necesario comprobar que las tres fases abran o cierren simultáneamente. Para esto es necesario anualmente medir los tiempos de apertura y cierre para cada fase para verificar que se encuentran dentro de los rangos normales de operación.

3) SECCIONADORES TRIFASICOS

Este equipo debido a sus finalidades, secciona aislando parte de una instalación y prácticamente no interfiere la continuidad eléctrica cuando está cerrado. La Fig. 2.13



**SECCIONADOR TRIFASICO
Y SUS CONTACTOS**

Fig: 2-13

muestra el seccionador con sus contactos fijos y móviles.

Un seccionador estará sujeto a solicitaciones de tensiones de tipo eléctrico, teniendo que soportarlas con cierto grado de seguridad. La tensión nominal de un seccionador es una de las principales características eléctricas de este equipo y normalmente es escogido dentro de los valores normalizados aquellos que igualan o superan una mayor tensión de trabajo del sistema. Sin embargo, el sistema siempre está ex puesto a tensiones de impulso atmosférico, de maniobra, así como también de frecuencia industrial durante corto tiempo, tensiones que deberán ser soportadas por el equipo. Razones como estas hacen que sea ne cesario periódicamente verificar que los aisladores que sostienen los contactos fijos y móviles estén libres de rajaduras, fisuras, picaduras, grietas; que darán la indica ción de que el seccionador ha esta-

do expuesto a sobretensiones con la consecuente fatiga de la porcelana, que posteriormente podrían provocar el contorneamiento (salto del arco) del aislador y por consecuencia la falla en el sistema afectando así la continuidad del servicio.

En caso de encontrar el aislador con daño se deben hacer las pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia del mismo.

Un seccionador debe tener capacidad para que sus contactos principales sean recorridos por la corriente no minal sin sobrepasar las temperaturas máximas admisibles. Estas temperaturas son aquellas que no dañan ninguno de los componentes del seccionador.

Los seccionadores no son proyectados para trabajar con corrientes de sobrecarga ni continuamente ni en forma intermitente.

En condiciones anormales o de falla el seccionador también tiene sus límites soportables de corrientes de cortocircuito (corta duración o crestas máximas) para los cuales está proyectado.

Muy a pesar de todo lo expuesto pueden presentarse condiciones operativas desfavorables en el sistema, que pueden encuadrarse en los límites soportables del equipo que pueden llevar a los contactos principales a fatigas prematuras con la formación de puntos calientes que aumentan la resistencia de contacto (resistencia al paso de la corriente) que va en un proceso creciente, aumenta la temperatura, aumenta la resistencia. Si este proceso se mantiene a causa de sobrecorrientes se pueden llegar a soldar los elementos de contacto, deteriorando finalmente los contactos en su totalidad. Se debe hacer por estas razones periódicamente pruebas de resistencia de contactos con seccionador

cerrado, fuera de servicio y sin sus conexiones externas.

Anualmente y junto con la prueba se debe hacer una limpieza de los contactos con el fin de sacar las asperezas o rebabas que se presenten en los mismos (a causa de posibles puntos calientes) y luego lubricarlos con una película muy fina (para que esta película no sea un depósito de polvo) de grasa a base de grafito para que asegure un buen contacto eléctrico.

Los puntos calientes también pueden provocarse por el mal alineamiento del seccionador, lo anteriormente mencionado se explica porque puede suceder que los contactos también se desalinién y sólo se aprovechará una parte de la superficie de contacto para el paso de la corriente con el consecuente calentamiento de los mismos, es necesario por lo tanto cada cierto período el chequeo del alineamiento del equipo.

En lo referente al mecanismo de ope
ración unos son accionados por mo-
tor y otros manualmente.

Normalmente en todo circuito corres
pondiente a línea de transmisión el
seccionador de salida hacia la lí-
nea consta de los denominados inte
rruptores de puesta a tierra que
son necesarios para conectar a tie-
rra a la misma (Ver Fig. 2.1) para
fines de mantenimiento. Estos inte
rruptores tienen mecanismo de accio
namiento manual.

El sistema de accionamiento y el con
trol mediante motor de los secciona
dores e interruptores de tierra de-
ben ser chequeados y lubricados en
sus diferentes partes con una fre-
cuencia, tal como se mencionará más
adelante en este capítulo en lo que
se refiere a la asignación de fre-
cuencias de ejecución de las dife-
rentes actividades de mantenimiento.

4) TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Son equipos con la finalidad básica de reducir una tensión nominal del sistema al que están ligados, a niveles compatibles con los equipos de protección, control y medición, manteniendo determinados niveles de error. Estos equipos pueden en su operación estar expuestos continuamente a voltajes elevados y remotamente a sobretensiones, como ejemplo podemos mencionar descargas externas (si es que estas descargas no son eliminadas o absorbidas debidamente por las protecciones eléctricas tales como pararrayos), en este caso se estará comprometiendo seriamente el aislamiento del equipo tanto en alta tensión como en baja tensión, ya que aumenta la carga en voltios-amperios en el secundario y por lo tanto también su potencia térmica, pudiendo ocurrir la perforación del aislamiento y consiguiente cortocircuito o llegar rápidamente a altas temperaturas provo-

cando envejecimiento acelerado de los materiales aislantes.

El llegar a estos extremos se lo puede prevenir haciendo las respectivas pruebas de resistencia de aislamiento y de factor de potencia de los devanados de alta y baja tensión, con el equipo desenergizado y sin conexiones externas (cables aéreos). Con la prueba de factor de potencia podemos detectar corrientes de fuga a través de la porcelana y si los valores de factor de potencia resultantes son elevados, éstos dan indicios de contaminación y/o deterioración del dieléctrico o aceite.

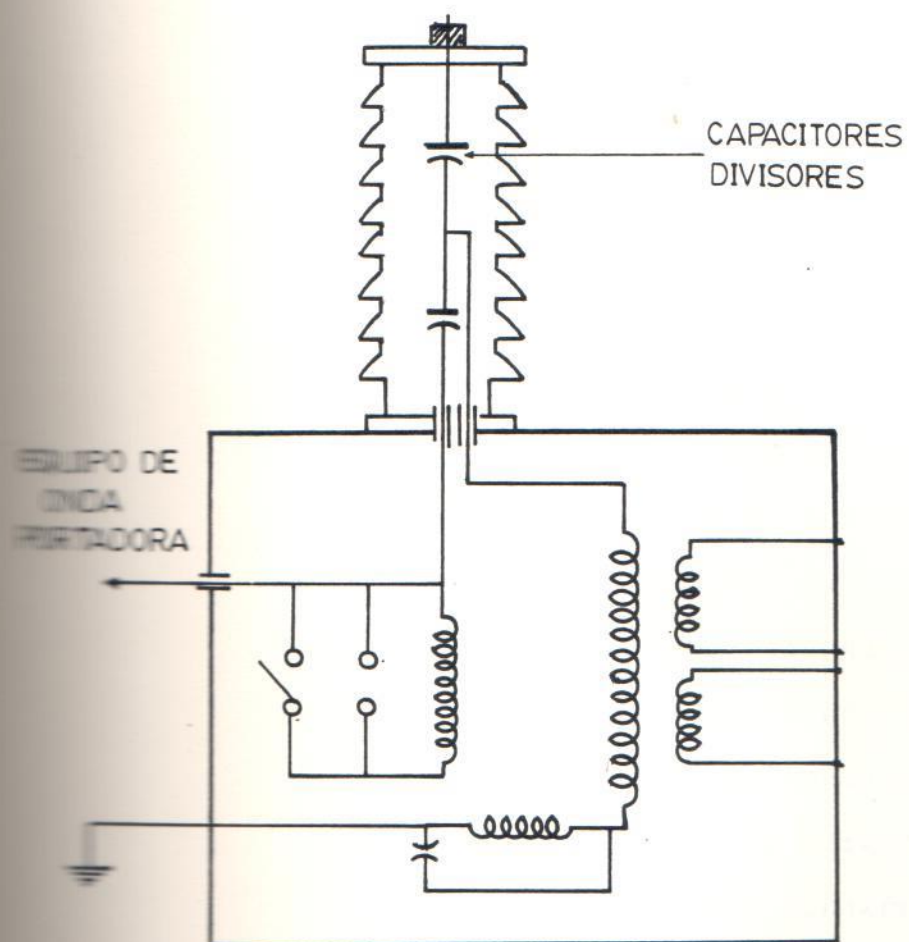
El aceite del transformador de potencial debe ser inspeccionado su nivel en el respectivo indicador, para asegurarnos de que no puedan existir fugas.

Normalmente no es necesario chequear las condiciones del aceite, ya que contaminación es poco probable debi

do a la construcción sellada del equipo. Sin embargo, si existiese duda del mismo debe tomarse muestra del aceite y medir su rigidez dieléctrica o hacerle pruebas de factor de potencia. En operación normal la superficie del aislador del transformador siempre se cubre con depósitos de polvo, sal, etc., que disminuyen apreciablemente las características eléctricas siendo necesaria su limpieza.

5) DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

Este es un equipo esencialmente diseñado para usarse en los sistemas de comunicaciones de onda portadora y a su vez cumple la función de un transformador de potencial es decir proporciona señal secundaria, a niveles adecuados para los equipos de protección y medición. La Fig. 2.14 muestra un esquema simplificado interno de un divisor capacitivo. Básicamente consiste en el lado de alta tensión de capacitores divisores



**DIVISOR CAPACITIVO
DE POTENCIAL**

de potencial, en el lado de baja tensión se tiene un conjunto de capacitores, e inductores para ajuste y compensación de señales de comunicación y potencial.

No considerando las diferencias constructivas, los efectos en las condiciones de sobretensiones prolongadas y continuas, son prácticamente los mismos que la de los transformadores de potencial. En este equipo es necesario ejecutar anualmente y con equipo desenergizado las pruebas de factor de potencia en alta tensión y pruebas de resistencia de aislamiento en baja tensión por las mismas razones que en los transformadores de potencial, tomando muy en cuenta que en el lado de baja tensión donde se tienen las reactancias, no deben intervenir éstas para las pruebas.

Uno de los agentes destructivos en los equipos, que por sí sólo no representa grandes riesgos en el trans

formador de potencial, es una distribución irregular de potencial en sus elementos activos o capacitores en serie, como éstos son calculados para soportar un gradiente de potencial bien definido, cualquier valor encima de sus tolerancias, podría provocar una perforación del dieléctrico debido a capacitores soportando sobretensiones, desencadenando perforaciones en cascada.

Este riesgo no es inmediato (como en el caso de los TP), mientras no se afecte el dieléctrico de las capacitancias adyacentes. La detección del estado de los capacitores se la puede ejecutar periódicamente con las mismas pruebas de factor de potencia, los resultados obtenidos pueden compararse con los registrados en la placa de datos del equipo o de datos registrados para unidades similares.

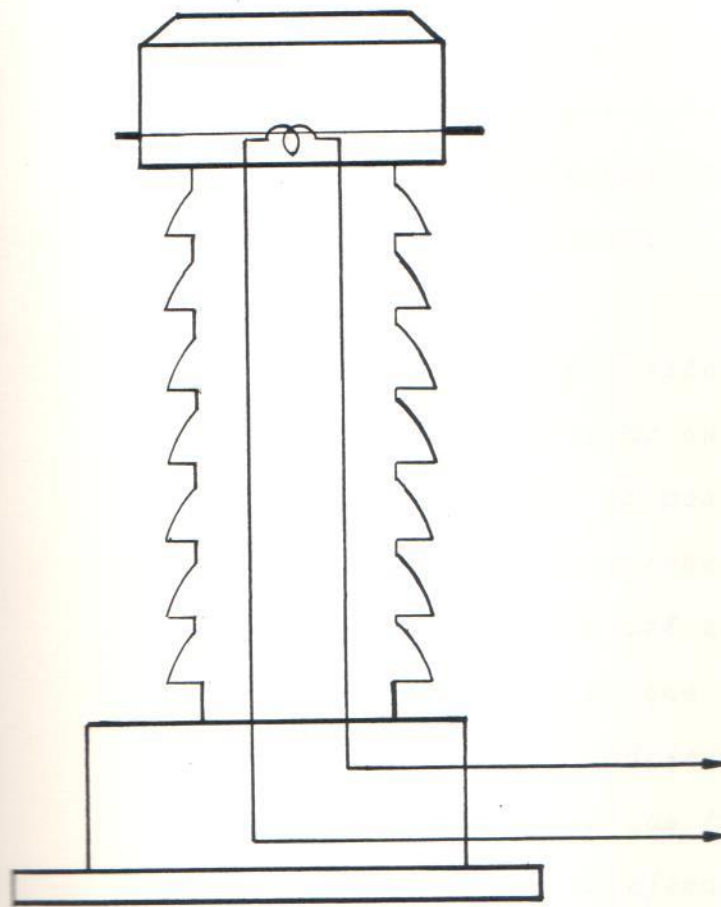
Un incremento en la capacitancia indica falla de una o más secciones

del elemento capacitor. De suceder esto se debe proceder al mantenimiento interno inmediato si es que se cuenta con los medios necesarios, de lo contrario se debe hacer la reposición del mismo. Es necesario hacer la limpieza periódica de la porcelana para evitar acumulaciones o depósitos de polvo, sal, etc.

6) TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Este equipo tiene la finalidad de reducir una corriente a niveles aceptables para los equipos de protección, control y medición.

Los transformadores de corriente en cuanto a su aspecto constructivo pueden variar desde un transformador de corriente donde el secundario está colocado físicamente próximo a los terminales primarios (ver Fig. 2.15), hasta aquel donde el arrollamiento primario descende próximo al nivel de base. Estas dos filosofías de construcción, di-



**ESQUEMA DE TRANSFORMADOR
DE CORRIENTE**

fieren profundamente en cuanto al proceso de aislamiento. En el primer caso, la mayor preocupación es en cuanto al secundario, que está próximo a todo el circuito de alta tensión; en el segundo la atención se debe concentrar sobre el arrollamiento de alta, que pasa próximo a las partes metálicas, las cuales es tán puestas a tierra.

Considerando lo expuesto y adicionalmente reconociendo que este equipo tendrá también la posibilidad de operar con sobretensiones; es necesario la detección del estado de transformador en lo que respecta a su aislamiento. Indiferentemente para cualquiera de los tipos, es necesario anualmente ejecutar pruebas de resistencia de aislamiento y de factor de potencia en los arrollamientos de alta y baja tensión.

Algo que es de mucha importancia es el ajuste periódico de las conexiones de los secundarios hacia los e-

quipos de medición, protección y control. Un transformador que quede abierto por una conexión que se afloje, ya sea por mal ajuste o por corrosión, provocará que en este secundario en circuito abierto, se presenten elevadísimos voltajes que podrían dañar el aislamiento.

7) PARARRAYOS

Normalmente estos equipos están colocados en los puntos de entrada a las subestaciones, se colocan también a la salida de los devanados de alta y media tensión en los transformadores y autotransformadores de potencia. Como éstos tienen la finalidad de proteger los equipos contra sobretensiones de origen atmosférico y de maniobra, son especificados para eliminar dichas sobretensiones.

En forma general, se puede decir que existen dos tipos de pararrayos, los de entrehierro y los autovalvulares.

Los de ENTREHIERRO están constituidos por 2 electrodos separados a una distancia determinada por las normas requeridas. Uno de los electrodos está conectado a la línea de alta tensión y el otro a tierra ; cuando la tensión entre estos electrodos alcanza un valor requerido, salta el arco y se produce la descarga a tierra, pero luego se presenta el inconveniente de que una vez desaparecida la sobretensión se mantiene la descarga a tierra, siendo necesario interrumpir esta descarga con dispositivos adicionales.

Los AUTOVALVULARES están generalmente conformados de un elemento de entrehierro, en serie con resistencias que utilizan materiales con características no lineales, de tal manera que reducen su resistencia eléctrica cuando el voltaje aumenta y viceversa.

De esta forma la ruptura (descarga) del entrehierro determinará el vol-

taje inicial de descarga del pararrayos y los elementos resistivos determinarán el voltaje del pararrayos durante la descarga.

El comportamiento de este tipo de pararrayos, hace que el mismo se convierta en una válvula de seguridad, cuyo funcionamiento sólo tiene lugar en el momento necesario y posteriormente evita la persistencia de la corriente de descarga. Este último tipo proporciona el más alto grado de protección a los equipos.

Es necesario en intervalos de un año ejecutar pruebas de resistencia de aislamiento y de factor de potencia, para localizar aquellos pararrayos que podrían fallar bajo esfuerzos de voltajes normales de operación.

El objeto de efectuar estas pruebas en apartarrayos es descubrir en ellos los defectos producidos por la contaminación en el entrehierro (hu

medad, sales metálicas, corrosión), suciedad en los elementos autovalvulares, porcelanas despostilladas o porosas.

Entre los tipos de defectos más comunes que se pueden encontrar en los apartarrayos cuando los resultados de las pruebas se alejan mucho de lo que normalmente se ha obtenido en el equipo o equipos similares son : contaminación por humedad, suciedad o polvo depositado dentro de la superficie exterior del sello del entrehierro dentro de la porcelana, entrehierros corroidos, depósitos de sales de aluminio aparentemente causadas por la interacción entre humedad y productos resultantes por el efecto corona y porcelana quebrada. Estas situaciones anormales en un pararrayo pueden ser restauradas con la limpieza de las superficies contaminadas.

Valores de prueba que están por demás apartados que los normales se

pueden obtener en los casos de unidades que tienen rotos los resistores paralelos, así como en apartarrayos cuyo circuito está descontinuado, causado por rotura de los elementos.

Es necesario también periódicamente chequear que el pararrayos se encuentre bien puesto a tierra.

8) BANCO DE CAPACITORES

Este equipo está destinado a aportar carga capacitiva al sistema, para neutralizar carga inductiva excesiva absorbida por transformadores y máquinas de inducción. Normalmente están conectados al terciario del banco de autotransformadores a nivel de 13.8 KV.

La potencia nominal es el valor de potencia reactiva que entrega al sistema en las condiciones nominales de operación.

Normalmente están conectados formando bancos trifásicos en estrella, si bien pueden operar en delta. La tensión máxima continua de operación es de 110% de la tensión nominal de placa (15).

Como todo equipo eléctrico, éste se encuentra propenso a las sobretensiones, las cuales pueden dañar las unidades (capacitores individuales que forman el banco). Como punto de partida para detectar si cada unidad, está buena, se tiene un relé de sobrecorriente que recibe señal del neutro del banco, a través de un transformador de corriente, en el momento en que en el neutro del banco aparece corriente es detectada por el relé. Esto significa que uno o más capacitores se desconectaron del banco (se quema el fusible que conecta el capacitor al banco). El relé está calibrado para dar alarma y/o disparo dependiendo del número de capacitores que se hallan desconectado del banco.

La salida de servicio de un capacitor (o más de uno) indica que el mismo debe ser chequeado y probado. Al probar y chequear capacitores se pueden presentar riesgos como los que se detallan a continuación.

- RIESGO DE CHOQUE ELECTRICO

Antes de inspeccionar los capacitores, la alimentación debe ser removida de los mismos. Una vez desenergizados, éstos mantienen almacenada una carga eléctrica, la cual debe ser eliminada.

Los capacitores de potencia poseen un resistor interno de descarga que reducirá la tensión, después que el capacitor ha sido desenergizado, en 5 minutos o menos.

Después de desenergizar los capacitores, es necesario aguardar por lo menos cinco minutos, luego de lo cual se debe poner el equi-

po a tierra.

Los capacitores además deben ser cortocircuitados individualmente, pues la operación de cortocircuitar a tierra todo el banco puede resultar ineficiente en el caso de que un capacitor esté aislado del banco si el fusible de éste se ha quemado.

- RIESGO DE EXPLOSION

Los capacitores pueden romperse en caso de fallas. Durante la realización de pruebas en alta tensión, hay también la posibilidad de explosión, por lo tanto el personal involucrado debe ser protegido durante esos ensayos colocándose a una distancia no menor de 3 metros.

Los capacitores fallados pueden inflamarse debido al aumento de presión interna originada por gases, pudiendo ocasionar ruptura

de la caja, se recomienda en esos casos que esa presión sea aliviada antes del mantenimiento perforando la caja, esta perforación debe hacerse en un lugar del capacitor donde un mínimo derrame de fluido impregnante pueda ocurrir. Se debe evitar contacto con la piel y los ojos así como la exposición a emanaciones en áreas no ventiladas.

También debe considerarse el riesgo de fuego que pueda existir.

Tomando en consideración las instrucciones anteriormente indicadas se estará en condiciones seguras para dar mantenimiento al banco.

Un capacitor requiere limpieza periódica de los terminales dependiendo del grado de contaminación de la zona.

El equipo debe ser inspeccionado periódicamente para las unidades fallas.

das, debiendo realizarse lo siguiente :

- a) Inspección general
- b) Verificar el estado de los fusibles.
- c) Verificación de la capacitancia de las unidades individuales.
- d) Rigidez dieléctrica
- e) Prueba de fugas

a) INSPECCION GENERAL

Inspeccionar los terminales en cuanto a fisuras; verificar fugas en la caja del capacitor; verificar que la unidad ha estado trabajando, palpando la temperatura de la misma, ya que un capacitor que viene operando estará más caliente que el ambiente.

b) VERIFICACION DEL ESTADO DE LOS FUSIBLES

Por el hecho de no existir indi-

cación externa de falla a simple vista, no se debe sustituir el fusible al capacitor y reenergizarlo enseguida sin probarlo.

Por lo menos una inspección visual y la medición de la capacitancia deberían ser hechos.

Si la unidad está defectuosa, ella podría romperse, creando una situación peligrosa para el personal de operación.

c) VERIFICACION DE LA CAPACITANCIA

Esta es probablemente la prueba más importante y fácil de ser efectuada en el capacitor. Un valor de capacitancia medido debe situarse entre 100 y 110% de la capacitancia nominal. El fabricante deberá ser consultado en caso de observarse una medición de capacitancias entre 90 y 100% o 110% y 120% de la nominal, para compararlo con el valor ori-

ginal de fabricación. Capacitancias mayores que 120% de la nominal generalmente indican que una o más láminas del material dieléctrico están cortocircuitadas, en ese caso el capacitor debe ser considerado defectuoso.

Las mediciones de capacitancias deben ser hechas de preferencia con el capacitor a una temperatura alrededor de 20-30°C (15).

Para otras temperaturas, la curva de capacitancia contra temperatura deberá ser utilizada.

La capacitancia nominal está dada por :

$$C_n = \frac{1000 \times \text{KVAR}}{(\text{KV})^2 \times 2\pi f}$$

donde :

C_n : capacitancia nominal en microfaradios.

KVAR : potencia nominal

KV : tensión nominal

f : frecuencia nominal en Hertz

d) RIGIDEZ DIELECTRICA

La rigidez dieléctrica en capacitores es de preferencia hecha con una tensión continua de 75% del valor original de prueba (3,2 de la tensión nominal) de placa del capacitor durante 10 segundos ⁽¹⁵⁾.

De tratarse de una sola unidad fallada (monofásica) esta tensión es aplicada de terminal a terminal.

Otra alternativa para esta prueba es usar una tensión alterna de 1.5 de la tensión nominal. El pico de la tensión transitoria en la energización debe ser limitada en 125% del pico de la tensión en régimen permanente siendo conveniente el uso de un interruptor para la desenergización.

Durante la aplicación de la ten-

sión, verificar la existencia de ruidos internos característicos que indiquen la formación de arco interno.

Después de la prueba, un capacitor debe ser descargado inicialmente en un local protegido, usándose un resistor aislado con una tensión y capacidad de absorción de energía suficiente, después con una baja resistencia y finalmente un cortocircuito directo entre terminales.

El valor de la capacitancia deberá ser medido nuevamente, después de la prueba de sobretensión y compararlo con el valor original. Los valores inicial y final no deben diferir en más de 2%. (15).

e) PRUEBA DE FUGAS

Pequeñas fugas a la temperatura ambiente no son a veces detecta-

bles, este tipo de pruebas en temperaturas elevadas hace posible esta detección.

La prueba de fugas en alta temperatura aumentará la presión interna, lo que ayuda a la detección de la fuga. El método preferido para elevar la temperatura es colocar el capacitor a 75°C en un horno por 24 horas.

Otro método de la prueba (que resulta eficiente en temperaturas ambiente superiores a 20°C) consiste en energizar el capacitor durante 24 horas, lo que provocará el calentamiento del mismo, en estas condiciones se inicia el chequeo dando atención a las conexiones de los terminales y en las uniones soldadas en la caja. Si se detecta alguna fuga, el fabricante deberá ser consultado.

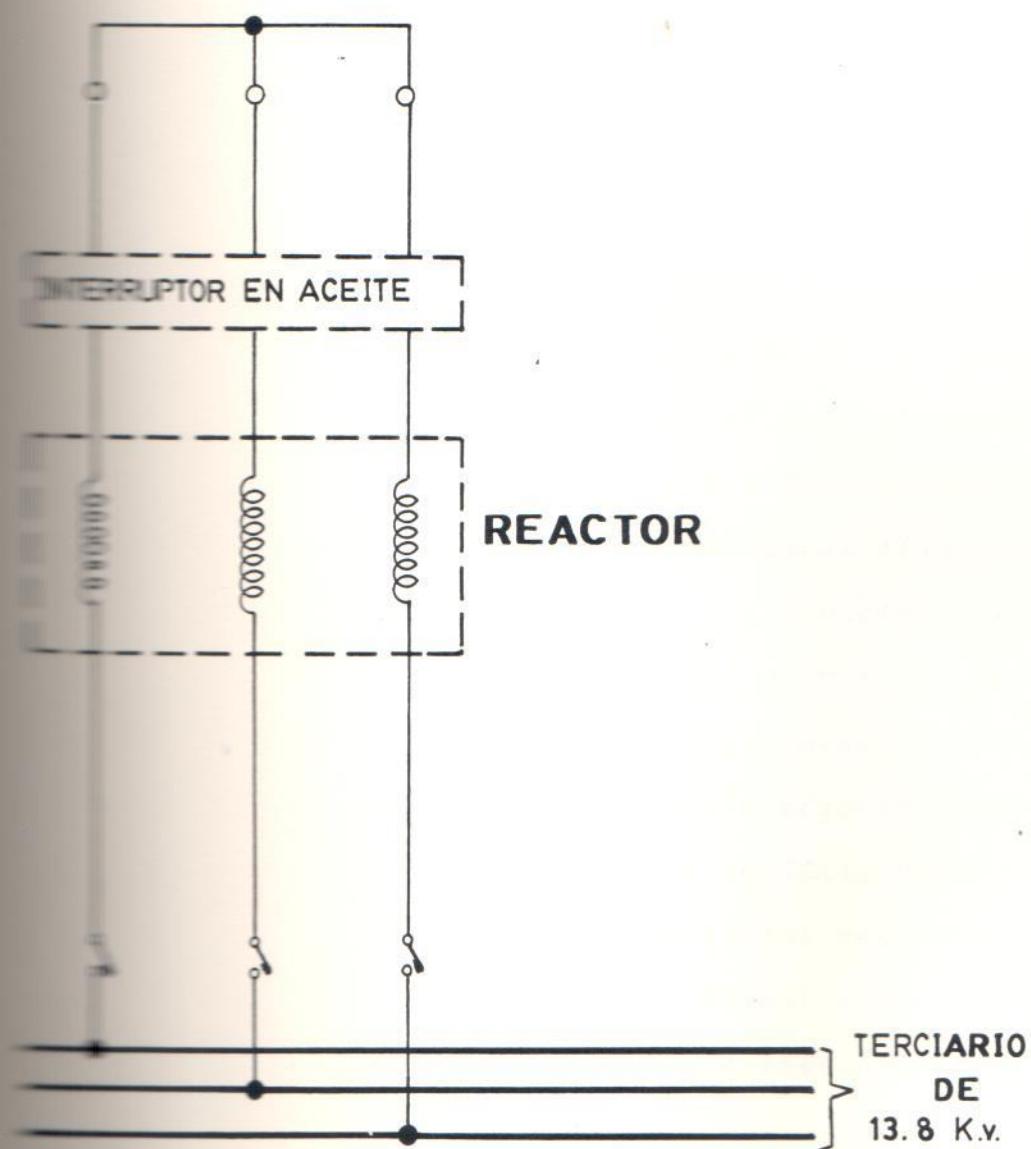
9) REACTORES DE DERIVACION

Es un reactor de potencia, destinado a aportar carga inductiva a un sistema, para compensar potencia capacitiva en exceso, debido al efecto capacitivo de las líneas de transmisión en vacío o por baja potencia transmitida.

La Fig. 2.16, muestra el esquema eléctrico de potencia interno, en los reactores trifásicos.

Se puede observar del esquema, que éstos están normalmente conectados al terciario de los autotransformadores a nivel de 13.8 KV (como en el caso del banco de capacitores).

La potencia nominal es el valor de potencia reactiva que el reactor aporta al sistema en las condiciones nominales de operación. Se considera pues que este equipo es una inductancia pura. El neutro de las tres fases se lo consigue a



ESQUEMA ELECTRICO DE POTENCIA
DE UN REACTOR TRIFASICO

través de un interruptor en aceite, lo que significa que estará en servicio, por lo tanto al abrir el interruptor el reactor queda fuera de servicio.

Para tensiones a frecuencia industrial hasta el límite de operación del sistema, una sobreelevación de temperatura dentro de los rangos permisibles, estará perfectamente encuadrado en los límites térmicos de la clase de material aislante utilizado. Para las sobretensiones a 60 ciclos, hasta un máximo de 105% de la tensión nominal, un reactor podrá funcionar algunas horas sin pérdida de vida útil, dependiendo de las temperaturas del medio refrigerante y de la del medio ambiente antes y durante esta sobretension.

Una tensión arriba del 105% de la tensión de operación sólo se debe mantener por corto tiempo, de acuerdo a las normas, teniendo en cuenta

estos niveles de tensión operativos y restrictivos mencionados, podemos decir que a un reactor difícilmente se le cortará su vida útil, siempre y cuando se mantenga la temperatura dentro de sus límites especificados.

En cuanto a las sobretensiones atmosféricas y de maniobra como sucede en el resto de equipos de la subestación, el reactor estará protegido (aunque indirectamente) por los pararrayos (de acuerdo a la adecuada coordinación de aislamiento) quienes se encargarán de cortar las ondas de impulso a niveles perfectamente aceptables.

Este equipo puede entrar y salir de servicio automáticamente o manualmente. Automáticamente lo hace por medio de relés que detectan máximo o mínimo nivel de voltaje en el sistema.

En lo que respecta a la construc-

ción física y la filosofía de operación de los dispositivos de protección es similar en un 90% a los autotransformadores de potencia. Estos normalmente están conformados por los siguientes dispositivos :

a) CUBA PRINCIPAL

En cuuo interior se encuentran bobinas, aceite (medio dieléctrico aislante y refrigerante), transformadores de corriente.

b) CONSERVADOR

Del tipo diafragma

c) RESPIRADERO

Con silicagel

d) SISTEMA DE REFRIGERACION

Con disposición de radiadores (con o sin ventilación forzada)

e) RELE BUCHHOLZ

Para dar alarma y disparo (la señal de disparo saca de servi-

cio al equipo de autotransformadores).

f) VALVULA DE ALIVIO O SOBREPRESION
Con diafragma

g) TERMOMETROS
Para dar alarma y/o disparo por
altas temperaturas

h) INDICADORES DE NIVEL

Con lo expuesto entonces podemos asegurar que la filosofía de mantenimiento a seguirse para los reactores debe ser la misma que se aplica a los autotransformadores o transformadores de potencia. Por lo tanto, para la aplicación del mismo debemos referirnos al autotransformador.

10) LINEAS DE TRANSMISION - BARRAS

En lo referente a los componentes de estos equipos tenemos las torres metálicas, crucetas, aisladores, herrajes, conductores, tube-

rías. Como se puede notar estos constituyen componentes que son en su mayoría metálicas y de porcelana o vidrio.

Se inicia el análisis en lo referente a la corrosión (que depende del grado de salinidad). La corrosión es una erosión o deterioro de los metales, una desintegración gradual de sus capas exteriores. No se trata de una simple oxidación o herrumbre como se piensa comúnmente, sino de un ataque más acelerado, motivado por la presencia de ácidos y otras sustancias que se encuentran en el medio ambiente.

Sus efectos son graves en las instalaciones eléctricas; fundamentalmente en los elementos ferrosos que forman parte de ellas, tales como torres, crucetas, herrajes, etc.

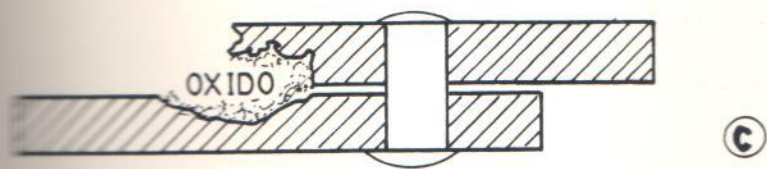
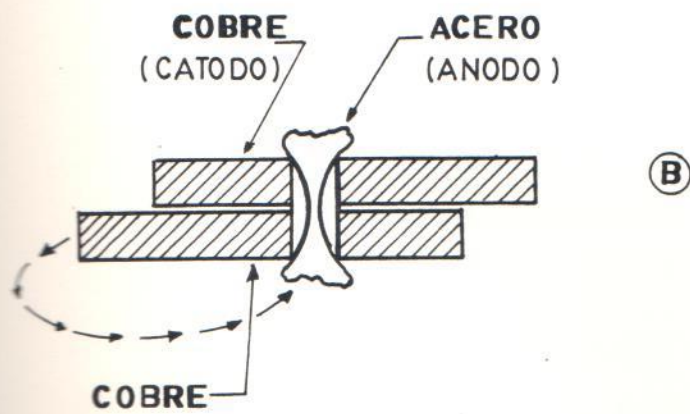
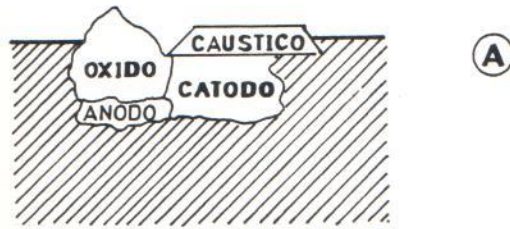
Bajo los efectos de la corrosión

la duración de estos elementos se reduce y cuando no es factible protegerlos adecuadamente para alargar su vida útil, nos encontramos ante la imperiosa necesidad de sustituirlos antes de que fallen. Pero esta medida requiere de programas rigurosos de revisión de las instalaciones y una mayor disponibilidad de mano de obra calificada, lo que se traduce en un alto costo de conservación.

Cuando las revisiones y reposiciones de elementos dañados, no se hacen con la debida oportunidad se llega a situaciones inconvenientes porque ponen en peligro la continuidad del servicio y la seguridad de los propios trabajadores.

En la Fig. 2.17(a), se muestra un fenómeno de corrosión típico en estructuras de líneas de transmisión.

En ellas se presenta un fenómeno bastante complicado de reacción e-



FENOMENOS DE CORROSION

Fig: 2-17

electroquímica mediante la cual, diminutas zonas de una superficie metálica actúan como pilas o bate-
rías microscópicas. Este fenómeno
puede explicarse de la siguiente
manera :

a) En una primera etapa el metal
se empieza a combinar con el
oxígeno del aire formándose una
delgadísima placa de óxido.

b) En la segunda etapa es cuando
se forman las pilas microscópi-
cas constituidas por :

- una zona anódica por el pro-
pio metal.
- una zona catódica formada por
impurezas de metales (pelícu-
las de óxido).
- un electrolito que es precisa-
mente la alta humedad ambien-
te con la sal disuelta y o-
tras impurezas de la atmósfe-
ra.

Al formarse estas diminutas pilas, en cada una de ellas hay paso de corrientes pequeñísimas pero que producen disolución del metal de la zona anódica, que con el electrolito de humedad salina producen reacciones químicas con la consiguiente formación de óxidos de hierro.

En la Fig. 2.17(b) se muestra otro tipo de corrosión que se puede presentar en instalaciones donde se utilizan conexiones de metales diferentes.

La tendencia es siempre que el metal más activo se corroa antes que el menos activo. Esta reacción puede presentarse y producir un severo ataque. Es muy común que se encuentren este tipo de uniones y sobre todo en conectores se tendrán problemas de falsos contactos (tornillería de hierro con conector de cobre, bronce o aluminio).

En la Fig. 2.17 (c) se ve un efecto corrosivo provocado por la corrosión de una "Hendidura carente de oxígeno". En estos casos no importa que se utilice el mismo metal inclusive en la unión. La reacción o efecto corrosivo se debe a que el área expuesta con libre acceso al oxígeno tiende a volverse catódica con lo cual fuerza al área carente de oxígeno a que actúe como anodo y se corroa.

En los diferentes metales usados en las instalaciones eléctricas, la corrosión puede presentarse en variadas formas por ejemplo podemos mencionar :

HIERRO NEGRO: Tiene una duración muy corta, en unos cuantos días de estar a la interperie se oxida siendo su deterioro muy rápido.

HIERRO GALVANIZADO : La duración de éste es mayor que en el caso anterior, siendo necesario que se o-

xide primero la placa del galvanizado para proseguir con el ataque al hierro.

COBRE : El cobre es sólo atacado superficialmente formándose una capa verdosa. No obstante que en su parte interna se conserve en buenas condiciones, la capa externa si presenta problemas en las conexiones eléctricas dando lugar a puntos de mala conducción eléctrica que deben arreglarse a tiempo pues provocan aperturas de puentes y fallas en las instalaciones.

BRONCE : El bronce es más resistente a la corrosión que el cobre, pero también se le forma una capa verdosa que produce falsos contactos entre superficies ocasionando también fallas en puentes y conectores aunque en menor escala que el cobre.

ALUMINIO : Este resiste aceptablemente la corrosión si bien se le

forma una capa de óxido en toda su superficie, esta capa es mala conductora de la electricidad, por lo que también ocasiona algunos problemas de falsos contactos que deben arreglarse a tiempo. En el caso de cables ACSR (aluminio con núcleo de acero galvanizado) la corrosión ataca primero al núcleo, el cual va perdiendo resistencia mecánica hasta fallar.

Comúnmente en las subestaciones no se usa cable ACSR (pero si en las líneas de transmisión), primero porque en las subestaciones no se requiere de gran tensión mecánica de los conductores y segundo por la seguridad mismo de las instalaciones y del personal.

Con la presencia de la corrosión debido a la contaminación salina e industrial, aparte de enunciar el hecho de destrucción de materiales, como consecuencia en las instalaciones se llega a tener también lo

que se conoce como puntos calientes, lo cual merece importante atención.

Un punto caliente se origina por la alta resistencia al paso de la corriente en la unión de 2 o más metales del mismo tipo o diferentes.

Un punto caliente puede tener su origen en :

- a) Corrosión al utilizar conexiones metálicas de diferentes tipos, en las que como se dijo anteriormente el material más activo se oxida más rápido que el menos activo (la rapidez de oxidación depende del tipo de conexión y magnitud de la diferencia de potencial de los metales unidos), esto ocasiona pérdida de presión entre ellos por el desgaste. Al ocurrir esto, la resistencia eléctrica entre los diferentes conecto-

res o conductores metálicos, aumenta, provocando temperaturas elevadas hasta llegar al punto de fusión de alguno de ellos o ambos.

- b) El uso inadecuado de calibre de conductores. Si usamos un conductor que opere con sus características térmicas limitadas, éste se sobrecalentará provocando fusión del propio material, del conector de unión y del conductor al que es tá unido.

- c) Las concentraciones magnéticas también provocan, sobre todo en los cables subterráneos, cuando no se tiene el cuidado de separar las fases en ductos distintos. Esto representa riesgos cuando los cables pasan cerca de partes metálicas magnéticas grandes, ya que se pueden establecer flujos magné
ticos grandes, ya que se pue-

den establecer flujos magnéticos en ciertas áreas del cable que provoquen calentamientos indeseables.

La frecuencia con que se presentan puntos calientes, está definida por el número de conexiones que se tengan en la instalación, el tipo de unión, los materiales que intervienen, la calidad de la mano de obra, la calidad del material, índice de utilización y el área en que se encuentren.

DETECCION DE PUNTOS CALIENTES

Debido a que es en las subestaciones donde se tiene gran cantidad y tipo de uniones (conectores-grapas-conductores) de diferentes materiales y que por ende es donde se tendrán los mayores riesgos de puntos calientes; se debe aplicar una metodología para la detección de dichos puntos y su corrección respectiva. En las líneas de transmisión

en cambio se debe aplicar el cri
terio de evitar dichos puntos calien
tes protegiendo las uniones propen
sas a estos, principalmente en las
torres de retención.

Es necesario cuando menos una vez
por semana, en las subestaciones ,
que el operador de turno, con el a
lumbrado desconectado y a la hora
de demanda máxima, recorra el área
para una inspección visual de los
puntos de unión y contactos, éstos
se presentan como un punto caracter
ístico de una soldadura al rojo
vivo. De esta forma mantendremos
vigilancia del estado que guardan
los puntos que pudieran darnos pro
blemas.

Actualmente la detección eficaz de
los puntos calientes se debe realiz
ar por lo menos anualmente con un
equipo denominado TERMOMETRO-INFRA
RROJO. Con este equipo se puede
determinar la temperatura de cada
punto por comparación con respecto

a los equipos que están a la temperatura ambiente, utilizando la e-nergía radiada en cada unión (po-der emisivo).

Es posible detectar dentro de las revisiones e inspecciones periódicas varios tipos de problemas de los cuales se pueden mencionar :

- a) Falsos contactos en conectores de aluminio y tornillos de aluminio (es posible que no hayan soportado los esfuerzos de tensión).
- b) Falsos contactos en conectores de aluminio y tornillos de hierro galvanizado.
- c) Falsos contactos en conectores bimetálicos.

De ahí que se puede recomendar :

- a) En lo que sea posible evitar los puntos de conexión de diferentes metales para no permitir

la reacción de oxidación entre ellos.

- b) Usar los inhibidores y grasas conductoras adecuadas en cada caso.
- c) Buena supervisión y control de calidad de la mano de obra.
- d) Cuando la frecuencia de puntos calientes aumenta sobre un mismo tipo de conexión, investigar y aplicar mantenimiento correctivo. Después revisar periódicamente para evaluar resultados.
- e) Formular un programa de inspección y detección de puntos calientes periódicamente.
- f) Siempre tener en existencia material de reposición y equipo necesario para casos de emergencia.
- g) Una vez presentado un punto caliente, aunque desaparezca, re-

visarlo a la mayor brevedad posible y ampliar la revisión a las conexiones similares que nos pudieran presentar iguales problemas.

- h) Vigilar las cargas admisibles de acuerdo al calibre del conductor en servicio, así como los equipos involucrados.

Aparte de estos puntos calientes existen muchísimos efectos de la corrosión en otros componentes metálicos de las líneas de transmisión que deben ser detectados mediante inspecciones.

Debe tomarse en cuenta las siguientes recomendaciones :

- a) Chequear corrosión en abrazaderas, herrajes y partes metálicas que no están funcionando como conductores.
- b) Cambio de elementos atacados por

la corrosión, dependiendo del grado de avance de los mismos.

- c) Chequear perno bola de los aisladores si es que está oxidado, esto es de mucho riesgo, ya que puede darse el caso de que éste no resista el peso del conductor.
- d) Chequear aisladores con la porcelana reventada (la causa de esto puede ser por contorneamiento del aislador debido a la contaminación o expansión del perno bola oxidado).
- e) Aplicación de pinturas son una protección adicional al material sobre el cual se aplican. La pintura aplicada sobre el galvanizado nuevo alarga la vida si se tiene cuidado de renovar la pintura aplicada oportunamente. Esta aplicación tiene la ventaja de que se puede aplicar a cualquier superficie, su proceso de aplicación, es relativa-

mente simple y no requiere equipo especial para trabajarla.

Puede presentar sus desventajas, tales como el costo de aplicación el cual resulta caro. No obstante la sencillez en la técnica de aplicar pintura, si la limpieza no se hace en forma adecuada, la pintura no se adhiere y el trabajo ejecutado resulta infructuoso.

6) Chequear corrosión en las bases de las estructuras y el tratamiento a las mismas. Esto es muy importante en la zona de tierra-aire de las bases, con el siguiente procedimiento :

- Se abre una ranura oblicua (bisel a 45°) en el concreto, en el lugar donde penetra la pieza angular, de unos 2 a 5 centímetros o más si hay óxido.

- Se limpia perfectamente todo el óxido desde las ranuras hacia arriba hasta unos 50 centímetros aproximadamente.

- Se aplica una capa de pintura anticorrosiva y tan pronto como seque se aplica la segunda capa.

- Al secar la segunda capa se debe aplicar selladores plásticos cubriendo con él perfectamente la ranura y formando un bisel a 45° aproximadamente; es conveniente cubrir unos 10 centímetros de la línea de tierra hacia arriba . Con este arreglo se evita que el agua que escurre del cuerpo de la torre, contaminada con sal y polvo, se acumule en la línea de tierra y corroa el hierro.

La contaminación industrial es otro aspecto crítico para las líneas

de transmisión, ya que ésta en conjunto con la humedad salina del medio ambiente por donde pasa la línea, forma capas de elemento o material extraño completamente sólidas en los aisladores (provocando fallas por el contorneamiento del aislador), esto hace necesario bajar las cadenas para rasquetear dicha capa, debiendo luego de esto realizarles la prueba de rigidez dieléctrica con un detector de rigidez dieléctrica.

Todos los problemas expuestos pueden detectarse para ser corregidos a tiempo mediante inspecciones periódicas a las líneas de transmisión cuya frecuencia depende del grado de contaminación de la zona y otros. Otro punto que determina la frecuencia de inspección es el tipo de vegetación de la zona por donde atraviesa la línea de transmisión, el cual es de mucha importancia, el índice de fallas de un sistema a causa de vegetación es

elevado, siendo necesario llevar un control estricto para eliminar vegetación crítica.

Finalmente podemos mencionar la limpieza de aisladores, la cual debe hacerse periódicamente con el fin de contrarrestar la contaminación ambiental.

11) EQUIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES

Estos son equipos destinados a suministrar a la instalación (sistemas motorizados, de protección, control, medición, iluminación, etc.) energía alterna y continua, normalmente a la tensión de utilización (abajo de los 500 voltios).

Siendo estos equipos los responsables directos de la eficiencia de los sistemas de medición, protección y control, es necesario que estén siempre en condiciones óptimas de utilización.

La Figura 2.18 muestra un esquema eléctrico simplificado de los componentes que conforman un sistema de equipos de servicios auxiliares de una subestación.

De acuerdo al esquema se puede ver que el sistema consta de 3 alternativas de alimentación de corriente alterna, las cuales tienen prioridad de servicio en el orden siguiente :

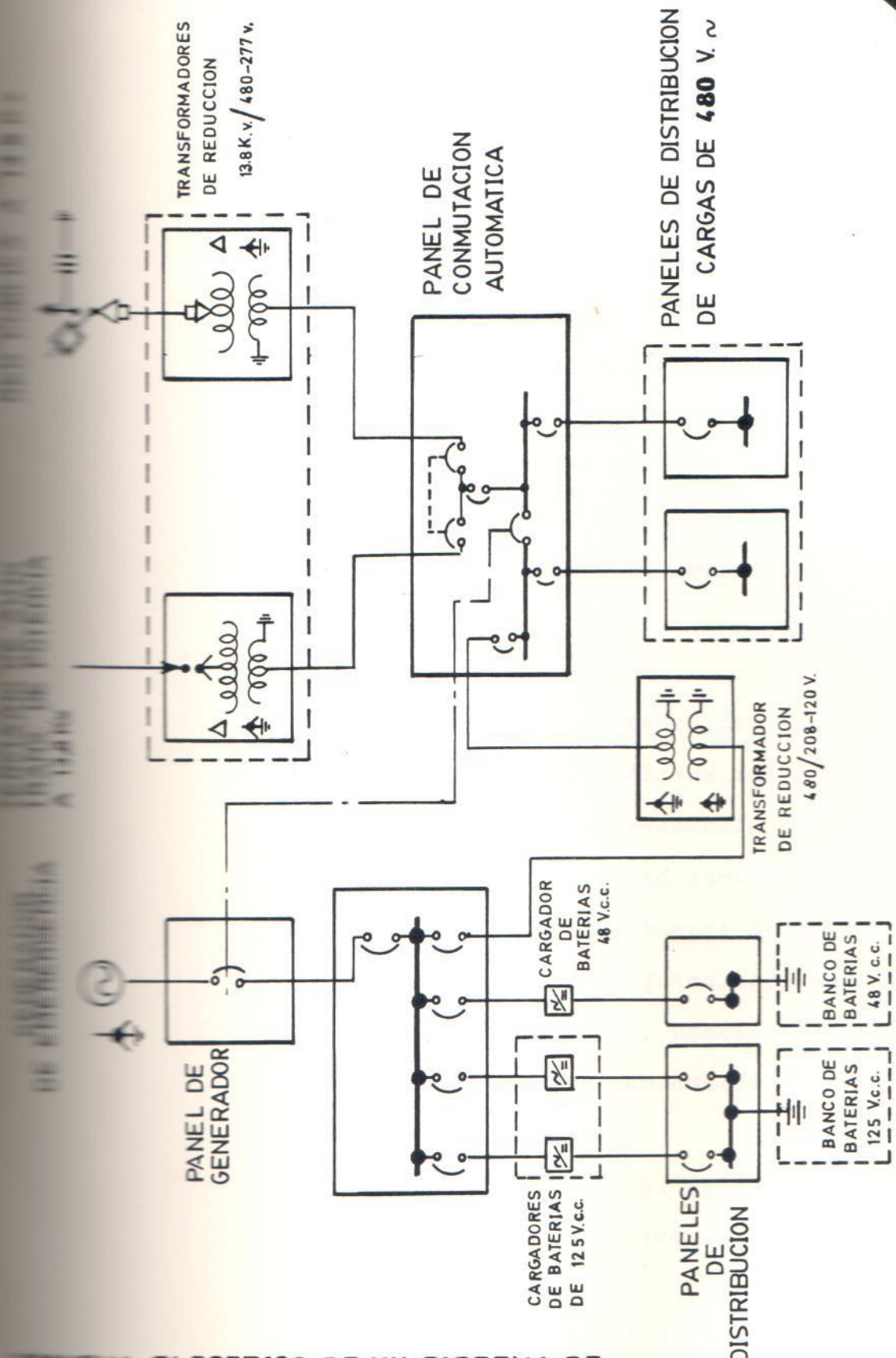
Primera alimentación del terciario del autotransformador a 13.8 KV.

Segunda alimentación de la red pública a 13.8 KV.

Tercera alimentación del generador de emergencia a 208 voltios.

Con los transformadores de reducción obtenemos tensiones de 480/277 y 208/120 voltios.

De los cargadores de baterías se obtienen voltajes de corriente di-



ESQUEMA ELECTRICO DE UN SISTEMA DE SERVICIOS AUXILLARES DE UNA SUBESTACION

Fig: 2.18

recta a 125 y 48 voltios, los mismos se hallan en paralelo con los bancos de baterías de su respectivo voltaje para mantenerlos con una carga flotante y evitar que los bancos se descarguen. El conjunto cargador-banco entonces normalmente conforman un sistema que es el que alimenta a los circuitos de control, protección, medición y otros.

Como se puede entender del esquema en caso de que fallaran las 3 alternativas de alimentación de AC, únicamente se tendrá suministro de energía desde los bancos de baterías pero sólo en forma racionada para los controles, protección, comunicaciones e iluminación.

De acuerdo a la Fig. 2.18, los equipos auxiliares son :

- a) Transformadores de reducción
- b) Generador de emergencia
- c) Banco de baterías

- d) Cargadores de baterías
- e) Paneles de distribución y control.

a) TRANSFORMADOR DE REDUCCION

Se debe tener cuidado de no sobrecargarlos, pues esto significaría dar cierto riesgo a la operación de toda la instalación. Los tipos de transformadores de reducción comúnmente usados no constan de todos los dispositivos de control, protección, enfriamiento y otros, que conforman a los autotransformadores de potencia. En estos equipos se debe dar atención con una frecuencia que dependerá de la carga o régimen operativo del mismo a lo siguiente :

- aislamiento del transformador
- estado del aceite
- nivel de aceite
- medidor de temperatura

Para cualquiera de las revisio-

nes mencionadas debemos referirnos al mantenimiento del auto-transformador de potencia ya tratado anteriormente.

Más adelante se detallarán todas las actividades de mantenimiento que corresponden y su frecuencia respectiva.

b) GENERADOR DE EMERGENCIA.

Esto lo constituye un generador a diesel. Dado que este equipo es la tercera alternativa de alimentación, su régimen de operación es bajísimo, significando así que la atención al mismo no es rigurosa. Más adelante se detallarán las inspecciones y actividades de mantenimiento con su respectiva frecuencia que es necesario aplicar periódicamente a este equipo.

c) BANCOS DE BATERIAS

Normalmente los bancos de bate-

rias están alimentados por los cargadores de baterías para la respectiva carga de los mismos. El voltaje de salida del cargador se regula de acuerdo al estado que presenten las baterías. Para una situación normal del banco éste se regula a un valor menor (carga flotante), que para el caso de un estado anormal (carga igualadora).

- CARGA FLOTANTE

Como se dijo el banco de bate rias normalmente está traba jando bajo carga; aplicándose le un voltaje superior al de su circuito abierto con el fin de vencer las pérdidas internas de las celdas.

El voltaje aplicado depende del tipo de celdas y las condiciones de las mismas. Para celdas nuevas de densidad entre 1,200 a 1,220 gr/cm³ se

recomienda 2.15 voltios por celda (V.P.C.) es decir un voltaje de salida del cargador de $2.15 \times n$ (voltios); donde n es el número de celdas que conforman al banco.

A medida que una celda envejece las pérdidas internas aumentan por lo cual es necesario aumentar el voltaje de flotación, para mantener las celdas en buenas condiciones de carga. El consumo de agua destilada en un banco es uno de los indicios que nos dicen si el voltaje de flotación está alto o bajo, ya que si se tiene un consumo alto en relación con la vejez de las celdas y lo que recomienda el fabricante, el voltaje está alto. Caso contrario el voltaje de flotación está bajo. El voltaje de flotación que se indica se entiende que es medido en terminales del banco,

y no a la salida del cargador.

- CARGA DE IGUALACION

Esta carga tiene por objeto el llevar a cada una de las celdas del banco, a su estado completo de carga.

Se dice que una celda está completamente cargada, cuando al someterla a un voltaje mayor que el de flotación durante un tiempo determinado, la celda gasifica, (se libera hidrógeno) y la densidad (correctada por temperatura) permanece constante.

El voltaje máximo que debe aplicarse en carga de igualación, está limitado por el equipo que el banco de baterías alimenta (relés, bobinas, etc.); generalmente se recomienda que sea 2.33 voltios por celda, que para 60 cel-

das en el sistema de 125 voltios representa 140 voltios en terminales del banco, que es el máximo para la operación de interruptores y equipo asociado de acuerdo con las especificaciones de NEMA.

Es necesario una vez cada tres meses dar carga de igualación a los bancos. Además se requerirá de una carga igualadora si :

- a) Las celdas sufren una fuerte descarga por emergencia.
- b) La densidad de la celda piloto (celda de densidad más baja corregida por temperatura) está 10 puntos por debajo de su valor de referencia.
- c) El voltaje de cualquier celda está 0.05 voltios, más abajo de su valor de referencia en flotación.

En la carga de igualación se debe seguir el siguiente procedimiento :

- a) Antes de iniciar la carga igualadora, asegurarse de que todas las celdas mantienen su nivel del electrolito en la marca superior, en caso contrario agregar agua destilada y registrar la cantidad adicionada a cada una de ellas.
- b) Iniciar la carga de igualación con un voltaje de 2.33 V.P.C., si la corriente suministrada por el cargador es mayor que la de su capacidad o mayor que la del régimen de descarga a 8 horas, debería bajarse el voltaje de igualación para controlar la corriente, aumentando poco a poco el voltaje de acuerdo a como disminuya la corriente.

- c) Al inicio de la carga de igualación registrar los datos de densidad (corregida) de la celda piloto (la de menor densidad), y una celda patrón (la de mayor densidad), así mismo, registrar el voltaje de la celda de mayor y menor voltaje, necesarios para posteriores comparaciones, que determinarán si el banco va respondiendo en forma positiva a la carga.
- d) Después de 3 ó 4 horas del inicio, las celdas deben gasificar libremente y en igual proporción, una celda que no gasifica en carga de igualación, puede tener un cortocircuito interno.
- e) A intervalos de 3 ó 4 horas tomar y registrar lecturas de densidad (corregida por temperatura), de las celdas

piloto y patrón, y las lecturas de voltaje de las celdas mayor y menor, las mismas que deberán ser mayores que las de la lectura inmediatamente anterior para una carga normal.

- f) Cuando en dos lecturas sucesivas las densidades y voltajes de celdas, no cambien, continuar la carga por una hora más y regresar la carga a flotación.
- g) Poco antes de terminar la carga de igualación; registrar los voltajes de cada una de las celdas del banco, así como el voltaje en terminales. Veinte minutos después de regresar al sistema de flotación, cuando la gasificación pesada ha parado, registrense las lecturas de densidad (corregidas por temperatura) de ca-

da una de las celdas, las mismas que servirán de referencia en el mantenimiento.

PRECAUCIONES Y RECOMENDACIONES DURANTE LA CARGA DE IGUALACION.

Se deben tomar las siguientes precauciones y recomendaciones :

- a) En carga igualadora las celdas no pueden absorber toda la energía que se les proporciona, de tal forma que esta energía sobrante disocia el agua en sus componentes hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno es liberado y dado que un contenido de éste en el aire en una proporción determinada forma un ambiente explosivo, no deben permitirse en el cuarto de baterías, flamas de ninguna clase, además se tendrá la precaución de tener la ventilación adecuada para impedir la acumulación de hidrógeno.
- b) La temperatura del electrolito

no deberá ser mayor que la especificada por el fabricante durante la carga. Si este caso se presenta se debe bajar el voltaje de igualación o usar medios de refrigeración adicionales, tales como ventiladores, hielo alrededor de la celda, etc.

- c) No olvidar de registrar los datos necesarios de la carga de igualación, ya que la comparación de éstos a través del tiempo nos indican las condiciones de trabajo del banco.
- d) Asegurarse de que los agujeros de ventilación de los tapones de las celdas no estén obstruidos y que las tapas de las celdas no estén húmedas por derrames de electrolito o agua destilada.
- e) Los registros de lecturas de densidad deben siempre corregirse a 25°C.

f) Las lecturas de los voltajes por celda a final de la carga de igualación deben hacerse con un voltímetro de precisión y registrarse hasta la centésima de voltios.

CUIDADO RUTINARIO DE LAS CELDAS

a) AGREGADO DE AGUA.- Agregar agua destilada hasta la marca superior de nivel de cada celda antes de empezar la carga igualadora y cuidar que por ningún motivo el electrolito esté abajo de su nivel inferior dejando las placas descubiertas.

b) AJUSTE DE LA GRAVEDAD ESPECIFICA.- No agregar ácido sulfúrico para subir la densidad del electrolito a menos que el electrolito de la celda se halla derramado; o que después de la carga de igualación la densidad no suba a su valor de referencia.

Para el último caso, será necesario llevar la celda a su máxima carga cargándola separadamente del banco,

luego de esto se podrá sacar el electrolito y sustituirlo por el adecuado (podría ser de densidad 1.300 esto es ácido sulfúrico y agua destilada en una proporción de 30 y 70% respectivamente.

- c) TEMPERATURA.- Nunca permita que el electrolito de la celda suba de temperatura, excepto por corto tiempo.
- d) LIMPIEZA DE LA CELDA.- Mantener la cuba y tapa bien ventiladas, limpias, secas y libres de electrolito. En el cuarto de baterías se deberá tener una mezcla de agua y bicarbonato para lavar las tapas y la parte exterior de las celdas y neutralizar el ácido derramado. No se debe permitir que la solución penetre en las celdas. Después enjuáguese con agua y séquelas.

ANOMALIAS DE LAS CELDAS

- a) La celda no gasifica en carga de igualación.- Puede indicar un corto-

círculo interno entre placas de tal manera que se descarga internamente con la misma rapidez con que se está cargando.

- b) Caída rápida de densidad del electrolito o voltaje.- Puede indicar un cortocircuito interno, altas pérdidas internas o exceso de agua al llenarse.
- c) Alto consumo de agua.- Puede indicar, alto voltaje de flotación, exceso en el régimen de carga, alta temperatura de operación o fugas de electrolito.
- d) Bajo consumo de agua.- Puede indicar bajo voltaje de flotación, régimen de carga insuficiente.
- e) Placas con coloración blanca.- Puede indicar excesiva sulfatación por descargas prolongadas, o alta temperatura de operación.
- f) Falla al suministrar los amperios-

horas nominales.- Puede indicar banco de baterías descargado, pérdidas de material activo, excesiva sulfatación o falso contacto en conectores, interceldas o en terminales del banco, debido a corrosión de superficies de contacto.

- g) Diferencia grande en apariencia o color de placas, sedimentos respecto al resto de celdas .- Puede indicar celda descargada, envejecimiento, régimen excesivo de carga o impureza en el electrolito

PRUEBAS DE CAPACIDAD

Estas consisten en descargar las celdas para verificar realmente su capacidad en amperios-hora, para esto es necesario contar con grandes resistencias variables, para mantener una descarga de corriente constante.

- a) PRUEBA DE CARGA ALMACENADA.- Esta prueba se efectúa con el banco en las condiciones en que se encuentra el banco al momento de la prueba

(sin dar ninguna carga previa), se recomienda hacer esta prueba a un régimen de descarga igual al de la prueba de aceptación que se hace en fábrica.

Los resultados de esta prueba nos indican si el mantenimiento que se ha estado dando al banco es el indicado, de ahí su importancia. Se recomienda efectuar al término del segundo año de servicio del banco y posteriormente cada 5 años.

- b) PRUEBA DE CAPACIDAD.- Esta prueba es necesario efectuarla cuando los resultados de la prueba de carga almacenada reportan baja capacidad de las celdas.

Esta falta de capacidad puede ser por fallas de mantenimiento, para comprobar esto se limpian y se aprietan todas las terminales interceldas, se da una carga igualadora de tres días a una semana y después se efectúa la prueba de capacidad a

un régimen de descarga igual que para la prueba anterior.

Como se puede observar la prueba de carga almacenada es de gran importancia, ya que cuando se logran buenos resultados en esta prueba, estamos valorizando la buena operación del banco y se puede tener la seguridad de contar con la energía para emergencias en cualquier momento que se presente.

REEMPLAZO DE CELDAS

La vida de un banco de baterías depende del tipo de celdas, de acuerdo con el fabricante, cuando se siguen las prácticas de mantenimiento adecuadas, la vida promedio del banco según los tipos de celdas son :

Plomo-ácido rejilla de antimonio	16 años
Plomo-ácido rejilla de calcio	25 años
Níquel-cadmio	más de 25 años

Se recomienda reemplazar el banco de

baterías si su prueba de capacidad, indica que está por debajo del 80% de su capacidad nominal de acuerdo con sus especificaciones.

Las características físicas, como envejecimiento de las placas, condiciones en que éstas se encuentren, a menudo también son determinantes para reemplazar el banco completo.

En otras ocasiones cuando el banco no almacena la carga, como se detecta por su caída rápida de densidad y voltaje por celda, también es una buena indicación para pensar, reemplazar el banco de baterías.

d) CARGADORES DE BATERIAS

Como se mencionó anteriormente éstos se mantienen en paralelo con cada banco de baterías para suministrar las cargas de flotación e igualación. Con cierta frecuencia en estos equipos se debe chequear los valores de voltaje de flotación e igualación por ellos en

tregados para poder detectar cualquier mal funcionamiento de los mismos. Para el banco de 125 Vcc. existen 2 cargadores (funciona uno a la vez) los cuales se los debe hacer operar alternadamente para poder mantenerlos en condiciones aptas de operación. Por tratarse de equipos con gran cantidad de componentes pequeños (electrónicos), cuando fallan, normalmente es necesario ejecutar la reposición de los mismos.

e) PANELES DE DISTRIBUCION Y CONTROL

Referente a éstos, más adelante se enlistarán cada una de las actividades necesarias de mantenimiento y su frecuencia respectiva.

Incluyen dentro de esta categoría los paneles de control y protección, cuyos componentes principales lo conforman los relés de protección.

RELES DE PROTECCION

Se describirá las clases de relés más comúnmente utilizados en las subesta-

ciones tipo para protección de líneas de transmisión, autotransformadores y barras.

- LINEAS DE TRANSMISION DE 230 Y 138 KV

RELES DE DISTANCIA.- Son para dar protección primaria, secundaria y bloqueo de oscilaciones

Para protección primaria: Con señal de disparo transferido con una zona para fallas de fase-fase y fase-tierra, calibrado para proteger 150% de la línea con el objeto de asegurar la cobertura total de la línea en cualquier condición de falla.

Para protección secundaria: Para fallas de fase-fase y fase-tierra con 3 zonas. La primera zona calibrada al 80% sin retardo ajustable; la segunda zona calibrada al 120% con retardo de 0.4 seg.; y la tercera zona calibrada con alcance variable en función del comportamiento dinámico del sistema.

Para bloqueo en oscilaciones: Tanto para bloquear la operación primaria y la secundaria (en primera y segunda zona) durante oscilaciones. La tercera zona de la secundaria no se bloquea debido a que una oscilación puede asemejarse a una falla trifásica que necesita ser controlada.

RELES DE SOBRECORRIENTE.- Para protección de falla del interruptor.

En caso de falla en la apertura de un interruptor ordenada por alguna de las protecciones, este comanda el disparo de todos los interruptores conectados a la barra del elemento fallado, es calibrado en base a las condiciones de mínima corriente para fallas en las subestaciones adyacentes.

RELE DE RECIERRE.- Para efectuar un recierre trifásico comandado por la protección primaria para fallas de fase-fase y fase-tierra

- LINEAS DE 69 KV

RELES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIO-

NAL.- Para protección primaria de la línea.

RELES DE SOBRECORRIENTE.- Para protección de falla del interruptor.

- AUTOTRANSFORMADORES

RELES DIFERENCIALES DE PORCENTAJE.- Para protección primaria interna de los autotransformadores, calibrado a base de los niveles de corrientes de fallas, características de los transformadores de corriente e impedancia de los conductores entre relés y los transformadores de corriente.

RELES DE SOBRECORRIENTE.- Para protección de respaldo para fallas externas al autotransformador para fase-fase y fase-tierra.

RELES DE SOBREVOLTAJE.- Para detectar falla a tierra en el terciario del banco de autotransformadores, mediante voltajes de secuencia cero. Este relé sólo da alarma.

- BARRAS

RELE DIFERENCIAL DE VOLTAJE.- Para protección contra falla interna en las barras.

RELES DE DISTANCIA.- Unicamente como un relé direccional, para determinar la barra con falla.

Conocidos los tipos de relés que normalmente se utilizan, en estos podemos ejecutar lo siguiente :

- a) Limpieza, eliminación de polvo, óxido, humedad y revisión de contactos en busca de erosión o partículas.
- b) Inspección visual y ajuste de conexiones eléctricas y elementos mecánicos.
- c) Medir señales de alimentación alterna a los relés (de los transformadores de corriente y de potencial).
- d) Pruebas de disparo sobre el interruptor.
- e) Pruebas de verificación de las caracac

terísticas eléctricas de las protecciones en condiciones simuladas de falla, a fin de verificar ajustes y operación correcta de tarjetas de indicación.

PRUEBAS A LOS RELES

- RELES DE SOBRECORRIENTE TIPO INDUCCION (DISCO).

- 1) PRUEBA DEL CERO.- Generalmente esta prueba se realiza en relés nuevos, para verificar que el relé cierre sus contactos cuando el dial multiplicador de tiempo esté puesto en cero.
- 2) PRUEBAS DE ARRANQUE Y REPOSICION DE LA UNIDAD DE INDUCCION.- Estas pruebas son para determinar la corriente de arranque (corriente mínima de operación) y la corriente de reposición (corriente en que el relé comienza a reponerse) del relé para la toma particular en que éste ha sido ajustado.

La mayoría de los fabricantes es-

pecifican que la corriente de arranque debe ser igual al valor de la toma + 5% y la corriente de reposición debe ser igual al 90% del valor de la corriente de arranque.

- 3) PRUEBA DE CARACTERISTICA DE TIEMPO.- Aquí se determina el tiempo necesario que la unidad requiere para cerrar sus contactos cuando la corriente alcanza un valor pre determinado.
- 4) PRUEBA DE LA UNIDAD INSTANTANEA.- Esta prueba certifica que el accionamiento de la unidad instantánea se cumple para el valor de corriente ajustada.
- 5) PRUEBA DE TARJETA DE INDICACION Y ENCLAVAMIENTO ELECTRICO.- Se verífica el funcionamiento eléctrico y mecánico de la tarjeta de indicación y la operación de la unidad de enclavamiento eléctrico.

NOTA : Para los relés de sobrecorrienen

te direccional primeramente se debe probar la unidad direccional. Posteriormente se deben realizar las pruebas de los literales 1 al 5 con los contactos de la unidad direccional bloqueados (en posición cerrados).

- RELES DE DISTANCIA FASE-TIERRA

- 1) CHEQUEO DEL TIRISTOR DE SALIDA CON EL BOTÓN PULSADOR.- Chequeo del *tyristor* de salida. La operación normal es indicada por una lámpara indicadora que se enciende al pulsar el botón de prueba.
- 2) PRUEBA DE LA UNIDAD DE DISTANCIA.- Verificación de la corriente de disparo en las tomas de operación, simulando fallas de fase a tierra.
- 3) PRUEBA DEL ANGULO MAXIMO DE TORQUE.- Verificación del máximo ángulo de torque.
- 4) CHEQUEO DE DESENSIBILIZADOR DOS FASES A TIERRA.- Chequeo del cir

cuito que reduce el alcance para fallas de dos fases a tierra (evita el sobrealcance).

- 5) OPERACIONES DE TARJETA DE INDICACION.- Verificación del funcionamiento eléctrico y mecánico de la tarjeta de indicación.

- RELES DE DISTANCIA FASE-FASE

- 1) CARACTERISTICAS V-Z PARA ELEMENTO TRIFASICO.- Verificación de corrientes de disparo, en las tomas de operación, simulando fallas trifásicas.

- 2) CARACTERISTICAS V-Z PARA ELEMENTO FASE-FASE.- Verificación de corrientes de disparo, en las tomas de operación, simulando fallas entre fases A-B, B-C y C-A.

- 3) OPERACION DE TARJETAS DE INDICACION.- Verificación del funcionamiento eléctrico y mecánico de la tarjeta de indicación.

- RELES DE RECIERRE

La prueba en este relé consiste en provocar disparo en el interruptor, simulando una falla momentánea que haga operar la protección primaria con disparo transferido en la línea de transmisión, verificando que se produzca el recierre. Así mismo simular luego una falla temporal para lo cual deberá haber un sólo recierre y nuevamente quedar el interruptor a bierto.

- RELES DIFERENCIALES DE PORCENTAJE

1) PRUEBAS DE OPERACION Y REPOSICION.-

Esta prueba se realiza para verificar la operación con los mínimos valores aceptados por el fabricante o establecidos por las normas.

2) PRUEBA DE LA UNIDAD INSTANTANEA.-

Es para determinar la operación de la unidad instantánea.

3) PRUEBA DE LA CARACTERISTICA DIFERENCIAL.-

Esta determina la carac

terística de la relación diferencial a una toma dada, esto es, inyectando una corriente de restricción establecida (de acuerdo a la curva característica del relé) a esta debe corresponderle una corriente de operación, al momento de la operación del relé.

4) PRUEBA DE LA CARACTERISTICA DE RESTRICCIÓN DE ARMÓNICAS.- Esta determina la operación correcta del circuito de restricción de armónicas en un relé diferencial de porcentaje. Se inyecta en la bobina de operación una corriente alterna y una continua (esta última simula las armónicas), en el momento de operación del relé a la componente alterna debe corresponder una componente continua cuyos valores deben obedecer a los dados por el fabricante o normas.

5) PRUEBA DE LA TARJETA DE INDICACION Y ENCLAVAMIENTO ELECTRICO.- Con esta se verifica el funcionamiento

to eléctrico y mecánico de la tarjeta de indicación y la operación de la unidad de enclavamiento eléctrico.

- RELES DIFERENCIALES DE VOLTAJE

- 1) PRUEBA DE OPERACION MINIMA Y REPOSICION.- Se determina el voltaje mínimo de operación del relé y el voltaje de reposición del mismo para cada fase en el ajuste de operación.
- 2) TIEMPO DE OPERACION.- Se determina para cada fase (y en el ajuste de operación normal) el tiempo de operación tomado por el relé, y se comprueba este valor con el dado por el fabricante o normas.
- 3) OPERACION DE TARJETA DE INDICACION.- Verificación del funcionamiento eléctrico y mecánico de la tarjeta de indicación.

2.2.3 PERIODICIDAD O FRECUENCIA

En este punto se trata de la periodicidad o

frecuencia con que cada actividad de mantenimiento mayor o programable debe aplicarse a los equipos.

La decisión de la frecuencia a aplicar a cada actividad mayor o programable tiene gran influencia en los costos y economías de un programa de mantenimiento preventivo. La ejecución excesiva es un gasto innecesario y puede involucrar más tiempo muerto de producción, que una parada por emergencia.

En su mayoría las frecuencias de estas actividades para ciertos equipos se las mide de acuerdo al régimen de operación al que están sometidos, por otro lado existen unidades cuyo desgaste obedece a un número de operaciones especiales, se analizará ambos casos :

a) REGIMEN OPERATIVO

La periodicidad en este caso se apoya en el tiempo en que un equipo o instalación empieza a prestar sus servicios hasta que ha acumulado cierta cantidad de horas (este tiempo comprende aquel en el que, el equipo ha estado operando o siendo utilizado),

entonces es chequeado totalmente y aplicado el mantenimiento que requiera, quedando nuevamente el equipo listo para un nuevo ciclo de operación.

b) OPERACIONES ESPECIALES

Ciertos componentes se desgastan principalmente debido a operaciones especiales por ejemplo motor de arranque, cuyo deterioro lo determina el número de arranques que realiza durante un período determinado.

En el artículo 2.2.6 se puede observar la frecuencia con que se realizan las actividades en los diferentes equipos que conforman las subestaciones y líneas de transmisión.

2.2.4 INSPECCION

Este punto trata acerca de la periodicidad con que deben aplicarse cada una de las inspecciones (concepto ya definido anteriormente), para lo cual se deben seguir las siguientes recomendaciones :

- a) Inspeccionar todo lo que sea susceptible a falla mecánica progresiva como desgaste,

corrosión, vibración, etc.

- b) Inspeccionar equipos expuestos a acumulación de materias extrañas tales como filtros de aceite.*
- c) Inspeccionar sistemas propensos a fugas.*
- d) Inspeccionar equipos susceptibles a perder el ajuste o calibración.*

2.2.5 SERVICIO

Este punto trata acerca de la periodicidad con que deben aplicarse cada uno de los servicios. Normalmente los requerimientos de servicio surgen de las propias inspecciones a las instalaciones y equipos.

2.2.6 REPOSICION

Es necesario que una vez que a los componentes o equipos para los cuales se les cumplió la vida útil que le fue asignada, sean cambiados.

Como recomendación debe asignarse vida útil a:

- a) Aquellas unidades o componentes de un equipo mayor de gran complejidad como: motores,*

generadores, reguladores, etc.

- b) Aquellas unidades cuya falla pone en peligro la seguridad del personal, equipo costoso que es difícil de conseguir, etc.
- c) Aquellos componentes o unidades cuya falla provoca fallas mayores.
- d) A unidades de bajo precio y función importante.

Se ha analizado aspectos técnicos operativos, de mantenimiento y construcción de las instalaciones tipo, así como criterios para determinar actividades de mantenimiento y su frecuencia respectiva. Ahora en base a lo analizado y adicionalmente a experiencias obtenidas determinemos todas y cada una de las actividades con su respectiva frecuencia y recursos humanos en horas y minutos-hombre requeridos para la ejecución de las mismas que deben aplicarse a estas instalaciones tipo (subestaciones y líneas).

La nomenclatura utilizada en las tablas tiene los siguientes significados :

ING : ingeniero

TGO : tecnólogo

EM : electromecánico

OPERADOR : Operador de turno

FREC : frecuencia de ejecución de cada actividad.

D : diario

S : semanal

M : mensual

BM : bimensual

TM : trimestral

SM : semestral

A : anual

CR : cuando se requiera

Los tiempos-hombres necesarios para cada actividad están dados en minutos y en horas.

No se considera tiempo utilizado por el Ingeniero en la planificación, revisión y análisis de resultados del mantenimiento.

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES
EQUIPO: AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO				PREC.	OBSERVACIONES
		ING.	TGD.	MIN - HORAS			
				E. M.	OPERADOR		
1.1	Verificar niveles de aceite en en condensador, aisladores y tanque (si lo hay)				10 0.14	D	Cada hora
1.2	Verificar la porcelana y terminales				5 0.08	D	
1.3	Verificar las lecturas de los medidores de temperatura				25 0.47	D	
1.3a	Chequeo, calibración y ajuste de termómetros y microtermómetros	960 16		960 16		A	
1.4	Verificar existencia de fugas de aceite				10 0.14	M	
1.5	Verificar la operación de ventilación y pruebas de funcionamiento				5 0.08	S	
1.6	Verificar la operación de calefactores				5 0.08	M	
1.7	Copex fallas de pintura			4800 80		A	
1.8	Verificar coloración de silicongel				5 0.08	M	
1.8a	Renovación o cambio de silicongel			60 1		CR	
1.9	Verificar ruidos anormales				5 0.08	D	
1.10	Chequeo de conexiones a tierra			10 0.14		SH	
1.11	Limpieza la porcelana de los aisladores			60 1		A	
1.12	Verificar el ajuste de los terminales de los aisladores y conexonado			30 2		A	

OBSERVACIONES:

Tabla 1 Mantenimiento autotransformadores de potencia

EQUIPO: AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO MIN - HORAS				PREC.	OBSERVACIONES
		ING.	ISO.	E. M.	OPERADOR		
1.13	Verificación el ajuste mecánico total del transformador			120 ?		A	
1.14	Realizan una prueba dieléctrica del aceite aislante		120 2	30 0.5		SM	
1.15	Pruebas de factores de potencia del aceite	30 0.5		150 2.5		A	
1.16	Pruebas de factores de potencia de devanados	150 2.5		150 2.5		A	
1.17	Medición de resistencia de aislamiento de bobinas de absorción dieléctrica		150 2.5	150 2.5		A	
1.18	Medición de resistencia de aislamiento de los motores del sistema de refrigeración		500 8.33			A	
1.19	Pruebas de protección por eliminación de temperatura	60 1		60 1		A	
1.20	Pruebas de funcionamiento de la válvula de explosión		15 0.25		75 0.25	A	
1.21	Pruebas químicas (ácidez, tensión interfacial, contenido humedad) del aceite		60 1			CR	Pruebas de laboratorio
	MANTENIMIENTO A MOTOR						
1.22	Revisión operación de calefactores				10 0.16	M	
1.23	Verificación ausencia de humedad en el gabinete				10 0.16	M	
1.24	Verificación el estado de dispositivos				10 0.16	M	

OBSERVACIONES:

Tabla 11 Mantenimiento autotransformadores de potencia

EQUIPO: AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO				PREC.	OBSERVACIONES
		IND.	TGO.	E. M.	OPERACION		
1.25	Chequea el nivel de aceite en el reduccion principal.				5 0.08	H	
1.26	Medición de resistencia de aislamiento del motor REGULADOR AUTOMATICO DE VOLTAJE	50	0.5			A	
1.27	Verifican el estado del regulador, dispositivos, ausencia de humedad en el gabinete.				75 0.25	H	
1.28	Verificación de voltajes de prueba	50	0.5		50 0.5	SH	
	CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA						
1.29	Controla la estanqueidad de la tapa del combinator		15	0.25		A	
1.30	Toma lecturas del manómetro del filtro de aceite y verifica que sea el valor normal		60	1		A	
1.31	Medir resistencia de aislamiento del motor (500 V) del filtro	30	0.5	0.5		PA	
1.32	Observa fugas de aceite				5 0.08	M	
1.33	Inspección visual del mecanismo, posición del tap y pruebas de operación	10	0.16			SM	
1.34	Registra la lectura del contador				5 0.08	D	Cada hora

observaciones:

Tabla III Mantenimiento autotransformadores de potencia

EQUIPO: AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO				OBSERVACIONES
		ING.	TGO	E. M.	OPERADOR	
1.35	Realizan una prueba dieléctrica del aceite		30 0.5			A
1.36	Realizan una prueba de pérdidas dieléctricas del aceite		30 0.5			A
1.37	Verifican los subcuentas de los engranajes		5 0.08			M
1.38	Operan el cambiador a pleno rango de tomas, observan el mecanismo, el indicador de tomas y fuerza de carrera	120 2		120 2		A
1.39	Verifican el ajuste del conector		15 0.25			A
	RELE BUCHHOLZ					
1.40	Verifican que el nivel este lleno de aceite	5 0.08				SM
1.41	Realizan pruebas de operación (sumido el dispositivo de pruebas)	15 0.25		15 0.25		A
1.42	Verifican humedad del aceite		15 0.25			A
	RELE DE PRESTION					
1.43	Verifican el estado del aceite, pruebas de operación y ausencia de humedad	15 0.25		15 0.25		A
1.44	Verifican humedad del aceite		15 0.25			A

OBSERVACIONES:

Tabla IV Mantenimiento autotransformadores de potencia

EQUIPO: INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCIÓN	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO			FREC.	OBSERVACIONES
		ING.	MO.	OPERADOR		
2.1	Verificar niveles de aceite en el tanque y aisladores			5 0.08	D	
2.2	Inspección visual del gabinete de control y aisladores			5 0.08	M	
2.3	Verificar la correcta operación de calentadores			5 0.08	M	
2.4	Ejecutar pruebas de operación cierre y apertura (local-remoto)			15 0.25	A	
2.5	Ejecutar una prueba dieléctrica del aceite aislante			150 2.5 30 0.5	A	
2.6	Ejecutar una prueba de factor de potencia del aceite aislante			150 2.5 30 0.5	A	
2.7	Verificar la lectura del contador de operaciones y registros			5 0.08	D	
2.8	Chequeo de aisladores y limpieza			60 1	A	
2.9	Realizar una prueba de cambio si la apariencia del aceite es dudosa, pruebas químicas (ácidez, tensión interfacial y humedad)			120 2	CR	Pruebas de Ex- bomatoxido
2.10	Revisar la operación del motor del compresor y prueba de resistencia de aislamiento con 500 voltios			60 1	A	
2.11	Operar localmente para verificar el comando del interruptor			15 0.25	A	
2.12	Verificar el ajuste mecánico de los componentes del gabinete de control			30 0.5	A	

observaciones:

Tabla V Mantenimiento interruptores automáticos

EQUIPO: INTERRUPTORES AUTOMATICOS

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO - HORAS				FREC.	OBSERVACIONES
		ING.	MIN - HORAS		OPERADOR		
			ISO	E			
2.13	Revisar dispositivos auxiliares, contactos y microinterruptores de aine (calibración si es necesario)	120 2	120 2			A	
2.14	Pruebas de tiempo de cierre y apertura	150 2.5	300 5			2A	
2.15	Medición de resistencia de contactos		30 0.5			A	
2.16	Realizar pruebas por protección (eléctrica y aine) simulando operación de aine)	120 2	120 2			A	
2.17	Pruebas de factor de potencia de los aisladores (túrcas)	60 1	60 1			A	
2.18	Coger jaulas de pintura		960 16			A	
2.19	Revisión de contactos y cámara de extinción del arco	300 32	580 96			5A, 6 CR	
2.20	EN SF6 Observar la presión del aine y posibles fugas y chequear la operación del compresor						10 0.16 S
2.21	Revisar el agua en el reservorio de aine						5 0.08 S
2.22	Chequear la operación del compresor, observar ruidos anormales y la condición de las correas						10 0.16 M

OBSERVACIONES:

Tabla VI. Mantenimiento interruptores automáticos

MANEJO DE SUBESTACIONES

EQUIPO: INTERRUPTORES AUTOMATICOS

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO				OBSERVACIONES
		ING.	100	E. M.	OPERADOR	
2.23	Checkear niveles de aceite del compresor y cambiarlo si fuera necesario (de acuerdo a la calificación y número de operaciones del compresor o a las 200 horas de operación)			5 0.08	S	
2.24	Inspección visual y verificación de operación de categorías del gabinete de control			10 0.16	H	
2.25	Checkear el contador de operaciones del interruptor g/o del compresor (registrar valores)			5 0.08	D	
2.26	Inspección y engrase del mecanismo de trabajo	15	0.24		A	
2.27	Revisar contactos, dispositivos auxiliares, contactos auxiliares	20	0.33		A	
2.28	Ajuste total del conmutador (contact, fuerza, señales de transformadores de corriente)			30 0.5	A	
2.29	Pruebas de resistencia de aislamiento de los aisladores	90	1.5	180	A	
2.30	Medición de resistencia de contactos	30	0.5	60	A	
2.31	Checkear aisladores (desposicionadas, grietas, resquinas) y Limpianzas			60	A	
2.32	Realizar pruebas de operación cierre-apertura (local-remoto)	15	0.25		A	

OBSERVACIONES:

Tabla VII Mantenimiento interruptores automáticos

EQUIPO: INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCIÓN	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO - HORAS				PREC.	OBSERVACIONES
		ING.	TGO.	E. M.	OPERADOR		
2.33	Realizar pruebas por protección (eléctricas, aire y gas) (eléctricas simultánea operación de veles)	120 2		120 2		A	
2.34	Pruebas de factores de potencia	60 1		60 1		A	
2.35	Pruebas de tiempo de cierre y apertura	150 2.5		300 5		2A	
2.36	Chequear tableros y reservorios de gas y aire contra la corrosión	120 2		30 0.5		A	
2.37	Verificación agudeza de gas (SF6)					M	
2.38	Comprobar ajuste de microinterruptores de aire y gas (recalibrar si fuera necesario)	150 2.5		150 2.5		A	
2.39	Verificar el consumo de aire en aperturas (1.5 kg/cm ²)	5 0.08				A	
2.40	Revisión de contactos y de la unidad de ruptura	REO 32		5760 96		5A 0 CR	
2.41	Medición de resistencia de aislamiento del motor del compresor con 500 voltios	60 1				A	
2.42	Registro del tiempo de funcionamiento continuo del compresor (límite inferior al límite superior) desde que compresor recibe orden de arranque	30 0.5				A	
2.43	Pruebas de operación de la válvula de seguridad	15 0.25				A	
2.44	Verificar fuga de aceite del oleomovido			5 0.08		M	

OBSERVACIONES:

Tabla VIII Mantenimiento interruptores automáticos

MAINTENIMIENTO _____ DE SUBESTACIONES _____ EQUIPO: SECCIONADORES 69 KV - 230 KV		ACTIVIDAD		REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO			OBSERVACIONES
Nº	DESCRIPCION	ING.	M.H. - HORAS		OPERADOR	FREC.	
			TGO.	E			M
3.1	Inspección visual de la posición de las cuchillas y estado de aisladores.				5	0.08	M
3.2	Verificar el mecanismo del motor				5	0.08	M
3.3	Verificar la operación de los cargadores				5	0.08	M
3.4	Realizar una operación eléctrica y un motor		10	0.16	10	0.16	A
3.5	Operar manualmente y chequear el alineamiento de contactos, puntas, espas, posición de operación, presión de contactos, cable trenzado		240	4	480	8	A
3.6	Chequear los contactos para detectar desgaste de la capa de plata, chisporroteo		10	0.16	20	0.32	A
3.7	Limpia los contactos y lubricarlos		60	1	120	2	A
3.8	Verificar el ajuste de tornillos, pernos burocas, pasadores, etc.		60	1	60	1	A
3.9	Chequear los cascos de arco o anillos equipotenciales y limpiar neblinas, desgaste				60	1	A
3.10	Inspeccionar y lubricar partes móviles				30	0.5	A
3.11	Verificar la puesta a tierra y observar algún daño				15	0.25	A
OBSERVACIONES:							

Tabla IX Mantenimiento Seccionadores

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES		EQUIPO: SECCIONADORES 69 KV - 230 KV		REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO		FREC.	OBSERVACIONES
ACTIVIDAD		ING.	MIN. - HORAS	E. M.	OPERADOR		
Nº	DESCRIPCION						
3.12	Limpieza de aisladores y coger gallas de pintura de seccionador			120 2		A	
3.13	Revisión, Limpieza y lubricación del sistema de puesta a tierra			60 1		A	
3.14	Medición de la resistencia de contactos			30 0.5		A	
	MECANISMO DEL MOTOR						
3.15	Revisión y Limpieza de contactos auxiliares, circuitos del motor y fusibles			120 2		A	
3.16	Chequear el conexionado y su ajuste			15 0.25		A	
3.17	Inspeccionar y lubricar partes móviles			20 0.33		A	
3.18	Inspeccionar el motor			10 0.16		A	
3.19	Chequear la operación correcta de seguros e antebloqueos	10	0.16			A	
3.20	Medición de resistencia de aislamiento del motor con 500 voltios			30 0.5		A	
OBSERVACIONES:							

Tabla X Mantenimiento seccionadores

MANEJAMIENTO DE SUBESTACIONES

EQUIPO: TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO			FREC.	OBSERVACIONES
		INS.	ISO.	E. M. OPERADOR		
4.1	Realizar una inspección visual de los aislamientos, tanque, niveles de aceite, estancamiento y puesta a tierra			5 0.20	M	
4.2	Comprobar la potencia y observar despostrados, vajaduras, sedimentos y limpieza	30 0.5	15 0.25	20 0.35	A	
4.3	Comprobar tuberías, accesorios, conexiones y fusibles			10 0.16	A	
4.4	Pruebas de factor de potencia			20 0.33	A	
4.5	Pruebas de resistencia de aislamiento (de alta y baja tensión)			30 0.5	A	
4.6	Comprobar fallas de potencia			20 0.33	A	

OBSERVACIONES:

Tabla XI Mantenimiento transformadores de potencial

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

EQUIPO: DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO MIN. - HORAS			FREC.	OBSERVACIONES
		ING.	E M	OPERADOR		
5.1	Realizar una inspección visual de los aisladores, tanque, muelles de aceite, estructuras y puesta a tierra					
5.2	Chequear la potencia y observar despostrados, arbolitos, sedimentos y limpieza		10 0.16	5 0.08	M	
5.3	Chequear lubricación, accesorios, conexionado y fusibles		20 0.33		A	
5.4	Pruebas de factores de potencia	30 0.5	30 0.5		A	
5.5	Pruebas de resistencia de aislamiento (de alta y baja tensión)		15 0.25	15 0.25	A	
5.6	Coger fallas de potencia		20 0.33		A	

OBSERVACIONES:

Tabla XII Mantenimiento divisores capacitivos de potencial

MAINTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

EQUIPO: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

ACTIVIDAD		REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO				FREC.	OBSERVACIONES
Nº	DESCRIPCION	ING.	ISO.	E. M.	OPERADOR		
6.1	Realiza una inspección de los aislamientos, escape, niveles de aceite, estructura, puesta a tierra				5 0.08	M	
6.2	Chequea la porcelana y objequis despostillados, resacas, sedimentación y limpieza					A	
6.3	Chequea tuberías, accesorios, conexionado y fusibles			10 0.16		A	
6.4	Pruebas de factor de potencia	30 0.5		20 0.33		A	
6.5	Pruebas de resistencia de aislamiento (de alta y baja tensión)		15 0.25	15 0.25		A	
6.6	Carga fallas de puesta			20 0.33		A	

Observaciones:

Tabla XIII Mantenimiento transformadores de corriente

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES		EQUIPO: PARARRAYOS		OBSERVACIONES		
Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO			PREC.	OBSERVACIONES
		INS.	NOO.	MIN. - HORAS		
				OPERADOR		
7.1	Inspección visual (estado, conexionado, porcelana, contador de descargas)			5	0.05	D
7.2	Checkear las conexiones de líneas y puesta a tierra			10	0.16	N
7.3	Checkear estado de porcelana y limpieza		10	0.16		A
7.4	Verificar el ajuste de anillos equipotenciales, conexiones aéreas y puesta a tierra		10	0.16		A
7.5	Medición de la resistencia de aislamiento	15	0.25	15	0.25	A
7.6	Pruebas de factor de potencia	15	0.25	15	0.25	A

OBSERVACIONES:

Tabla XIV Mantenimiento Pararrayos

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES		EQUIPO: BANCO DE CAPACITORES		REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO		FREC.	OBSERVACIONES
Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	MIB. - HORAS		OPERADOR			
		INB.	NO.	E.	M.		
8.1	Inspección visual de los tanques y fusibles			5	0.08	D	
8.2	Inspección visual de los transformadores de corriente, y seccionadores			5	30.04	M	
8.3	Recalibración y chequeo de sell de sobrecorriente detector de corriente en el neutro del banco	45	0.75			A	
8.4	Limpieza de poleas, tanques, fusibles, chequeo del ajuste de terminales y conexiones			360	6	A	
8.5	Verificación de los valores de capacitancia de cada capacitor	20	0.35	20	0.35	A	Tiempo por unidad
8.6	Medición de la rigidez dieléctrica de cada capacitor	30	0.5	30	0.5	CR	Tiempo por unidad
8.7	Realizar pruebas de vaciamiento o fugas			60	1	CR	Tiempo por unidad
Observaciones: Las actividades 8.5, 8.6 y 8.7 se refieren a cada unidad capacitiva							

Tabla XV Mantenimiento banco de capacitores

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES		EQUIPO: REACTORES DE DERIVACION				
Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO			FREC.	OBSERVACIONES
		ING.	MO.	OPERAOR		
9.14	Realizar pruebas de factores de potencia del aceite	30 0.5		30 0.5	A	
9.15	Pruebas de factores de potencia de bobinadas	30 0.5		30 0.5	A	
9.16	Medición de resistencia de aislamiento de bobinadas y pruebas de absorción dielectrica		90 1.5	90 1.5	A	
9.17	Pruebas de protección por elevación de temperatura		15 0.25	15 0.25	A	
9.18	Revisión del diagrama de alivio de presión			5 0.04	A	
9.19	Pruebas químicas del aceite (acidez, tensión interfacial, contenido de humedad)		60 1		CR	Pruebas de laboratorio.
9.20	Verificación que el sellado bucheos está lleno de aceite		5 0.04		SM	
9.21	Realizar pruebas de operación del sellado bucheos		15 0.25	15 0.25	A	
9.22	Verificar hermeticidad o estanqueidad del sellado bucheos			15 0.25	A	

OBSERVACIONES:

Tabla XVII Mantenimiento reactores de derivación

MANTENIMIENTO		DE SUBESTACIONES				
EQUIPO:		REACTORES DE DERIVACION				
Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO - HORAS			PREC.	OBSERVACIONES
		ING.	TEC.	E M OPERADOR		
9.14	Realizar pruebas de factor de potencia del aceite	30 0.5		30 0.5	A	
9.15	Pruebas de factor de potencia de bobinados	30 0.5		30 0.5	A	
9.16	Medición de resistencia de aislamiento de bobinados y pruebas de absorción dieléctrica.		90 1.5	90 1.5	A	
9.17	Pruebas de protección por elevación de temperatura		15 0.25	15 0.25	A	
9.18	Revisión del diagrama de alivio de presión		5 0.08	5 0.08	A	
9.19	Pruebas químicas del aceite (acidez, tensión interfacial, contenido de humedad)		60 1		CR	Pruebas de laboratorio.
9.20	Verificar que el nivel bucheo está lleno de aceite		5 0.08		SH	
9.21	Realizar pruebas de operación del nivel bucheo		15 0.25	15 0.25	A	
9.22	Verificar hermeticidad o estanqueidad del nivel bucheo		15 0.25	15 0.25	A	

OBSERVACIONES:

Tabla XVII Mantenimiento reactores de derivación

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES		EQUIPO: BARRAS Y ESTRUCTURAS DE LA SUBESTACION				
Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO - HORAS			PREC.	OBSERVACIONES
		ING.	TEC.	OPERADOR		
10.1	Chequeo de aisladores, barras, conexiones aéreo, cable de guarda, estructuras			1570 22	A	Ejecutado por personal de línea
10.2	Medir resistencia de aislamiento de barras		60 1 60 1		A	
10.3	Chequeo de las conexiones de puesta a tierra de estructuras, conexiones, puertas		960 16		A	
10.4	Verificar por muestra la conexión de puesta a tierra a la malla de tierra		960 16		A	
10.5	Realizar pruebas de medición de resistencia de tierra de la malla de tierra		240 4 240 4		A	
10.6	Realizar pruebas de tensión					
10.7	Verificación de estructuras		30 0.5		TM	
10.8	Verificación de puntos de conexión en estructuras		960 16		A	

observaciones: A excepción de actividad 10.5 el tiempo asignado para las demás actividades es aquel requerido para una sola barra y estructuras, cables de guarda, etc. dentro del área de dicha barra.

Tabla XVIII Mantenimiento barras y estructuras de la subestación

MANTENIMIENTO LINEAS DE TRANSMISION (INSPECCION VISUAL-PEDESTRE)	
ACTIVIDAD	
NO	DESCRIPCION
	VAÑOS-FAJA BAJO LA LINEA
10.9	Verificación ausencia de erosión en proximidades de las estructuras
10.10	Verificación ausencia progresiva de erosión en proximidades de las estructuras
10.11	Verificación ausencia de desplazamiento de terreno en proximidades de las estructuras
10.12	Verificación ausencia de vegetación alta
10.13	Verificación ausencia de vegetación con crecimiento rápido
10.14	Verificación ausencia de árboles peligrosos y/o crecimiento rápido
10.15	Verificación el buen estado de los caminos de acceso
10.16	Verificación la buena señalización de los caminos de acceso
10.17	Verificación ausencia de construcciones de terreno dentro de la faja
10.18	Verificación ausencia de vegetación que obstruya o que sea indicio de fallas fase-tierra
10.19	Verificación la puesta a tierra de las cercas existentes en cercanías a la faja
10.20	Registros cruzamientos de otras líneas de transmisión o subtransmisión
	ESTRUCTURAS
10.21	Observar posibles inclinaciones de las estructuras
10.22	Verificación que las estructuras no estén fuera de nivel
OBSERVACIONES: Para frecuencia de ejecución de la inspección visual-pedestre esta debe ser determinada de acuerdo al tipo de zona por donde pasa una línea de transmisión particular. Por lo tanto el tiempo requerido para ejecutar dicha inspección también dependerá del mismo aspecto y de la longitud de la línea.	

Tabla XIX Mantenimiento Líneas de Transmisión (inspección visual-pedestre)

MANTENIMIENTO LINEAS DE TRANSMISION (INSPECCION VISUAL PEDESTRE)	
ACTIVIDAD	
Nº	DESCRIPCION
10.23	Verificar que las cadenas no presenten fisuras ni con incisos de oxidación
10.24	Verificar detalladamente, estado del galvanizado del cuerpo de la estructura
10.25	Verificar la no oxidación de piezas estructurales importantes
10.26	Verificar la buena señalización y numeración de las estructuras
10.27	Observar la presencia de todas las piezas de complementación y verificar su perfecto ajuste
10.28	Verificar la no oxidación del hilo de tereva (o sus sucesivos)
10.29	Constatar la existencia del cable contrapeso y de ser posible su no oxidación
10.30	Verificar la existencia de las placas de peligro en cada una de las estructuras Cadenas de AISLADORES
10.31	Verificar ausencia de contaminación industrial o ambiental en las cadenas
10.32	Verificar que las cadenas de aisladores no estén fuera del nivel adecuado
10.33	Verificar que el herraje de las cadenas de aisladores (perno bola) no presenten incisos de oxidación
10.34	Verificar ausencia de aisladores quebrados
10.35	Observar que las grampas de suspensión no presenten fisuras, agrietamientos o posible oxidación

OBSERVACIONES: Para frecuencia de ejecución de la Inspección Visual Pedestre
Ésta debe ser determinada de acuerdo al tipo de zona por donde pasa una Línea de transmisión particular. Por lo tanto el tiempo requerido para ejecutar dicha inspección también dependerá del mismo aspecto y de la longitud de la Línea.

Tabla XX Mantenimiento líneas de transmisión (inspección visual-pedestre)

MANTENIMIENTO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (INSPECCIÓN VISUAL-PEDESTRE)	
ACTIVIDAD	
NP	DESCRIPCIÓN
	CABLES CONDUCTORES
10.36	Verificar la ausencia de hilos partidos en los cables conductores
10.37	Verificar la ausencia de vibraciones excesivas en los cables conductores
10.38	Verificar la no presencia de conductores desahuecados o blandos
10.39	Verificar que los amortiguadores de los cables conductores no presenten oxidaciones
10.40	Verificar la no existencia de cables muy bajos
OBSERVACIONES: Para frecuencia de ejecución de la inspección visual-pedestre. Esta debe ser determinada de acuerdo al tipo de zona por donde pasa una línea de transmisión particular. Por lo tanto el tiempo requerido para ejecutar dicha inspección también dependerá del mismo aspecto y de la longitud de la línea.	

Tabla XXI Mantenimiento líneas de transmisión (inspección visual-pedestre)

MANTENIMIENTO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN FACTIVIDADES A EJECUTAR CUANDO SE REQUIERAN COMO RESULTADO DE LA INSPECCIÓN VISUAL PEDESTRE Y PRUEBAS A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	
ACTIVIDAD	
Nº	DESCRIPCIÓN
	<p>PAVOS - FAJA BAJO LA LÍNEA</p> <p>10.41 Proceder donde sea necesario el roce de la vegetación existente en la faja</p> <p>10.42 Proceder a la Limpieza de cuevas de colonación y drenajes</p> <p>10.43 Proceder a la construcción o reconstrucción de cercas de colonación y drenaje</p> <p>10.44 Proceder a la reparación o construcción de obras de protección</p> <p>10.45 Proceder a la reparación de caminos de acceso, puentes, etc.</p> <p>10.46 Ejecutar ensayos de medición de la resistividad de terreno.</p> <p>ESTRUCTURAS</p> <p>10.47 Proceder a la reposición o cambio de piezas componentes de la estructura</p> <p>10.48 Proceder a la reposición del galvanizado en estructuras afectadas</p> <p>10.49 Proceder a la Limpieza de las bases de las estructuras</p> <p>10.50 Realizar ensayos de mediciones de la resistencia de pie de torre</p> <p>10.51 Proceder con el pintado de estructuras a fin de conseguir una adecuada identificación (todas 5 estructuras)</p> <p>10.52 Proceder al empleo de pintura anticorrosiva y anticorrosivamente en estructuras con problemas de oxidación</p> <p>10.53 Verificar de ser posible los puntos de conexión del cable contrapeso</p> <p>10.54 Proceder a la Limpieza de planas de numeración, identificación y de pelaje</p>
<p>OBSERVACIONES: Las horas-hombre necesarias para estas actividades dependen de la clase y cantidad de trabajo que se requiera hacer como resultado de la inspección visual pedestre y de la zona donde se necesite ejecutar.</p>	

Tabla XXII Mantenimiento correctivo líneas de transmisión

MANTEIMIENTO LINEAS DE TRANSMISION (ACTIVIDADES A EJECUTARSE CUANDO SE RECIBIERAN COMO RESULTADO DE LA INSPECCION VISUAL-PEDESTRE Y PRUEBAS A LINEAS DE TRANSMISION)	
A C T I V I D A D	
Nº	DESCRIPCION
10.55	Proceder donde sea necesario al cambio de placas de numeración, identificación y peligro
10.56	Proceder donde sea necesario a la instalación de planas de numeración, identificación y peligro
CADENAS DE AISLADORES	
10.57	Medición de la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores
10.58	Proceder a la limpieza de las cadenas de aisladores en especial las de suspensión
10.59	Proceder al cambio de aisladores en aquellas cadenas en que presenten grietas o valores bajos de rigidez dieléctrica
CABLES CONDUCTORES	
10.60	Verificar distancias mínimas, en los cables que se sospechen bajos (peligro especial)
10.61	Realizar ajuste de grapas y herrajes en puntos de conducción (uniones) en estructuras de atención para evitar puntos calientes (o sólo ejecute ensayos con termovisión con el fin de detectar puntos calientes)
10.62	Proceder donde sea necesario al cambio de varillas de alma en los cables conductores
10.63	Proceder al reajuste adecuado de los amortiguadores de los cables conductores
10.64	Proceder donde sea necesario al cambio de los amortiguadores
OBSERVACIONES: Las horas-hombres necesarias para estas actividades dependen de la clase y cantidad de trabajo que se requiera hacer como resultado de la inspección visual-pedestre y de la zona donde se necesite efectuar.	

Tabla XXIII Mantenimiento correctivo líneas de transmisión

MANTENIMIENTO LINEAS DE TRANSMISION (ACTIVIDADES A EJECUTARSE CUANDO SE REQUIERAN COMO RESULTADO DE LA INSPECCION VISUAL-PEDESTRE Y PRUEBAS A LINEAS DE TRANSMISION)	
A C T I V I D A D	
Nº	DESCRIPCION
10.65	Proceder al repaso de elementos extraños de los cables conductores
10.66	Proceder a la medición del ajuste de conectores y de ser necesario reajustar
10.67	Proceder a la medición o verificación de las flechas de los cables conductores
10.68	Proceder donde sea necesario a la corrección del flechado de los cables conductores
10.69	Proceder a la conexión de los accionamientos de los conductores donde sea necesario
10.70	Realizar medición de resistencia de aislamiento de los conductores (5,000 volts, megohm motorizado)
OBSERVACIONES: Las horas-hombre necesarias para estas actividades dependen de la clase y cantidad de trabajo que se requiera hacer como resultado de la inspección visual-pedestre y de la zona donde se necesite ejecutar.	

Tabla XXIV Mantenimiento conectivo líneas de transmisión

MANTENIMIENTO		SUBESTACIONES				
EQUIPO: DE SERVICIOS AUXILIARES (TRANSFORMADORES DE S.S.A.A.)						
Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO				OBSERVACIONES
		ING.	TGO.	E. M.	OPERADOR	
		HRS - HORAS		FREC.		
12.1	Inspección visual del estado de aisladores y accesorios				10 0.74	M
12.2	Registrea temperaturas del transformador				5 0.03	D
12.3	Pruebas dieléctricas del aceite		40 0.64			A
12.4	Inspección del transformador, Limpieza y ajuste del conmutador		60 1	120 2		A
12.5	Medición de resistencia de aislamiento		30 0.5	30 0.5		A
12.6	Coque galletas de pintura			960 16		A
12.7	Pruebas del factor de pérdidas dieléctricas		30 0.5			CC
12.8	Verificación de ruidos anormales				5 0.02	D

OBSERVACIONES:

Tabla XXV Mantenimiento equipos de servicios auxiliares

MANEJO DE SUBESTACIONES		EQUIPO: GENERADOR DE EMERGENCIA				
ACTIVIDAD		REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO			FREC.	OBSERVACIONES
Nº	DESCRIPCION	ING.	TEC.	OPERADOR		
13.1	Chequeo de niveles de combustible y aceite lubricante			10 0.16	M	
13.2	Verificación funcionamiento del precalentador y del motor			5 0.08	M	
13.3	En baterías verificar el buen contacto de los bornes, montones limpias las superficies de contacto		30 0.5		M	
13.4	Verificar voltaje y densidad de batería		15 0.25		M	
13.5	Verificar que la entrada y la salida de los ventiladores estén libres de obstrucción			10 0.16	M	
13.6	Chequear fugas de aceite combustible o lubricante, aperturas tuercas y elementos con junte sea necesario		60 1		M	
13.7	Controlar la tensión de las correas			5 0.08	M	
13.8	Limpieza del motor y de filtros (aire, aceite y combustible)		180 3		CR	
13.9	Verificar el agua contenida en el tanque de combustible			10 0.16	M	
13.10	Medición de la resistencia de aislamiento del generador	60 1			A	
13.11	Pruebas avanzadas del generador			5 0.08	M	
13.12	Hacer funcionar el grupo durante una hora			5 0.08	S	

Observaciones:

Tabla XXVI Mantenimiento generador de emergencia

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES		EQUIPO: BANCOS DE BATERIAS			
Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO			OBSERVACIONES
		ING	ISO	OPERADOR	
		MIN - HORAS		PREC.	
		E	M		
14.1	Verifican que el voltaje D.C. esté dentro del rango normal.			5 0,08	M
14.2	Verifican que la lectura del amperímetro del cargador esté dentro de los límites normales			5 0,08	M
14.3	Registra la densidad, voltaje y temperatura de la celda piloto			5 0,08	D
14.4	Control de temperatura, voltaje y densidad del banco (una celda)	120	2		M
14.5	Verifican los niveles de electrolito y añaden agua destilada si es necesario	10	1,14		M
14.6	Aplican una carga igualadora por el tiempo que recomienda el fabricante	30	0,5		A
14.7	Verifican el estado de las placas de las celdas			15 0,29	M
14.8	Efectúan la limpieza de las cubas.			120 2	M
14.9	Limpieza de conexiones y subidas con unefina (u otro substituto apropiado)			60 1	M
OBSERVACIONES:		Operador con- trolla el carga de baterias			

Tabla XXVII Mantenimiento bancos de baterías

MANTENIMIENTO		DE SUBESTACIONES					
EQUIPO:		BANCOS DE BATERIAS					
Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO			PREC.	OBSERVACIONES	
		ING.	IND.	OPERAOR			
14.10	Inspecciones rutinarias en las cubetas y aperturas si es necesario. Ejecutar pruebas de descarga	480	8	15	0.25	M	
14.11						SA ó CR Operador con- trafa compo- tamiento.	
14.12	Con el cargador desconectado, operar equipo para prueba con servicio de emergencia de baterías		20	0.35	20	0.58	A
14.13	Verificar la operación de las afanmas		20	0.35	20	0.55	A

* Observaciones:

Tabla XXVIII Mantenimiento bancos de baterías

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES		EQUIPO: CARGADORES DE BATERIAS Y PANELES				
Nº	ACTIVIDAD DESCRIPCION	REQUISITOS DE PERSONAL Y TIEMPO - HORAS			PREC.	OBSERVACIONES
		ING.	MO.	OPERAOR		
15.1	Inspección visual de instrumentos de medición, protección, control, señalización			120' 2	M	
15.2	Verificación del estado del conmutador, limpieza y ajuste	480 8	480 8		A	
15.3	Inspección general del cargador de baterías (medición, control, protección)			10 p.16	M	
15.4	Verificación del estado de cuadro de alarmas y bocinas en paneles			10 p.16	M	
15.5	Verificar el estado de fusibles, contactores, térmicos, muelles de operación, selectores	240 4	240 4		A	
15.6	Calibración de instrumentos de medición	60 1			CR	*
15.7	Limpieza general de tableros			480 8	M	
15.8	Comprobar y calibrar voltajes de equalización y flotación en cargadores	10 p.16		10 p.16	SM	
15.9	Probar el regulador de voltaje D.C.	30 p.5		30 p.5	CR	
15.10	Mantenimiento preventivo de relés de protección	60 1			A	*

Observaciones: * Las horas-ingreso requeridas expresadas se refieren a un solo instrumento o relé

Tabla XXIX Mantenimiento cargadores de baterías y paneles

CAPITULO III

CONTROL DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y/O CORRECTIVO

Hay actividades administrativas y técnicas indispensables para poder controlar un sistema de mantenimiento correctivo o preventivo; a las que se denomina controles de mantenimiento y que son los siguientes :

- control del trabajo
- programación
- control de la mano de obra
- control de materiales
- control del equipo
- orden de trabajo
- conocimiento de la secuencia de los controles o funcionamiento de los controles.

3.1 CONTROL DEL TRABAJO

Para el mismo es de valerse de la detección de la falla, planeación, estimación de la mano de obra y estimación de los materiales.

3.1.1 DETECCION DE LA FALLA

Para corregir una falla, mal funcionamiento o paro, se debe emitir un diagnóstico, por lo

tanto debemos detectar la falla o causa que la motivó, para lo cual podemos valernos de :

- a) Información del operador de acuerdo a las inspecciones.
- b) Experiencia previa que es muy efectiva para ciertas fallas que se presentan en forma repetitiva.

3.1.2 PLANEACION

Conocida la causa de la falla se debe enumerar y ordenar todas las operaciones y actividades necesarias para corregirlas, así como herramientas y equipo necesario para efectuar las.

3.1.3 ESTIMACION DE LA MANO DE OBRA

Habiendo planeado el trabajo es necesario estimar la mano de obra, y el tiempo en que pueda realizarse el trabajo.

3.1.4 ESTIMACION DE MATERIALES

Conociendo la falla y habiendo planificado el trabajo, se debe estimar los materiales de

consumo y piezas de repuesto necesarias para ejecutarlo.

3.2 PROGRAMACION

Consiste en asignar fechas o tiempos de iniciación y terminación de actividades para un mantenimiento de una instalación específica o determinada.

3.3 CONTROL DE LA MANO DE OBRA

En base de las tablas del artículo 2.2.6, se puede estimar para cada equipo o instalación el costo por mano de obra para un mantenimiento programable y estará dado por el sueldo hora/hombre de un trabajador determinado, multiplicado por el número de horas que se requieran para la ejecución del mantenimiento en cuestión.

El control de la mano de obra además consiste en anotar debidamente el tiempo productivo y el tiempo muerto de los diferentes trabajadores.

Así mismo, control de la mano de obra implica que una buena organización de mantenimiento debe hacer ciertos ajustes a la mano de obra disponible para hacer frente a las diferentes cargas de trabajo, esto

se lo consigue aplicando uno o más de los siguientes criterios dados a continuación :

- a) Contratación temporal
- b) Contratación por obra determinada
- c) Aumento o reducción de personal de planta
- d) Redistribución de personal
- e) Autorización de tiempo extra

3.4 CONTROL DE MATERIALES

Un mal abastecimiento de materiales puede hacer fracasar al mejor sistema de mantenimiento; por lo tanto se debe considerar tres fases a ser realizadas :

- a) Determinar qué materiales deben tenerse en existencia.
- b) Determinar cuanto debe tenerse en existencia
- c) Controlar los materiales en existencia

3.5 CONTROL DEL EQUIPO

El control del equipo consiste en llevar una historia cronológica de todos los trabajos de mantenimiento realizados en el equipo, detallando hasta donde sea conveniente, el reporte de ejecución, la mano de obra

y los materiales utilizados.

LA ORDEN DE TRABAJO

La orden de trabajo es un documento usado para controlar el trabajo. Todo trabajo debe estar amparado por una orden. No debe ordenarse verbalmente la ejecución de un trabajo, salvo en los casos de emergencia y siempre que se regularize la situación tan pronto como sea posible. La forma o presentación de la orden de trabajo puede variar ampliamente, dependiendo del tipo de organización en que se emplee.

Independientemente de la presentación y forma de la orden se debe registrar la siguiente información :

- a) Número de la orden de trabajo
- b) Equipo, instalación, etc., a la que se aplica
- c) Trabajo requerido o falla
- d) Fecha en que se solicita y fecha programada
- e) Solicitante
- f) Autorización
- g) Fecha de terminación y/o aceptación
- h) Firma de aceptación
- i) Planeación del trabajo
- j) Estimación de la mano de obra
- k) Estimación de materiales

- 2) Reporte de ejecución incluyendo mano de obra empleada y materiales empleados.

No todos los trabajos ameritan los cuatro últimos puntos, pero se recomienda hacerlo, en los trabajos importantes.

2.7 FUNCIONAMIENTO DE LOS CONTROLES

Una secuencia adecuada de los controles para ejecutar un mantenimiento es la siguiente :

- 1) Apertura de la orden de trabajo
- 2) Asignar número a la orden de trabajo
- 3) Analizar el trabajo
- 4) Disponer de los materiales y herramientas a utilizarse.
- 5) Programar el trabajo
- 6) Incluir los trabajos de emergencia de ejecución
- 7) Iniciar la ejecución
- 8) Iniciar el control de tiempo
- 9) Supervisar el trabajo
- 10) Inspeccionar y entregar
- 11) Aceptar el trabajo
- 12) Informar la terminación de la orden de trabajo
- 13) Registrar la mano de obra empleada

- 14) Registrar precios de materiales especiales
- 15) Registrar materiales existentes y especiales
- 16) Archivar los documentos correspondientes

CAPITULO IV

METODOS DE PROGRAMACION PARA CONTROL DEL MANTENIMIENTO

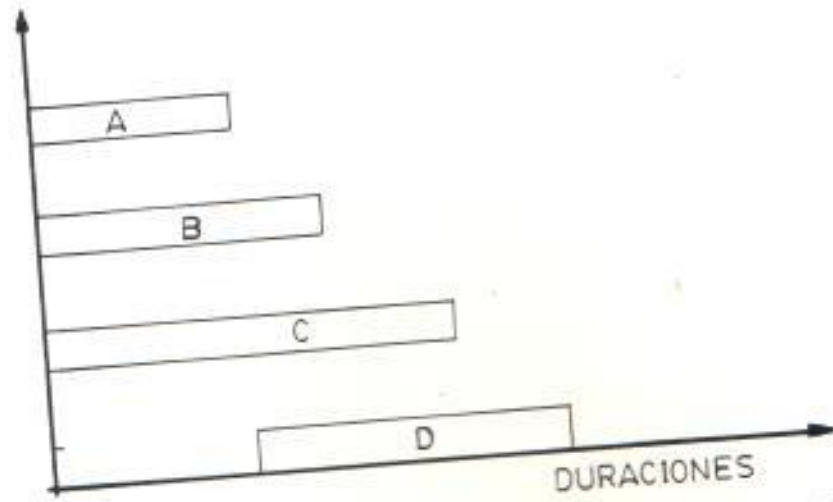
4.1 DIAGRAMA DE BARRAS

Este representa gráficamente las actividades que comprende un proyecto, mantenimiento, montaje, etc. Es denominado también diagrama de Gantt (*). Este diagrama muestra la ocurrencia de actividades en paralelo o en serie en un determinado periodo, mediante barras dibujadas a escala, es decir su longitud es proporcional al tiempo utilizado para ejecutar la actividad que representa. En la Figura 4.1a, se muestra un diagrama de barras.

Las actividades representadas por barras que se superponen, pueden realizarse simultáneamente (en la porción que se superponen). Las actividades representadas por barras en serie (es decir, una barra acabada cuando la otra comienza) deben realizarse en general en la secuencia indicada, por ejemplo la actividad D no puede comenzar hasta que A esté terminada (Fig.4.1a).

Este diagrama de barras sin embargo presenta deficiencias al ser usado como método de planeación y

DURACIONES



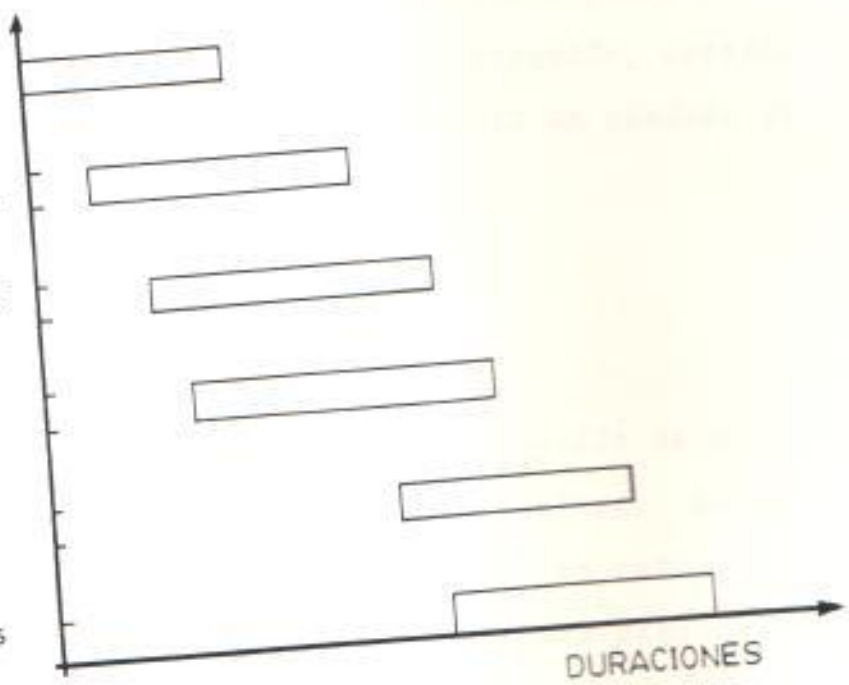
DURACIONES

Fig: 4.1 (a)

DIAGRAMA DE BARRAS

ACTIVIDADES

- CONSTRUCCION DE HUECOS
- CONSTRUCCION DE BASES
- CONSTRUCCION DE EQUIPOS Y ESTRUCTURAS
- CONSTRUCCION DE ESTRUCTURAS
- CONSTRUCCION DE EQUIPOS
- CONSTRUCCION DE CABLES
- CONSTRUCCION DE CABLES
- CONSTRUCCION ELECTRICAS
- CONSTRUCCION DE EQUIPOS



DURACIONES

DIAGRAMA DE BARRAS

Fig: 4.1 (b)

control. Las barras son de tal longitud que es difícil definir exactamente el trabajo que debe efectuarse en un instante preciso.

En la Figura 4.1b, la cual muestra el montaje (parcialmente) de una subestación, por ejemplo se tiene que el montaje de equipos se deberá hacer luego de que las bases para los mismos se hayan iniciado, pero el diagrama no muestra qué bases estarán concluidas en un momento dado para poder montar un equipo específico. Se nota entonces lo limitado que es este diagrama para poder determinar a partir de él, el progreso de un mantenimiento, proyecto, construcción, etc., cuando una barra representa un período de tiempo largo.

4.2 PROGRAMACION PERT

PERT (técnica de revisión y evaluación de proyectos) es una técnica de planeación y control. Su fundamento lo constituye un grafo o red. En este grafo se representa el trabajo necesario para alcanzar un objetivo (⁸). Este puede ser aplicado en cualquier situación en que requiera planificación, control y trabajo integrado para obtener las metas deseadas o completar un programa a tiempo.

4.2.1 EL GRAFO PERT

Habiendo determinado que las barras en un diagrama de Gantt representan un período de tiempo largo y que por lo tanto no es posible determinar a partir de él, el progreso de un proyecto o mantenimiento, podemos elaborar un diagrama de etapas, es decir descomponiendo las barras en períodos de tiempo más pequeños como se muestra en la Figura 4.2a.

Este diagrama constituye una mejora del diagrama de barras, sin embargo presenta la deficiencia de no mostrar las interdependencias entre las barras o etapas. Esta deficiencia se puede corregir usando flechas que indiquen las interrelaciones y dependencia entre etapas tal como se puede ver de la Figura 4.2b.

A partir de este momento las etapas se transforman en nodos y las flechas representan actividades o tareas (trabajo necesario para alcanzar un nodo). El resultado es un grafo.

El grafo es algo esencial en el PERT, es la representación gráfica de las relaciones entre todas las actividades necesarias para com

ACTIVIDADES

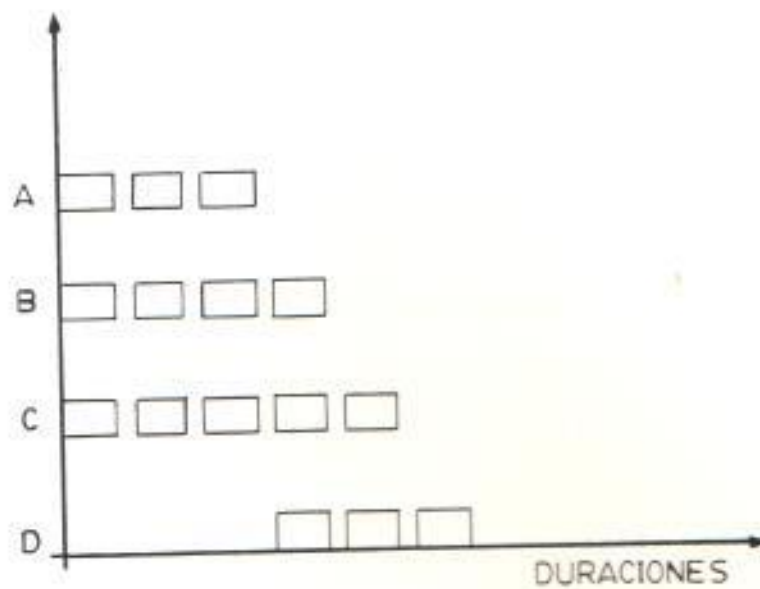


DIAGRAMA DE ETAPAS

Fig 4.2 (a)

ETAPAS

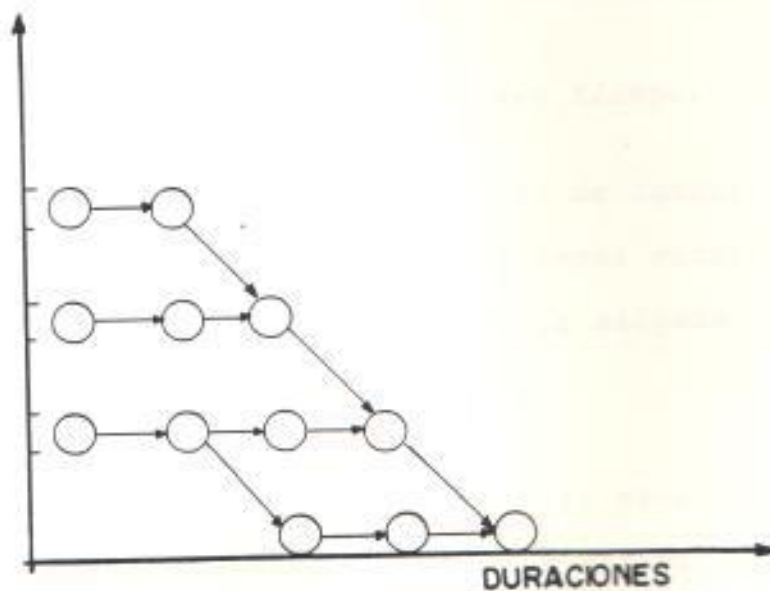


DIAGRAMA DE ETAPAS Y SUS INTERRELACIONES

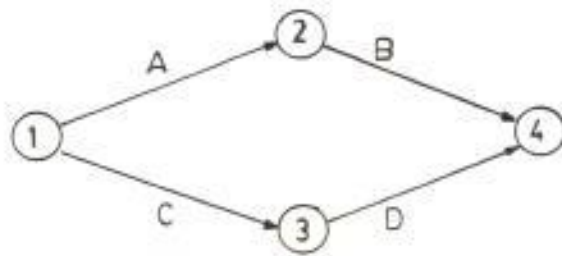
Fig 4.2 (b)

pletar un trabajo. La Figura 4.3a muestra un grafo PERT.

De la Figura 4.3a, vemos que :

- 1) Un nodo es el principio o fin de una actividad y no consume tiempo, éstos llevan una numeración secuencial.
- 2) Cada actividad está entre 2 nodos.
- 3) Los nodos deben numerarse secuencialmente.
- 4) La ejecución de las actividades va en orden ascendente de acuerdo a los nodos hasta concluir el proyecto o mantenimiento.
- 5) Las actividades consumen tiempo.
- 6) Debe asignárseles tiempo de duración a cada actividad. Estos tiempos pueden ser 3 o solamente 1 (^o). Si se asignan tres, éstos son :

OPTIMISTA.- Tiempo que se necesita para efectuar una actividad si no se presentan complicaciones o dificultades.



GRAFO PERT

Fig: 4.3 (a)

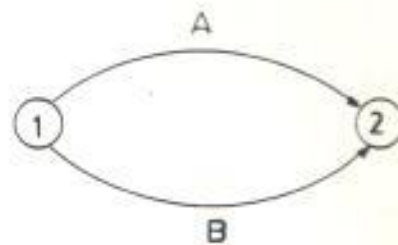
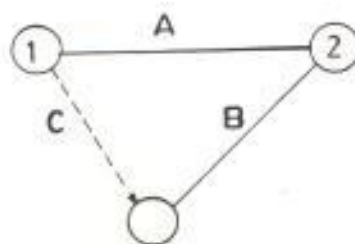


Fig: 4.3 (b)

MODO INCORRECTO DE REPRESENTAR UN GRAFO



C = ACTIVIDAD VIRTUAL

ACTIVIDADES VIRTUALES

Fig: 4.3 (c)

MAS PROBABLE.- Tiempo más probable que necesita la actividad para su realización.

PESIMISTA.- Tiempo que se necesita para efectuar una actividad si se presentan dificultades imprevistas.

- 7) Ningún nodo puede ser considerado como alcanzado hasta que todas las actividades que vayan a él no hayan sido completadas.
- 8) Ninguna actividad puede ser completada sin que los nodos que le preceden hayan ocurrido.
- 9) Si dos actividades empiezan y terminan simultáneamente no pueden ser representadas, de manera tal que tengan los mismos nodos de inicio y final (ver Fig. 4.3b). En lugar de esto y para evitar dicha situación se utilizan las actividades virtuales representadas por flechas de puntos como muestra la Fig. 4.3c. Esto no altera el sentido del grafo, ya que las actividades virtuales no consumen tiempo.

4.2.2 METODO DE CALCULO

Las unidades básicas en el cálculo son las du raciones que se deben asignar a cada activi-
dad. La unidad de tiempo escogida depende del
volumen del proyecto o mantenimiento. Por e-
jemplo, la unidad de tiempo escogida para un
proyecto de construcción de una subestación
cuya duración total sea aproximadamente un a-
ño, puede ser el día o la semana, mientras que
la unidad de tiempo más ventajosa para una ta
rea de mantenimiento de un motor de duración
total de cuatro horas será seguramente el mi-
nuto.

El método de cálculo consiste en primero con-
vertir las 3 duraciones si es que las mismas
han sido asignadas en una estimación única o
tiempo promedio, que es un valor medio ponde-
rado, calculado en base a la fórmula siguien-
te :

$$\text{tiempo promedio} = \frac{t_0 + 4t_m + t_p}{6}$$

donde :

$$t_0 = \text{tiempo optimista}$$

t_m = tiempo más probable

t_p = tiempo pesimista

Seguidamente se calculan los siguientes parámetros :

- 1) Los tiempos o fechas mínimas de inicio y terminación de una actividad.
- 2) Los tiempos o fechas máximas de inicio y terminación de una actividad. Estas son fechas máximas en que una actividad puede iniciar o terminar, sin que se retrase la fecha programada de término del conjunto de actividades.
- 3) Los márgenes para cada actividad es la diferencia de tiempo entre las fechas máxima y mínima de terminación o máxima y mínima de inicio. El margen puede ser positivo o negativo. La palabra margen no debe tomarse en el sentido de que existe un tiempo disponible.

Si es positivo significa que la fecha máxima de terminación es mayor que la fecha mínima de inicio. Esta es una indicación de

que se tiene más tiempo del suficiente (hay exceso de recursos).

Si es negativo indica lo contrario al caso si el margen es positivo.

En un grafo pueden existir diversos caminos para ir desde el inicio al final del programa. Todas las actividades en un mismo camino tienen el mismo margen. Este margen será a la vez el de dicho camino.

El camino crítico es aquel que requiere más tiempo para ir desde el inicio al final del programa. Mientras más negativo sea el margen de un camino este será más crítico.

El objetivo de esta técnica es entonces el de centrar la atención en las partes del programa que son susceptibles de causar dificultades, haciendo correcciones en el grafo a medida que avanzan los trabajos.

CAPITULO V

APLICACION A LA UNIDAD DE TRANSMISION OCCIDENTAL

Aquí se hará una descripción de ciertos parámetros o características de los equipos de las subestaciones Pascuales, Milagro y Salitral, y de las líneas de transmisión Pascuales-Milagro, Milagro-Paute, Pascuales-Quevedo y Pascuales-Salitral que conforman a la unidad occidental. Esto se hará con el objeto de que dentro de la operación del Sistema Nacional Interconectado estos parámetros sean mantenidos dentro de los límites tolerables, pues de las condiciones en que trabaje un equipo depende también su conservación y prolongación de la vida útil.

Finalmente se desarrollará un mantenimiento de los equipos de la unidad, aplicando programación PERT.

5.1 DESCRIPCION DE SUBESTACIONES Y LINEAS

Es necesario ahora describir ciertos parámetros nominales de mayor importancia dentro de la operación de los equipos e instalaciones de la unidad occidental (Las Figuras 5.1, 5.2 y 5.3 muestran mediante diagramas unifilares los equipos y componentes que conforman las instalaciones de la unidad occidental).

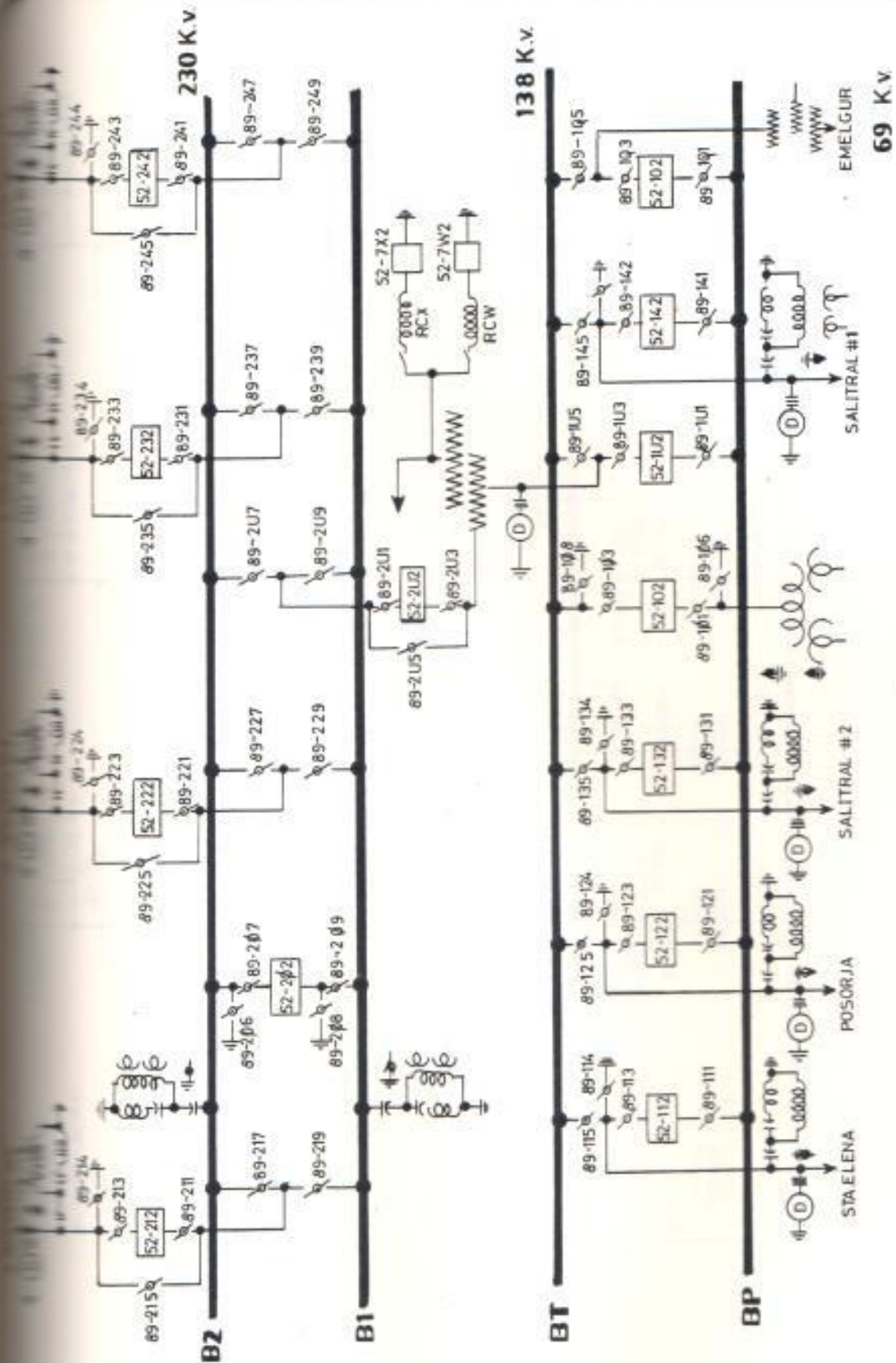


Fig:5.1 DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACION PASCUALES

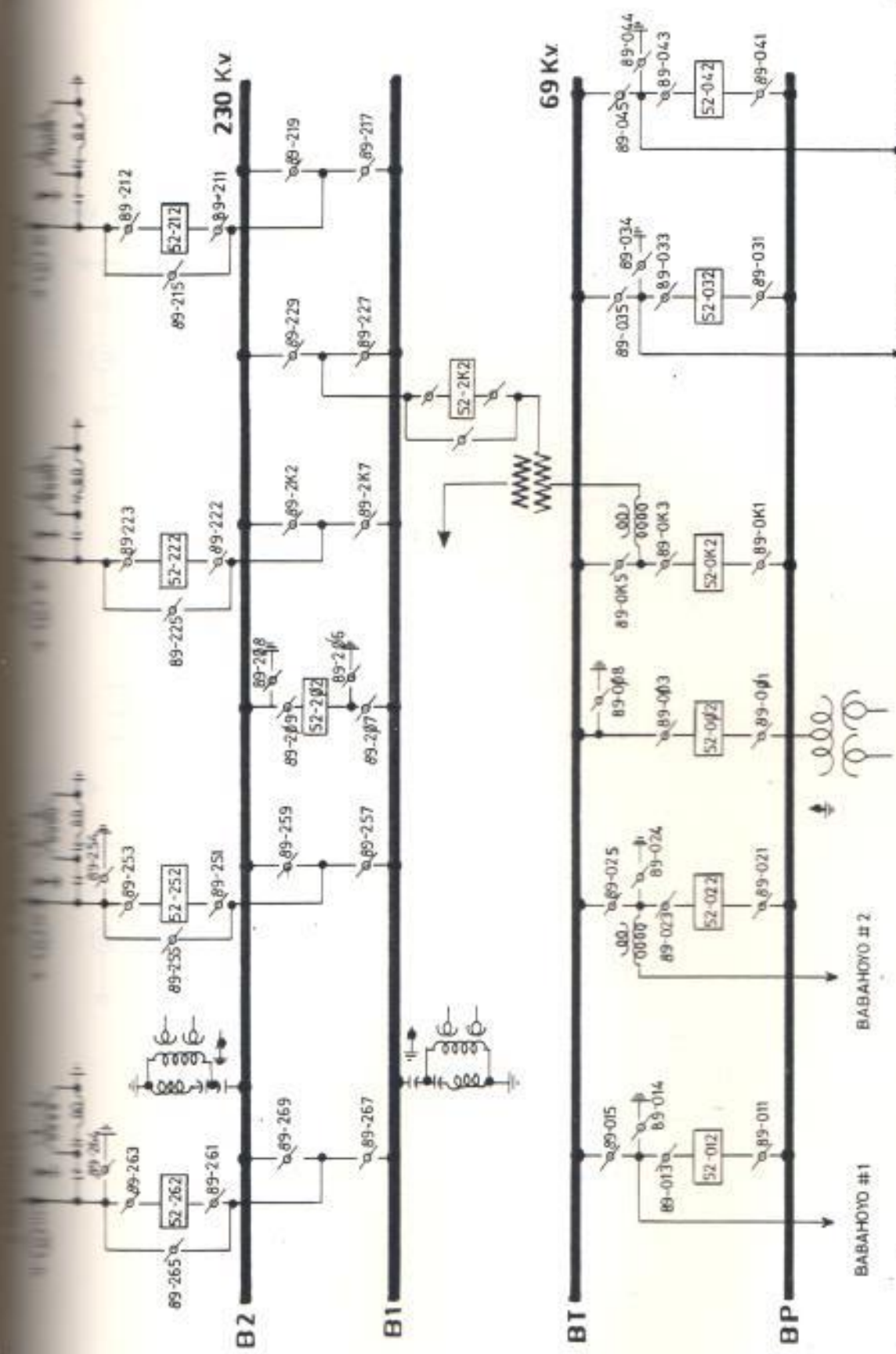


Fig.52 DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACION MILAGRO

SUBESTACION PASCUALES

<u>EQUIPOS</u>	<u>CARACTERISTICAS</u>		
	MONOFASICO	TRIFASICO	
AUTOTRANSFORMADOR			
Tensión nominal (KV)	230/138/13.8	138/69/13.8	
Clase	OA/FA/FOA	OA/FA/FA	
CAPACIDAD (MVA)	Alta	75/100/125	20/26.67/33.33
	Baja	75/100/125	20/26.67/33.33
	Terciario	20/26/33	12/16/20
NIVEL BASICO DE IMPULSO DE DEVANADOS (KV)	Alta	750	550
	Baja	550	350
	Neutro	110	110
	Terciario	110	110
ELEVACION DE TEMPERATURA (°C)	Aceite	55/55/55	55/55/55
	Devanados	55/55/55	55/55/55
Tensión máxima en % de la tensión nominal.	A plena carga	105	105
	En vacio	110	110
INTERRUPTOR	PATIO 230 KV	PATIO 138 KV	
Tensión máxima (KV)	242	145	
Nivel básico de aislamiento (KV)	900	550	
Corriente Nominal (A)	Acoplador	2000	2000
	Posiciones restantes	1200	1200
Corriente de cortocircuito (KA)	40	40	

SECCIONADOR	PATIO 230 KV	PATIO 138 KV
Tensión (KV)	230	145
Intensidad (A)	Pos. Acoplador o transfer.	2000
	Pos. Autotransformador	2000
	Posiciones restantes	1250
Nivel de aislamiento onda de choque (KV)	1050	650
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (KV)	460	275
DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL		
	PATIO 230 KV	PATIO 138 KV
Tensión máxima de servicio (KV)	242	145
Tensión no disruptiva (KV)	900	550
Carga total (V.A.)	400	400
Carga térmica (V.A.)	1200	1200
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		PATIO 138 KV
Voltaje primario (KV)		138
Nivel básico de aislamiento (KV)		550
Carga total (V.A.)		400
Carga térmica a 30° y máx. 40° (V.A.)		5500
Voltaje máximo en % del nominal		110
REACTORES TRIFASICOS		PATIO 13.8 KV
Clase		0A
Capacidad nominal (MVA)		10
Tensión nominal (KV)		13.8

Tensión máxima en % de tensión nominal	105
Nivel de impulso devanado (KV)	110
Nivel de impulso bushine (KV)	110
Elevación de temperatura (°C)	55

BARRAS DE SUBESTACION	PATIO 230 KV	PATIO 138 KV
Calibre conductor (KC MIL)	1033.5	1033.5
Corriente nominal (A)	1050	1050

SUBESTACION MILAGRO

EQUIPOS :

AUTOTRANSFORMADOR	MONOFASICO								
Tensión nominal (KV)	230/69/13.8								
Tensión máxima en % de la tensión nominal	<table> <tr> <td>A plena carga</td> <td>105</td> </tr> <tr> <td>En vacío</td> <td>110</td> </tr> </table>	A plena carga	105	En vacío	110				
A plena carga	105								
En vacío	110								
Clase	OA/FA/FOA								
CAPACIDAD (MVA)	<table> <tr> <td>Alta</td> <td>33.33/44.44/55.55</td> </tr> <tr> <td>Baja</td> <td>33.33/44.44/55.55</td> </tr> <tr> <td>Terciario</td> <td>11/13/15</td> </tr> </table>	Alta	33.33/44.44/55.55	Baja	33.33/44.44/55.55	Terciario	11/13/15		
Alta	33.33/44.44/55.55								
Baja	33.33/44.44/55.55								
Terciario	11/13/15								
Nivel básico de impulso de devanados (KV)	<table> <tr> <td>Alta</td> <td>750</td> </tr> <tr> <td>Baja</td> <td>350</td> </tr> <tr> <td>Neutro</td> <td>110</td> </tr> <tr> <td>Terciario</td> <td>110</td> </tr> </table>	Alta	750	Baja	350	Neutro	110	Terciario	110
Alta	750								
Baja	350								
Neutro	110								
Terciario	110								

Elevación de temperatura (°C)		Aceite	55/55/55
		Devanados	55/55/55

INTERRUPTOR	PATIO 230 KV	PATIO 69 KV		
Tensión máxima (KV)	242	72.5		
Nivel básico de aislamiento (KV)	900	350		
Corriente nominal (A)		Acoplador	2000	1600
		Transformador	1200	1600
		Posiciones restantes	1200	800
Corriente de cortocircuito (KA)	40	19		

SECCIONADOR	PATIO 230 KV	PATIO 69 KV		
Tensión (KV)	230	69		
Intensidad (A)		Pos. Acoplador o transfer.	2000	1600
		Pos. Autransform.	1250	1600
		Posiciones restantes	1250	800
Nivel de aislamiento onda de choque (KV)	1050	325		
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (KV)	460	140		

DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL	PATIO 230 KV	
Tensión máxima de servicio (KV)	242	
Tensión no disruptiva (KV)	900	
Carga total (V.A.)	400	
Carga térmica (V.A.)	1200	
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	PATIO 69 KV	
Voltaje del sistema (KV)	69	
Máx. voltaje del sistema de línea a tierra (KV)	43.8	
Máx. voltaje del sistema en % del voltaje nominal del sistema	110	
Nivel básico de aislamiento de impulso	350	
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	PATIO 69 KV	
Voltaje primario (KV)	69	
Nivel básico de aislamiento (KV)	350	
Carga total (V.A.)	400	
Carga térmica a 30° Amb. y máx. 40°C (V.A.)	5000	
Voltaje máximo en % del nominal	110	
BARRAS DE SUBESTACION	PATIO 230 KV	PATIO 69 KV
Calibre conductor (KCMIL)	1033.5	1033.5
Corriente nominal (A)	1050	1050

SUBESTACION SALITRAL

<u>EQUIPOS</u> :	PATIO 138 KV	
AUTOTRANSFORMADOR	MONOFASICO	
Tensión nominal (KV)	138/69/13.8	
Clase	OA/FA/FA	
Nivel de choque con onda comple- ta (KV)	Alta	550
	Baja	350
	Neutro	110
	Terciario	110
Máxima sobretemperatura del cobre a plena carga (°C)	65	
Tensión máxima en % de la tensión nominal	A carga nominal	105
	En vacío	110
INTERRUPTOR		
Tensión máxima (KV)	145	
Nivel básico de aislamiento (KV)	650	
Corriente nominal (A)	1600	
Corriente de cortocircuito (KA)	40	
SECCIONADOR		
Tensión nominal (KV)	138	
Corriente nominal (A)	2000	
Tensión de prueba a impulso hacia tierra (KV)	750	

DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL

Máximo voltaje del sistema (KV)	145
Nivel básico de aislamiento (KV)	Frec. industrial 275
	Onda de impulso 650
Carga total (x+y) (V.A.)	400
Carga térmica (x+y) (V.A.)	1200

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Máximo voltaje del sistema (KV)	145
Nivel básico de aislamiento (KV)	650
Carga total (x+y) (V.A.)	400
Carga térmica (x+y) (V.A.)	2000

BANCO DE CAPACITORES

Tensión nominal (KV)	13.8
Potencia nominal (MVA)	6
Corriente nominal (A)	251
Nivel básico de aislamiento (KV)	150

BARRAS DE LA SUBESTACION

Calibre (KCMIL)	1033.5
Corriente nominal (A)	1050

LINEAS DE TRANSMISION

PASCUALES-MILAGRO-PAUTE

Tipo conductor	ACSR
Calibre (KCMIL)	1113
Corriente permisible (A)	1110

PASCUALES-QUEVEDO

PASCUALES-SALITRAL

Tipo conductor	ACSR	ACSR
Calibre (KCMIL)	1113	477
Corriente permisible (A)	1110	670

El significado de algunos de los parámetros dados de los equipos pueden no ser claros, motivo por el cual podemos mencionar lo siguiente :

del grupo de parámetros descritos se pueden distinguir los niveles básicos de aislamiento o niveles de impulso básico (BIL) y las capacidades nominales.

Los niveles básicos de aislamiento (BIL) representan los voltajes de impulso (1.2 x 50 microsegundos) para los cuales un aislamiento resiste sin que se produzca la falla del mismo (13).

Falla de la aislación significa descarga a través de la misma bajo esfuerzos eléctricos, que incluyen co-

lapso de voltaje y paso de corriente. El BIL es significante primordialmente para diseños de subestaciones donde la aislación debe ser coordinada.

Dentro de las capacidades nominales a ser controladas dentro de la operación tenemos :

CARGA TOTAL EN TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.- Es la carga nominal en voltios amperios en el secundario , con el transformador sometido a niveles de tensión donde no introduce errores en las señales secundaria

CARGA TERMICA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.- Es la sobrecarga permisible en voltios-amperios en el secundario, sin sobrepasar los límites térmicos del aislamiento con el transformador a niveles de tensión (sobre el nominal) donde se introduce error en las señales secundarias.

CARGA TOTAL EN DIVISORES CAPACITIVOS.- Es la carga no minal en voltios-amperios en el secundario con el divisor capacitivo sometido a tensiones y frecuencias donde no introduce errores en las señales secundarias.

CARGA TERMICA EN DIVISORES CAPACITIVOS.- Es la sobrecarga permisible en voltios-amperios en el secundario, sin sobrepasar los límites térmicos del aislamiento

con el divisor capacitivo sometido a tensiones y frecuencias (sobre los valores nominales) donde se introduce error en las señales secundarias.

CORRIENTES NÓMINALES.- Es la corriente de operación de régimen continuo a través de los equipos, barras y líneas, sin sobrepasar los límites térmicos permisibles.

Habiendo hecho la descripción de los parámetros de importancia en la operación de los equipos, es necesario mantenerlos en constante control, para de esta forma evitar sobrepasar el límite de operación de los mismos si consideramos lo siguiente :

El desarrollo del Sistema Nacional Interconectado está y estará experimentando cambios escalonados, causando variaciones continuas como las que se mencionan a continuación :

- 1) Variación de la capacidad de generación hidroeléctrica del sistema actualmente y en el futuro.
- 2) Cambios continuos en la topología del sistema.
- 3) Puesta en operación de nuevas subestaciones que incorporan nuevos sectores eléctricos del país al Sistema Nacional Interconectado.

- 4) Incorporación de nuevas líneas de transmisión al Sistema Nacional.
- 5) Reemplazo de energía térmica por hidroeléctrica.
- 6) Posibles cambios de tensión de operación en determinado circuito.
- 7) Cambios en la transferencia de potencia a través de las líneas de transmisión.
- 8) Cambios en la transferencia de potencia a través de los transformadores o autotransformadores.
- 9) Cambios en la transferencia de potencia a través de las barras de determinada subestación.
- 10) Debido a las causas mencionadas en los literales 1 a 9, se hace necesario la recalibración o reajustes continuos permanente en los relés de protección.

5.2 DESARROLLO

Luego de exponer conceptos básicos para el control de un mantenimiento y de aplicar algunos de estos conceptos a instalaciones eléctricas de tipo generalizado (subestaciones y líneas de transmisión), vamos a

desarrollar un programa de mantenimiento anual para los equipos eléctricos de las instalaciones de la unidad de transmisión occidental del Sistema Nacional Interconectado mostradas en los diagramas unifilares de las Figuras 5.1, 5.2 y 5.3.

CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA

Se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones :

- 1) Los programas de mantenimiento serán basados en las tablas de frecuencias de ejecución de actividades para los equipos de subestaciones y líneas de transmisión expuestas en el capítulo II.
- 2) El programa a elaborarse es para un control anual de mantenimiento de los equipos.
- 3) El mantenimiento para líneas de transmisión será considerado separado del de las subestaciones.
- 4) El mantenimiento de las subestaciones para su control será dividido en :
 - a) Un programa para las actividades repetitivas en un año.
 - b) Un programa para las actividades a ejecutarse

anualmente.

PROGRAMA DE LINEAS DE TRANSMISION

De acuerdo a experiencias obtenidas, la frecuencia de la inspección visual para cada línea de transmisión debe ser programada considerando el tipo de zona por donde pasa la línea (grado de contaminación, tipo de vegetación, estado del tiempo).

Considerando lo anterior y además resultados dados por la experiencia; las inspecciones visuales deben ejecutarse como sigue :

- a) Línea de transmisión Quevedo-Pascuales, semestralmente. Cada inspección requiere aproximadamente 700 horas-hombre.
- b) Línea de transmisión Pascuales-Salitral, cada cuatro meses. Cada inspección requiere aproximadamente 130 horas-hombre.
- c) Línea de transmisión Pascuales-Milagro, semestralmente. Cada inspección requiere aproximadamente 300 horas-hombre.
- d) Línea de transmisión Milagro-Paute (hasta zona de Cochancay), cada cuatro meses. Cada inspección

requiere aproximadamente 300 horas/hombre.

PROGRAMA DE SUBESTACIONES

Esta debe controlarse en las siguientes dos formas:

- 1) La ejecución de las actividades diarias, semanales, mensuales y otras repetitivas en un año, deben ser controladas por medio de formatos modelos para cada subestación como los mostrados en las Figuras 5.4, 5.5a y 5.5b, y deben ser ejecutadas por los operadores de las subestaciones.
- 2) La ejecución de las actividades anuales serán controladas utilizando la técnica PERT.

Previamente a elaborar el grafo PERT, deben ser tomadas en cuenta en el mismo las siguientes consideraciones :

- a) Los trabajos de desenergización de patios de maniobras o de barras de 230 KV, deberán hacerse los fines de semana o días feriados considerando la importancia de la continuidad y confiabilidad del servicio, pues en estos días la demanda disminuye.
- b) Asignar una sola duración en días a cada actividad en el grafo, la cual se considera la más pro-

SUBESTACION

RESULTADOS DE LA INSPECCION VISUAL													
POSICION	TP Y DCP		TC		TABLEROS DUPLX		SERVICIOS AUXILLARES			R E A C T O R E S			
	BUS-TERMINAL	TANQUE ACEITE	BUS-TERMINAL	TANQUE ACEITE	INS. MEDIC.	SEÑALIZACION MAS	SEÑALIZACION TABL.	TRANSFORMADORES	F1	F2	F3	BATERIAS	ELEMENTOS
UB 1								BUSHING				VOLTAJE	BUSHING
UB 2								TERMINALES				AMP. CARGAD	TERMINAL
UB 3								TANQUE				DENSID. PILOTO	FUGAS ACEITE
UB 4								ACEITE				VOL. PILOTO	NIVEL ACEITE TAN.
UB 5								GRUPO DE EMERGENCIA				PLACAS	" " BUSH.
UB 6								NIVEL COMBUSTIBLE				BORNES	OP. VENTILACION
UB 7								NIVEL ACEITE				CUBAS	OP. CALEFACCION
UB 8								OPER. TERMOSTATO				CARGADOR BATERIAS	SAB. CONTROL
UB 9								OPER. MOTOR				INSI. MEDIC.	SALCAGEL
UB 10								CONTACTOS BATERIAS				RELES-	RUIDOS
UB 11								VOLTAJE BATERIAS				SEÑALIZACION	
UB 12								DENSIDAD BATERIAS				POP. GENERAS	
UB 13								VENTILADORES				ALARMAS	
UB 14								FUGAS ACEITE				LIMPIEZA TOTAL	
UB 15								PRUEBAS COMBUSTIBLE					
UB 16								PRUEBAS ALARMAS					
UB 17													
UB 18													
UB 19													
UB 20													
UB 21													
UB 22													
UB 23													
UB 24													
UB 25													
UB 26													
UB 27													
UB 28													
UB 29													
UB 30													
UB 31													
UB 32													
UB 33													
UB 34													
UB 35													
UB 36													
UB 37													
UB 38													
UB 39													
UB 40													
UB 41													
UB 42													
UB 43													
UB 44													
UB 45													
UB 46													
UB 47													
UB 48													
UB 49													
UB 50													
UB 51													
UB 52													
UB 53													
UB 54													
UB 55													
UB 56													
UB 57													
UB 58													
UB 59													
UB 60													
UB 61													
UB 62													
UB 63													
UB 64													
UB 65													
UB 66													
UB 67													
UB 68													
UB 69													
UB 70													
UB 71													
UB 72													
UB 73													
UB 74													
UB 75													
UB 76													
UB 77													
UB 78													
UB 79													
UB 80													
UB 81													
UB 82													
UB 83													
UB 84													
UB 85													
UB 86													
UB 87													
UB 88													
UB 89													
UB 90													
UB 91													
UB 92													
UB 93													
UB 94													
UB 95													
UB 96													
UB 97													
UB 98													
UB 99													
UB 100													

Fig 5.5 (b)

CONTROL MENSUAL DE EQUIPOS (2)

Revisado por: _____ Fecha: _____

Inspeccionado: _____ Inspeccionado: _____
 Fecha: _____ Fecha: _____

bable y que es obtenida a base de experiencias, recursos con que se cuenta en la unidad y horas-hombre requeridos para cada actividad mostrados en las tablas del capítulo II.

- c) Definir actividades en el grafo que a su vez encierran otras actividades de menor duración que un día.
- d) Obtener resultados iniciales de fechas de inicio y terminación, márgenes, caminos críticos utilizando el sistema 4143 del centro de servicios computacionales de la ESPOL.
- e) Obtener costos por mano de obra en la realización de un mantenimiento de subestaciones y/o línea de transmisión (de la unidad occidental), en base de lo siguiente :
 - 1) Horas/hombre requeridas para ejecutar cada actividad en una subestación dadas en las tablas del artículo 2.2.6.
 - 2) Horas/hombre requeridas para las inspecciones de las diferentes líneas de transmisión.
 - 3) Salario-hora actualizado, correspondiente a las

diferentes clases de trabajadores de que se requiera para un mantenimiento en cuestión.

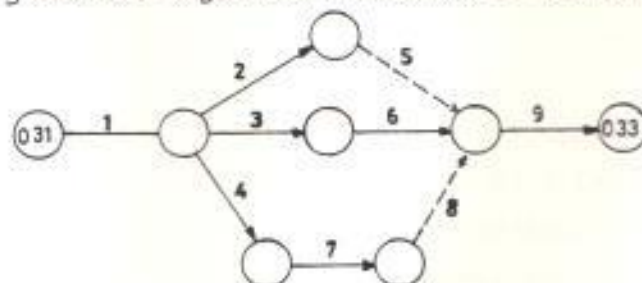
- f) La unidad de tiempo básica en el programa a ejecutarse es el día.

A continuación se detallan cada una de las actividades del grafo PERT con sus nodos iniciales y finales, descripción de cada una de ellas, tiempos de duración en días y el grafo PERT obtenido de estos datos.

Finalmente se darán los resultados obtenidos del sistema 4143, los cuales nos indican valores iniciales.

NODOS			TIEMPO
INICIAL	FINAL	DESCRIPCION	(días)
001	003	(Inicio) punto de partida, esta actividad no consume tiempo	0
003	005	(Prog.mant.) elaboración del programa anual de mantenimiento de la unidad	10
005	007	(Capac.pers.) capacitación de personal de mantenimiento	25
005	009	(Herr. y rep.) elaboración de lista de repuestos y herramientas que se estimen serán necesarias el año de mantenimiento	3
009	011	(Presupuesto anual) elaboración del presupuesto anual para el mantenimiento	2
011	013	(Aprob. pres.) aprobación del presupuesto anual	20
007	013	(Act. virtual) esta actividad no consume tiempo. Apega el grafo PERT a la realidad del programa	0
013	015	(Equip. herra. y mater.) compra de equipos, herramientas y materiales	30
015	017	(Grupo diesel sal) mantenimiento en generador diesel de emergencia subestación salitral	1
015	019	(Gab. secc. salit.) gabinetes de patio de todos los seccionadores de salitral	3

015	021	(Int 52-1φ2 sal) interruptor 52-1φ2 de salitral	2
015	031	(Autot. Res. sal) autotransformador de potencia de reserva de salitral	12
017	027	(Transf. SSAA sal) transformadores de servicios auxiliares T1, T2 y T3 de salitral	7
019	031	(Act. virtual) actividad que no consume tiempo	0
021	023	(Int 52-1Q2 sal) interruptor 52-1Q2 de salitral	2
023	025	(Int 52-112 sal) Interruptor 52-112 de salitral	2
025	029	(Int 52-122 sal) interruptor 52-122 de salitral	2
027	031	(Act. virtual) no consume tiempo	0
029	031	(Act. virtual) no consume tiempo	0
031	033	(Des. y trab. salit.) desenergización de salitral y trabajos en alta tensión siguiendo la siguiente secuencia de trabajos	



- 1 Desenergización s/o Salitral
- 2 Cambio de autot. Fase A por reserva
(3,6,4,7) trabajos en alta tensión de seccionadores 89-101, 89-103, 89-121, 89-111 respectivamente

(5,8) Actividades virtuales

- 9 Energización s/e salitral

1

- 033 035 (Des. Pasc 1 sec. sal.) desenergización circuito Pascuales 1 en Salitral y trabajo en alta tensión de seccionadores siguiendo la siguiente secuencia



- 1 Desenergización circuito Pascuales 1 en Salitral
- 2 Mantenimiento en alta de seccionador 89-123
- 3 Mantenimiento en alta de seccionador 89-125
- 4 Energización circuito Pascuales 1

1

- 033 037 (Capac. Sal.) banco de capacitores de Salitral

3

- 033 047 (Autot. fase A Sal.) autotransformador fase A Salitral

12

- 035 039 (Desc. Pasc.1 Dep. Sal.) desenergización circuito Pascuales 1 en Salitral y trabajos en divisores capacitivos y pararrayos de este circuito siguiendo la siguiente secuencia



- 1 Desenergización circuito Pascuales 1 en Salitral
- 2 Mantenimiento en divisores capacitivos AB y C
- 3 Mantenimiento en pararrayos AB y C
- 4 Energización circuito Pascuales 1

031 041 (Baterías Sal.) banco de baterías de 125 y 48 VCC 2

039 043 (Desc. Pasc. 2 sec. Sal.) desenergización Pascuales 2 en Salitral y trabajos en alta de seccionadores siguiendo la siguiente secuencia



- 1 Desenergización Pascuales 2 en Salitral
- 2 Seccionador 89-113
- 3 Seccionador 89-115
- 4 Energización Pascuales 2

041 047 Actividad virtual 0

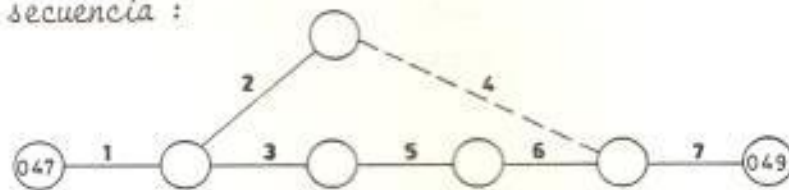
043 045 (Desc. Pasc 2 Dep. Sal.) desenergización Pascuales 2 en Salitral y trabajo en divisores capacitivos y pararrayos con la secuencia:



- 1 Desenergización Pascuales 2
- 2 Divisores capacitivos A, B y C
- 3 Pararrayos A, B y C
- 4 Energización Pascuales 2 1

045 047 Actividad virtual 0

047 049 (Des. y Trab. Sal.) desenergización de Salitral y trabajos en alta con la secuencia :



- 1 Desenergización de Salitral
- 2 Cambio de autotransformador Fase B por reserva
- 3 Seccionador 89-1V1
- 4 Actividad virtual
- 5 Seccionador 89-0Q1
- 6 Seccionador 89-1V3
- 7 Energización de Salitral 1

049 051 (Carg. bat. Sal.) cargadores de baterías y paneles de Salitral 2

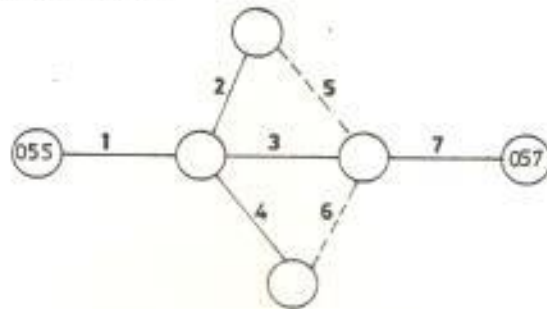
049 055 (Autot. Fase B Sal.) autotransformador Fase B Salitral 12

049 053 (Panel Duplex Sal.) Paneles duplex o de control y relés de protección de Salitral 10

051 055 Actividad virtual 0

053 055 Actividad virtual 0

055 057 (Des. y trab. Sal.) desenergización de Salitral y trabajos en alta con la siguiente secuencia :



- 1 Desenergización de Salitral
- 2 Cambio de autotransformador fase C por reserva
- 3 Barras y estructuras
- 4 Transformadores de potencial de barra principal

(5,6) Actividades virtuales

7 Energización de Salitral

1

fecha final de actividad a los 149 días.

057	075	(Autot. fase C Sal.) Autotransformador Fase C Salitral	12
057	077	(Autot. Res. MIL) Autotransformador de reserva de Milagro	12
057	059	(Int. 52-2φ2 MIL) Interruptor 52-2φ2 de Milagro	2
059	061	(Int. 52-212 MIL) Interruptor 52-212 de Milagro	2
061	063	(Int. 52-222 MIL) Interruptor 52-222 de Milagro	2

063	065	(Int. 52-232 Mil.) Interruptor 52-232 de Milagro	2
065	067	(Int. 52-242 Mil.) Interruptor 52-242 de Milagro	2
067	069	(Int. 52-252 Mil.) Interruptor 52-252 de Milagro	2
069	071	(Int. 52-262 Mil.) Interruptor 52-262 de Milagro	2
071	073	(Int. 52-2K2 Mil.) Interruptor 52-2K2 de Milagro	2
073	077	Actividad virtual	0
075	077	Actividad virtual	0
077	079	(Gab. Sec. Mil.) Gabinetes de patio de todos los seccionadore de Milagro	13
077	081	(Int. 52-0φ2 Mil.) Interruptor 52-0φ2 de Milagro	2
079	091	Actividad virtual	0
081	083	(Int. 52-012 Mil.) Interruptor 52-012 de Milagro	2
083	085	(Int. 52-022 Mil.) Interruptor 52-022 de Milagro	2
085	087	(Int. 52-032 Mil.) Interruptor 52-032 de Milagro	2
087	089	(Int. 52-042 Mil.) Interruptor 52-042 de Milagro	2
089	091	(Int. 52-0K2 Mil.) Interruptor 52-0K2 de Milagro	2

- 095 097 (Des. Paut. 2 Dep. Mil.) desenergización de Paute 2 en Milagro y mantenimiento en pararrayos y divisores capacitivos



- 1 Desenergización de Paute 2
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 Divisores capacitivos A, B y C
- 4 Energización de Paute 2

1

- 097 099 (Des. Paut. 1 sec. Mil.) desenergización de Paute 1 en Milagro y mantenimiento en seccionadores



- 1 Desenergización de Paute 1
- 2 Seccionador 89-223
- 3 Seccionador 89-225
- 4 Energización de Paute 1

1

- 099 103 (Des. Paut. 1 Dep. Mil.) desenergización de Paute 1 Milagro y mantenimiento en pararrayos y divisores capacitivos



- 1 Desenergización Paute 1
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 Divisores capacitivos A, B y C
- 4 Energización Paute 1

1

103 105 (Desc. Pasc. 2 sec. Mil.) desenergización Pascuales 2 Milagro y mantenimiento en seccionadores



- 1 Desenergización Pascuales 2
- 2 Seccionador 89-233
- 3 Seccionador 89-235
- 4 Energización Pascuales 2

1

105 107 (Des. Pasc. 2 dep. Mil.) desenergización Pascuales 2 Milagro y mantenimiento en pararrayos y divisores capacitivos



- 1 Desenergización Pascuales 2
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 Divisores capacitivos A, B y C
- 4 Energización Pascuales 2

1

107 109 (Des. Pasc. 1 sec. Mil.) desenergización Pascuales 1 Milagro y mant. en seccionadores



- 1 Desenergización Pascuales 1
- 2 Seccionador 89-243
- 3 Seccionador 89-245
- 4 Energización Pascuales 1

1

109 111 (Des. Pasc. 1 dep. Mil.) desenergización Pascuales 1 Milagro y mant. en pararrayos y divisores capacitivos



- 1 Desenergización Pasc. 1
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 Divisores Capac. A, B y C
- 4 Energización Pasc. 1

1

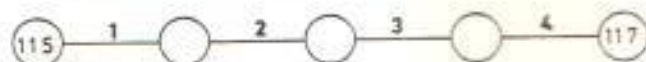
- 111 115 (Des. Mach. 2 sec. Mil.) desenergización
Machala 2 Milagro y mant. en seccionadores



- 1 Desenergización Machala 2
- 2 Secc. 89-253
- 3 Secc. 89-255
- 4 Energización Machala 2

1

- 115 117 (Des. Mach. 2 dep. Mil.) desenergización
Machala 2 Milagro y mant. en pararrayos y
divisores capacitivos



- 1 Desenergización Mach. 2
- 2 Pararr. A, B y C
- 3 Divisores capac. A, B y C
- 4 Energización Mach. 2

1

- 117 121 (Des. Mach. 1 sec. Mil.) desenergización
Machala 1 Milagro y mant. en seccionadores



- 1 Desenergización Mach. 1
- 2 Secc. 89-263

3 Secc. 89-265

4 Energización Mach. 1

1

121

123

[Des. Mach. 1 dep. Mil.] desenergización
Machala 1 Milagro y mant. en pararrayos y
divisores capacitivos



1 Desenergización Mach. 1

2 Pararr. A, B y C

3 Divisores capac. A, B y C

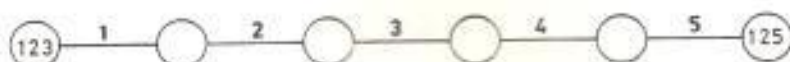
4 Energización Mach. 1

1

123

125

[Des. Bab. 1 sec. Mil.] desenergización de
Babahoyo 1 Milagro y mant. en seccionadores
y transformadores de potencial



1 Desenergización de Babahoyo 1

2 Secc. 89-013

3 Secc. 89-015

4 Transformador de potencial

5 Energización de Babahoyo 1

1

125

129

[Des. Bab. 2 sec. Mil.] desenergización
Babahoyo 2 Milagro y mant. en seccionadores
y transformador de potencial



1 Desenergización de Babahoyo 2


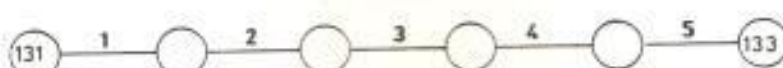
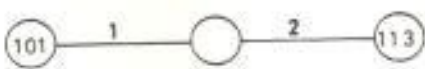
2 Secc. 89-023

3 Secc. 89-025

4 Transformador de potencial

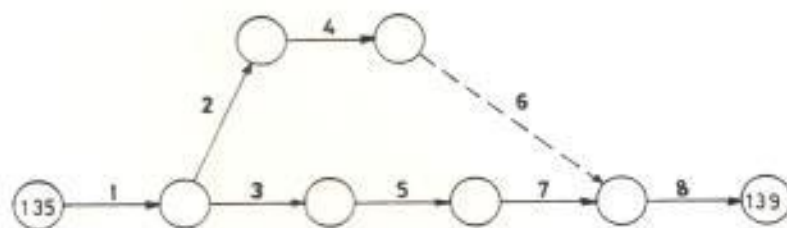
5 Energización Babahoyo 2

1

- 129 131 (Des. Mil. 1 secc. Mil.) desenergización de posición Milagro 1 en Milagro y mant. en seccionadores y transformador de potencial
- 
- 1 Desenergización Milagro 1
2 Secc. 89-033
3 Secc. 89-035
4 Transformador de potencial
5 Energización Milagro 1 1
- 131 133 (Des. Mil. 2 secc. Mil.) desenergización de posición Milagro 2 en Milagro y mantenimiento en seccionadores y transformador de potencial 1
- 
- 1 Desenergización Milagro 2
2 Secc. 89-043
3 Sec. 89-053
4 Transformador de potencial
5 Energización Milagro 2 1
- 133 135 Actividad virtual 0
- 101 113 (Grup. diesel y 89-0φ3) grupo diesel de emergencia y seccionador 89-0φ3 de Milagro
- 
- 1 Grupo diesel
2 Secc. 89-0φ3 1
- 113 119 (Transf. SSAA Mil.) Transformadores de servicios auxiliares T1, T2 y T3 de Milagro 7

119 135 (Baterías Mil.) Bancos de baterías de 48 y 125 Vcc. de Milagro 2

135 139 (Des. Pat. 69 Mil.) desenergización Patio de 69 KV de Milagro y trabajos en alta tensión con la secuencia siguiente :



- 1 Desenergización Patio de 69 KV
- 2 Cambio de autotransformador fase B por reserva
- 3 Secc. 89-003
- 4 Transformadores de corriente posición OK2 de autotransformador A, B y C
- 5 Secc. 89-005
- 6 Actividad virtual
- 7 Transformadores de potencial de barra de 69 KV A, B y C
- 8 Energización de Patio de 69 KV

1

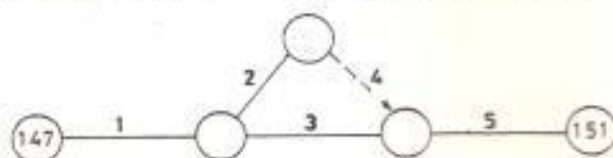
135 137 (Barra 2 230 KV Mil.) desenergización de barra 2 y trabajos en la misma en Milagro



- 1 Desenergización de barra 2
- 2 Mantenimiento de barra 2
- 3 Mantenimiento divisores capacitivos de barra 2
- 4 Energización de barra 2

3

137	139	Actividad virtual	0
139	141	(Panel duplex Mil.) paneles duplex o de control y relés de protección de Milagro	15
139	143	(Autot. res. Pasc.) autotransformador de reserva de Pascuales	10
139	145	(Carg. bat. Mil.) cargadores de baterías y paneles de Milagro	4
139	147	(Autot. fase B Mil.) autotransformador fase B de Milagro	14
141	147	Actividad virtual	0
143	147	Actividad virtual	0
145	147	Actividad virtual	0
147	151	(Des. Pat. 69 Mil.) desenergización Patio de 69 Kv de Milagro y trabajos en alta tensión con la secuencia siguiente :	

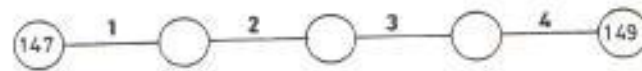


- 1 Desenergización Patio 69 KV
- 2 Mantenimiento en barras de 69 KV
- 3 Cambio de autotransformador fase C por reserva
- 4 Actividad virtual
- 5 Energización Patio 69 KV

1

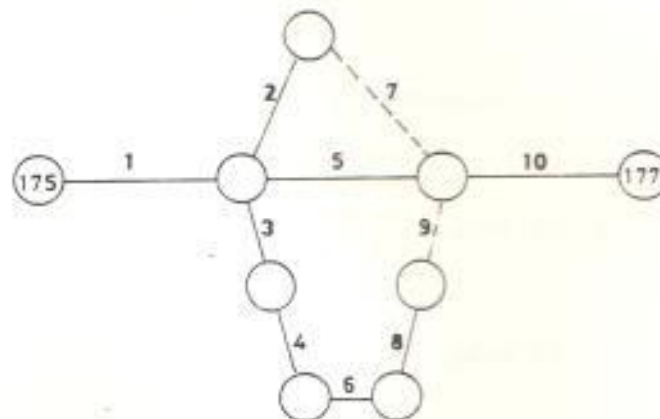
fecha final de actividad a los 257 días

147	149	(Barra 1 230 KV Mil.) desenergización de barra 1 y trabajos en la misma en Milagro
-----	-----	--



		1 Desenergización de barra 1	
		2 Mantenimiento de barra 1	
		3 Mantenimiento de divisores capacitivos de barra 1	
		4 Energización de barra 1	3
149	151	Actividad virtual	0
151	153	(Autot. fase C Mil.) autotransformador fase C de Milagro	14
151	161	(Gab. sec. Pasc.) gabinetes de Patio de todos los seccionadores de Pascuales	13
151	155	(Int. 52-1φ2 Pasc.) Interruptor 52-1φ2 de Pascuales	2
153	175	Actividad virtual	0
155	157	(Int. 52-1Q2 Pasc.) Interruptor 52-1Q2 de Pascuales	2
157	159	(Int. 52-112 Pasc.) Interruptor 52-112 Pascuales	2
159	163	(Int. 52-122 Pasc.) Interruptor 52-122 Pascuales	2
161	165	(Transf. SSAA Pasc.) transformadores de servicios auxiliares T1, T2 y T3 de Pascuales	7
163	167	(Int. 52-132 Pasc.) Interruptor 52-132 Pascuales	2
165	175	(Grup. diesel Pasc.) grupo de emergencia diesel Pascuales	1

167	169	(Int. 52-142 Pasc.) Interruptor 52-142 Pascuales	2
169	171	(Int. 52-142 Pasc.) Interruptor 52-142 Pascuales	2
171	173	(Int. 52-1R2 Pasc.) Interruptor 52-1R2 Pascuales	2
173	175	Actividad virtual	0
175	177	(Desc. Patio 138 Pasc.) Desenergización Patio 138 KV y autotransformadores 230/138 y 138/69 KV en Pascuales y trabajos en alta tensión con la siguiente secuencia :	

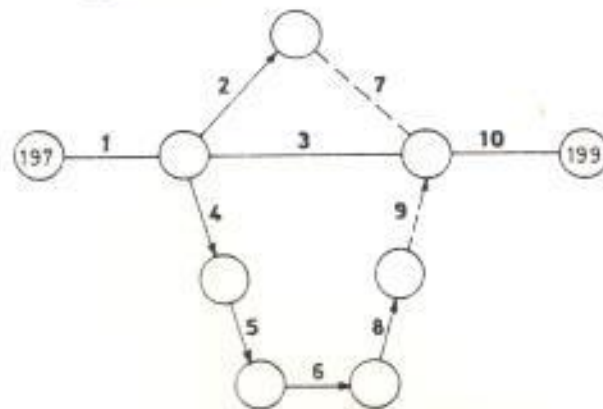


- 1 Desenergización Patio 138 KV y autotransformadores 230/138 y 138/69 KV Pascuales
- 2 Inicio del mantenimiento de autotransformador 138/69 KV Pascuales
- 3 Secc. 89-111 Pascuales
- 4 Sec. 89-121 Pascuales
- 5 Cambio autotransformador fase A por reserva Pascuales
- 6 Secc. 89-1Q1 Pascuales
- 7 Actividad virtual
- 8 Secc. 89-1φ1 Pascuales

		9 Actividad virtual	
		10 Energización Patio 138 KV y autotransformadores 230/138 y 138/69 KV	2
177	179	(Carg. bat. Pasc.) cargadores de baterías y paneles de Pascuales	3
177	197	(Autot. fase A Pasc.) autotransformador fase A de Pascuales	10
177	181	(Int. 52-212 Pasc.) Interruptor 52-212 Pascuales	2
179	189	(Pan. duplex 230 Pasc.) Paneles duplex y relés de protección de circuitos de 230 KV en Pascuales	10
181	183	(Int. 52-222 Pasc.) Interruptor 52-222 Pascuales	2
183	185	(Int. 52-2φ2 Pasc.) Interruptor 52-2φ2 Pascuales	2
185	187	(Int. 52-2U2 Pasc.) Interruptor 52-2U2 Pascuales	2
187	191	(Int. 52-232 Pasc.) Interruptor 52-232 Pascuales	2
189	197	Actividad virtual	0
191	193	(Int. 52-242 Pasc.) Interruptor 52-242 Pascuales	2
193	195	(Sec. 89-1φ3 Pasc.) seccionador 89-1φ3 Pascuales	1
195	197	Actividad virtual	0

197 199

{Des. Patio 138 Pasc.) desenergización
Patio 138 KV y autotransformadores 230/138 KV
en Pascuales y trabajos en alta tensión con
la siguiente secuencia :



- 1 Desenergización Patio 138 KV y autotransformadores 230/138 y 138/69 KV Pascuales
- 2 Final del mantenimiento de autotransformador 138/69 KV Pascuales
- 3 Cambio autotransformador fase B por reserva
- 4 Secc. 89-131 Pascuales
- 5 Secc. 89-141 Pascuales
- 6 Secc. 89-1R1 Pascuales
- 7 Actividad virtual
- 8 Transformadores de potencial de barra principal 138 KV A, B y C
- 9 Actividad virtual
- 10 Energización Patio 138 KV y autotransformadores 230/138 y 138/69 KV

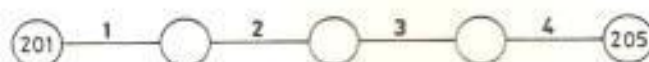
2

199 201

{Des. Quev. 2 secc. Pasc.) desenergización
de posición Quevedo 2 en Pascuales y mantenimiento
en seccionadores



		1 Desenergización Quevedo 2	
		2 Secc. 89-213	
		3 Secc. 89-215	
		4 Energización Quevedo 2	1
199	203	(Autot. fase B Pasc.) autotransformador fase B de Pascuales	10
199	213	(Pan. duplex 138 Pasc.) Paneles duplex y relés de posiciones 138 KV	8
201	205	(Des. Quev. 1 sec. Pasc.) desenergización de posición Quevedo 2 en Pascuales y mantenimiento en divisores capacitivos y pararrayos	



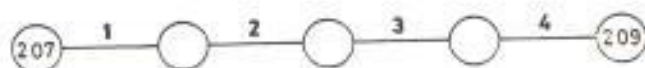
- 1 desenergización Quevedo 2
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 divisores capacitivos A, B y C
- 4 Energización Quevedo 2

203	211	(Int. 52-7W2 Pasc.) Interruptor de reactor RCW de Pascuales	2
205	207	(Des. Quev. 1 sec. Pasc.) desenergización de posición Quevedo 1 en Pascuales y mantenimiento en seccionadores	



- 1 Desenergización Quevedo 1
- 2 Secc. 89-223
- 3 Secc. 89-225
- 4 Energización Quevedo 1

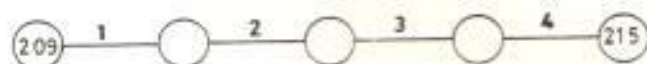
- 207 209 (Des. Quev. 1 dep. Pasc.) desenergización de Quevedo 1 en Pascuales y Mantenimiento en divisores capacitivos y pararrayos



- 1 Desenergización Quevedo 1
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 Divisores capacitivos A, B y C
- 4 Energización Quevedo 1

1

- 209 215 (Des. Mil. 2 sec. Pasc.) desenergización Milagro 2 en Pascuales y mantenimiento en seccionadores



- 1 Desenergización Milagro 2
- 2 Secc. 89-233
- 3 Secc. 89-235
- 4 Energización Milagro 2

1

- 211 217 (Reactor RCW Pasc.) reactor RCW de Pascuales

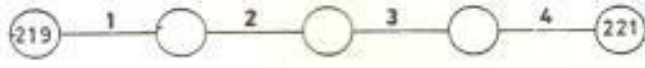
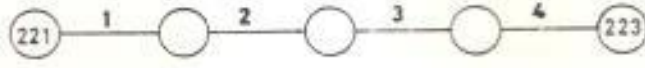
5

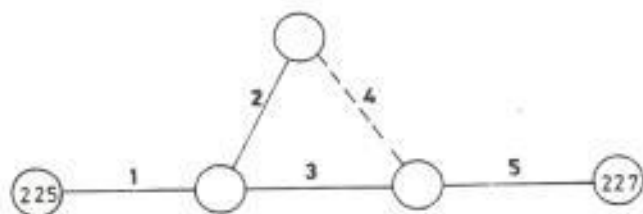
- 213 225 (Pan. duplex 69 Pasc.) paneles duplex y relés de protección de posiciones de 69 KV en Pascuales

2

- 215 219 (Des. Mil. 2 dep. Pasc.) desenergización de Milagro 2 en Pascuales y mantenimiento de pararrayos y divisores capacitivos



		1 Desenergización de Milagro 2	
		2 Pararrayos A, B y C	
		3 Divisores capacitivos A, B y C	
		4 Energización de Milagro 2	1
217	225	Actividad virtual	0
219	221	(Des. Mil. 1 sec. Pasc.) desenergización Milagro 1 en Pascuales y mantenimiento en seccionadores	
			
		1 Desenergización Milagro 1	
		2 Secc. 89-243	
		3 Sec. 89-245	
		4 Energización Milagro 1	1
221	223	(Des. Mil. 1 dep. Pasc.) desenergización Milagro 1 en Pascuales y mantenimiento de pararrayos y divisores capacitivos	
			
		1 Desenergización Milagro 1	
		2 Pararrayos A, B y C	
		3 Divisores capacitivos A, B y C	
		4 Energización Milagro 1	1
223	225	Actividad virtual	0
225	227	(Des. Patio 138 Pasc.) desenergización Patio 138 KV y autotransformador 230/138 KV en Pascuales y trabajos con la siguiente secuencia :	



- 1 Desenergización Patio 138 KV y auto-transformadores 230/138 KV
- 2 Mantenimiento Barras de 138 KV
- 3 Cambio de autotransformador fase C por reserva
- 4 Actividad virtual
- 5 Energización Patio 138 KV y autotransformadores 230/138 KV

227 229

(Des. Sta. El. sec. Pasc.) desenergización posición Sta. Elena en Pascuales y mantenimiento en seccionadores



- 1 Desenergización de Santa Elena
- 2 Secc. 89-113
- 3 Secc. 89-115
- 4 Energización de Santa Elena

229 231

(Des. Sta. El. decp.. Pasc.) desenergización Sta. Elena en Pascuales y mantenimiento en pararrayos y divisores capacitivos.



- 1 Desenergización Santa Elena
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 Divisores capacitivos A, B y C
- 4 Energización de Santa Elena

- 231 233 (Des. Posj. sec. Pasc.) desenergización de Posorja en Pascuales y mantenimiento en seccionadores



- 1 Desenergización Posorja
- 2 Secc. 89-123
- 3 Secc. 89-125
- 4 Energización Posorja

1

- 233 235 (Des. Posj. dep. Pasc.) desenergización Posorja en Pascuales y mantenimiento en pararrayos y divisores capacitivos



- 1 Desenergización Posorja
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 Divisores capacitivos A, B y C
- 4 Energización Posorja

1

- 235 239 (Des. Sal. 2 sec. Pasc.) desenergización Salitral 2 en Pascuales y mantenimiento en seccionadores



- 1 Desenergización Salitral 2
- 2 Secc. 89-133
- 3 Secc. 89-135
- 4 Energización Salitral 2

1

- 227 237 (Autot. fase C Pasc.) autotransformador fase C de Pascuales

10

237 241 (Int. 52-7X2 Pasc.) interruptor 52-7X2 de reactor RCX de Pascuales 2

239 243 (Des. Sal. 2 dep. Pasc.) desenergización Salitral 2 en Pascuales y mantenimiento en pararrayos y divisores capacitivos



- 1 Desenergización Salitral 2
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 Divisores capacitivos A, B y C
- 4 Energización Salitral 2

1

241 249 [Reactor RCX Pasc.] reactor RCX de Pascuales 5

243 245 [Des. Sal. 1 sec. Pasc.] desenergización Salitral 1 en Pascuales y mantenimiento en seccionadores



- 1 Desenergización Salitral 1
- 2 Secc. 89-143
- 3 Secc. 89-145
- 4 Energización Salitral 1

1

245 247 (Des. Sal. 1 dep. Pasc.) desenergización Salitral 1 en Pascuales y mantenimiento en pararrayos y divisores capacitivos



- 1 Desenergización Salitral 1
- 2 Pararrayos A, B y C
- 3 Divisores capacitivos A, B y C
- 4 Energización Salitral 1

1

247	249	Actividad virtual	0
249	253	(Ordenes de trabajo) revisión, y archivo de ordenes de trabajo	7
249	251	(Hojas de vida equip.) revisión y archivo de hojas de vida de equipos	20
251	253	Actividad virtual	0
253	255	(Informe mantenimient.) elaboración del informe anual de mantenimiento de la unidad	10
255	257	(Fin mantenimiento) punto final del mantenimiento, esta actividad no consume tiempo	0

fecha final de actividad a los 364 días

ANALISIS DE RESULTADOS DE PROGRAMA PERT

De la aplicación del programa PERT, al control del mantenimiento de actividades anuales de las subestaciones de la unidad, se han desarrollado las siguientes salidas que se encuentran al final de este capítulo :

- DATOS DE ENTRADA

- TIEMPOS

Los tiempos optimista probable pesimista y promedio (ET). La máquina asume que son iguales al tiempo de duración que se estimó para cada actividad y que fue con el único que se alimentó al sistema 4143.

- DESARROLLO DEL PROGRAMA

Tiempo total promedio = ET = 513 días

Los inicios y finales (tempranos y tardíos) están dados en días contados a partir del inicio del programa, el cual se toma como primer día.

Los márgenes o flotaciones están dadas en días.

Las actividades críticas (CP) no tienen holgura ni inicio y final tardíos.

*Duración calculada del programa de mantenimiento:
280 días.*

- GRAFICO DE BARRAS

Ejecutado a una escala de 1 pulgada igual a 40 días (unidad empleada por el programa del sistema 4143). La duración de la actividad se representa con (+) y la holgura con (-).

Se observa que el tiempo asignado de duración del mantenimiento fue de 364 días (1 año), por el tipo de actividades, las cuales son cíclicas por año, sin embargo en los resultados la duración calculada fue 280 días, pero en realidad no contamos con esos 84 días de margen que se notan a simple vista, es de notar que en el año hay que considerar los días festivos y fines de semana de descanso obligatorio, de manera tal que vendrían a quedar menos de 280 días laborables, convirtiéndose desde este momento nuestro programa en crítico. Justamente aquí se detecta la importancia de realizar en adelante las correcciones continuas a este programa de mantenimiento, centrando la atención en las partes que son susceptibles a causar retraso (los caminos críticos requieren atención). Resultados importantes y positivos pueden obtenerse mediante reducción de la duración de las ac-

tividades críticas, empleo de nuevos recursos, realización paralela de actividades que normalmente se realizarían en serie, etc.

Como el programa no da fechas (calendario), un día cualquiera no determinado en que se inicie el control con nuestro programa, será la fecha de referencia en base a la cual se deberán asignar fechas de inicio y terminación (de acuerdo al número de días asignados por el programa desde el día uno).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La ejecución de las actividades en el campo debe estar acompañada del respectivo instructivo o manual del fabricante del equipo.

Los tiempos expuestos en horas-minutos hombre requerido para cada actividad, en su mayoría son dados en base a experiencia obtenida, de manera que representan un valor muy apegado a la realidad.

Algunos equipos están operando en forma continua, a su capacidad forzada, en algunas subestaciones que se encuentran en los principales centros de consumo de energía eléctrica del país. Debería entonces planificarse a corto plazo nuevos desfogues que alivien la transferencia antes citada para que la misma sólo sea necesaria en las horas de demanda máxima.

El mayor porcentaje de equipos existentes en la unidad son de operación estática, de tal manera que la gran mayoría de daños o averías que puedan presentarse serán de origen eléctrico y en menor número serán los de origen mecánico.

Hemos tratado casi en totalidad sobre mantenimiento preventivo o de control, de manera tal que en base de este

surgirán trabajos no programados que se pueden calificar como correctivos. De acuerdo al régimen continuo con que ha trabajado un equipo y de acuerdo a los años de operación del mismo, deberían hacerse cualquier tipo de pruebas a iniciativa propia del encargado de mantenimiento (adicionales) que las crea conveniente.

En un sistema creciente como el nuestro en que son los equipos de transformación de energía, tales como autotransformadores, los que van a trabajar a plena carga se debe contar con una gran cantidad de repuestos para éstos.

De manera general todas las empresas eléctricas deben dar atención a la adquisición de equipos de prueba y herramientas para trabajos especiales (realizar importaciones si fuera necesario). Pues éste es uno de los principales defectos de que padece el servicio eléctrico en el país.

Se debe unificar la adquisición de los equipos de las instalaciones, de manera tal de tener el mínimo número de suministradores, pues en la unidad y porqué no decir en todo INECEL, se tiene una gama variada de marcas, receptadas de muchos países, trayendo como consecuencia el problema de la escasez de repuestos a veces desde la pieza más insignificante y pequeña.

Se debe capacitar al personal a nivel de ingenieros y tec

nólogos en el área de operación de sistemas interconectados, esto ayudará a mantener el sistema operando en condiciones no lesivas a los equipos.

Se debe capacitar al personal a todo nivel en el área de trabajos en caliente o circuitos con tensión.

Durante la construcción de los equipos (transformadores, interruptores, reactores), deben participar en forma completa conjuntamente con los diferentes suministradores, personal de INECEL que vayan a operar y mantener a los mismos, para que en cualquier momento este personal sea capaz de ejecutar cualquier tipo de reparación por más delicada y difícil que se considere. En mantenimiento de equipos, toda actividad por más insignificante que parezca es de importancia.

Se debe recomendar realizar una tesis acerca de optimización de costos de mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión (como una continuación de esta tesis) cuyo objetivo sea el de recoger información acerca de los costos totales realizados en mantenimientos anteriores, luego actualizar dichos costos, para de esta forma seleccionar (y hacer nuevos reajustes) la programación y control de mantenimiento que ha implicado menores costos y aplicarla en futuros programas.

BIBLIOGRAFIA

1. ANSI C57.12-1973, Transformadores de potencia.
2. ANSI C57.21-1971, Reactores de derivación.
3. ANSI C57.13-1968, Transformadores de medición.
4. Comisión Federal de Electricidad, Procedimiento para pruebas de factor de potencia de aislamientos en equipo eléctrico (México, Abril 1980).
5. Comisión Federal de Electricidad, Operación y mantenimiento de banco de baterías (México, Septiembre 1978).
6. Comisión Federal de Electricidad, Experiencia con problemas de corrosión salina en líneas de transmisión y subestaciones (México, Agosto 1980).
7. Comisión Federal de Electricidad, Experiencia con problemas de puntos calientes en líneas de transmisión y subestaciones (México, Octubre 1980).
8. H. F. Evarts, Introducción al PERT (2da. edición; Barcelona : Sagitario S.A. de Ediciones y Distribuciones, 1971).
9. M. Erazo y C. Hidalgo, Curso de protecciones DOSNI-1-NECEL, Febrero 1984.

10. S. P. Gupta, Mantenimiento de transformadores de potencia.
11. L. A. Latari, Componentes de sistemas eléctricos en condiciones de límites de operación, Electrobras Brasil, Universidad Federal de Minas Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1981.
12. L. C. Morrow; Manual de mantenimiento industrial, Volumen 1, Enero 1973, Capítulo 1.
13. J. D. Morgan, Power apparatus testing techniques, Department of Electrical Engineering University of Missouri-Rolla, 1976, página 23.
14. United States Department of the Interior Bureau of Reclamation Denver-Colorado, "Maintenance schedules and records", Power O. and M. Bulletin n° 18, Enero 10, 1957.
15. Westinghouse do Brasil S.A.-Divisao El-Co, Manual de capacitores.
16. Westinghouse Electric Corporation, Electrical Transmission and distribution.