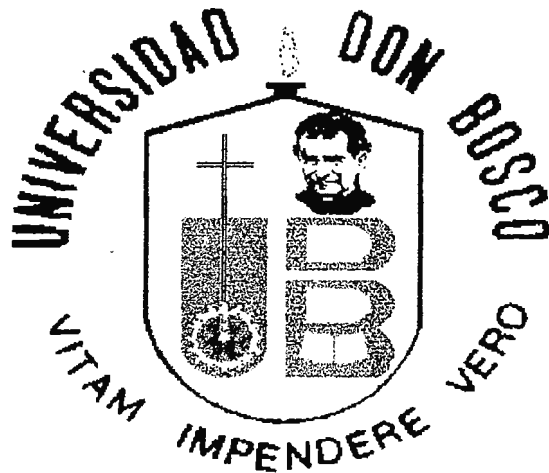


**UNIVERSIDAD DON BOSCO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**



**MANUAL DE MANTENIMIENTO**  
**ELECTRICO PREVENTIVO DE CENTRALES**  
**GEOTERMICAS CON APLICACION A LA PLANTA**  
**DE AHUACHAPAN**

TRABAJO DE GRADUACION  
PARA OPTAR AL GRADO  
DE:



**INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

**MARK WILLARD GARCIA CASTILLO**  
**OMAR ROBERTO SALINAS MULATO**

CIUDADELA DON BOSCO MARZO DEL 2001

**SAN SALVADOR**

**EL SALVADOR**

**CENTRO AMERICA**

# HOJA DE FIRMAS DE APROBACION DEL TEMA DE GRADUACIÓN

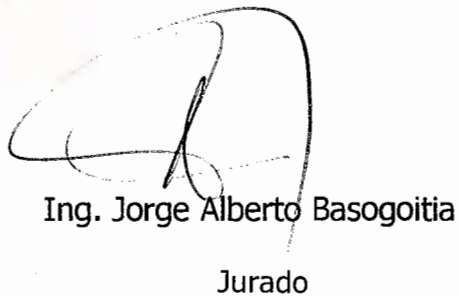
## MANUAL DE MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO DE CENTRALES GEOTÉRMICAS CON APLICACIÓN A LA PLANTA DE AHUACHAPAN



Ing. Fidel Enrique Montti  
Asesor



Ing. Sigfredo Artola Miranda  
Jurado



Ing. Jorge Alberto Basogoitia  
Jurado

## **DEDICATORIA**

### **Mark Willard Garcia Castillo**

Dedico este trabajo a la memoria de mi abuelo que en paz descansa  
Pedro Antonio García Hernández †

### **Omar Roberto Salinas Mulato**

Este trabajo es dedicado a mi hija Marcela Estefanía, a mi esposa Claudia Estela, a  
mis padres y hermanos.

## **AGRADECIMIENTOS**

### **Mark Willard Garcia Castillo**

Agradezco a Dios todo poderoso, y con todo mi amor a mi padre José Alberto García Coto, a mi abuela Concepción del Carmen Coto Deras, a mi hermana Mayra Ivonne García Castillo, a mi sobrino Gerardito por ser parte importante de mi vida, a la ceca mi novia y a mis Amigos Omar Roberto Salinas Mulato y familia, Manuel Antonio Vanegas y familia, Carlos Humberto Jurado Aguilar y familia por todo su apoyo, a Juan José Bonilla Calderón, David Alfonso Rivas, Gabriel Rosales Domínguez, y a mi hijo que aun no nace.

### **Omar Roberto Salinas Mulato**

Agradezco a Dios todo poderoso por haberme permitido culminar con éxito este trabajo, al apoyo incondicional de mi esposa Claudia Estela, a la abuela Lidia del Carmen Ortiz, a mi hija Marcela Estefanía por servirme de incentivo en todo momento, al apoyo moral de mis padres y hermanos, a la colaboración desinteresada de amigos, Mark Willard Garcia Castillo y familia, en especial a Manuel Antonio Vanegas y familia.

**Mark y Omar agradecen a las siguientes personas por su colaboración en la realización de este trabajo:**

Ing. Fidel Enrique Montti por aportar su experiencia profesional en el campo de la ingeniería eléctrica y su valiosa asesoría

Ing. Sigfredo Artola Miranda gerente de producción de GESAL, por poner a nuestra disposición la infraestructura de la Central Geotérmica de Ahuachapán.

**En la Central Geotérmica de Ahuachapán al:**

Ing. Jorge Alberto Castillo Noyola, Ing. Carlos Alberto Sandoval,  
Ing. Rene Maxirano Recinos por su fina atención y profesionalismo.

Y al personal de Operaciones en general.

**En ETESAL (Subestación Soyapango) al:**

Ing. Julio R. Artero, Ing. Marco Tulio Aguilar, Ing. Carlos Rivas Cartagena,  
Ing. Arturo Maza por su aporte profesional y técnico.

## INDICE

Introducción.....	1
Objetivos.....	2
Alcances y limitaciones.....	3
Marco teórico.....	4
Antecedentes.....	10

### CAPITULO I

#### **PROCESO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL GEOTERMICA DE AHUACHAPAN**

Proceso de generación.....	13
Tipos de mantenimiento.....	28

### CAPITULO II

#### **MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO A LA SUBESTACION DE 115 KV, CENTRAL GEOTERMICA DE AHUACHAPAN**

<b>Mantenimiento eléctrico preventivo para interruptores de pequeño volumen de aceite y seccionadores de 115 KV.....</b>	<b>33</b>
Teoría básica del interruptor y seccionador.....	34
Periodos de tiempo sugeridos para el mantenimiento de seccionadores e interruptores de pequeño volumen de aceite.....	36
Normas de seguridad.....	38
Procedimientos para puesta fuera de servicio.....	39
Procedimientos de inspección y limpieza.....	42
Pruebas y mediciones para seccionadores.....	45
Inspección y lubricación en IPVA.....	49
Aceites y grasas para lubricación en IPVA.....	51
Inspección de contactos en IPVA.....	53
Inspección de la unidad de mando en IPVA.....	56
Pruebas eléctricas para IPVA.....	58
Extracción de aceite en IPVA.....	62
Llenado de aceite en IPVA.....	64
Pruebas de aceites en IPVA.....	66
Aceites recomendados para IPVA.....	74

<b>Mantenimiento eléctrico preventivo para Transformadores de corriente de 115 KV.....</b>	<b>77</b>
Teoría básica.....	78
Periodos de tiempo sugeridos para el mantenimiento de TC.....	79
Normas de seguridad.....	80
Procedimientos para puesta fuera de servicio.....	81
Procedimientos de inspección y limpieza.....	82
Prueba de relación de transformación.....	84
Prueba de polaridad.....	87
Prueba de saturación.....	89
Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico.....	95
• Devanado primario contra tierra.....	95
• Devanado secundario contra tierra.....	97
• Devanado primario contra secundario.....	98
Medición de resistencia ohmica de devanados.....	99

<b>Mantenimiento eléctrico preventivo para Transformadores de potencial de 115 KV.....</b>	<b>101</b>
Teoría básica.....	102
Periodos de tiempo sugeridos para el mantenimiento de TP.....	104
Normas de seguridad.....	105
Procedimientos para puesta fuera de servicio.....	106
Procedimientos de inspección y limpieza.....	108
Prueba de relación de transformación.....	110
Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico.....	113
• Devanado primario contra tierra.....	113
• Devanado secundario contra tierra.....	115
• Devanado primario contra secundario.....	116
Medición de resistencia ohmica de devanados.....	117

<b>Mantenimiento eléctrico preventivo para pararrayos de 115 KV.....</b>	<b>120</b>
Teoría básica.....	121
Periodos de tiempo sugeridos para el mantenimiento pararrayos.....	122
Normas de seguridad.....	123
Procedimientos para puesta fuera de servicio.....	124
Procedimientos de inspección y limpieza.....	126
Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico.....	127
Medición de corrientes de fuga.....	129

## **CAPITULO III**

### **MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO A LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA CENTRAL GEOTERMICA DE AHUACHAPAN**

<b>Mantenimiento eléctrico preventivo para Transformadores de potencia de 13.8 / 115 KV.....</b>	<b>132</b>
Teoría básica.....	133
Periodos de tiempo sugeridos para el mantenimiento de transformadores de potencia.....	134
Normas de seguridad.....	136
Procedimientos para puesta fuera de servicio.....	137
Procedimientos de inspección y limpieza.....	138
Pruebas de aceite.....	141
• Rigidez dieléctrica.....	144
• Estado y color.....	148
Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico.....	127
• Devanado primario contra tierra.....	151
• Devanado secundario contra tierra.....	152
• Devanado primario contra secundario.....	153
Medición de resistencia ohmica de devanados.....	155
Prueba de relación de transformación y polaridad.....	160
• Calculo teórico según datos de placa.....	160
• Teoría básica para el uso del TTR.....	162
• Procedimiento.....	167
• %Error de la relación de transformación.....	169
• Verificación de polaridad.....	169
Relé Buchholz.....	171
• Prueba funcional del circuito de alarma y disparo.....	172
• Valores de gas acumulado (fabricación Europea).....	175
• Análisis de gases.....	175
Válvula de seguridad.....	177
• Prueba funcional del circuito de disparo.....	177
• Ajuste de la presión de operación.....	178
Secador de aire.....	180
• Verificación de la silica-gel.....	180
• Secado de la silica-gel.....	182
Sistema de enfriamiento.....	183
• Inspección y pruebas eléctricas.....	183

<b>Mantenimiento eléctrico preventivo para Generadores síncronos de 13.8 KV.....</b>	<b>184</b>
Teoría básica.....	185
Periodos de tiempo sugeridos para el mantenimiento del generador.....	186
Normas de seguridad.....	187
Procedimientos para puesta fuera de servicio.....	189
Procedimientos de inspección y limpieza.....	190
Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico.....	197
• Efecto de la temperatura.....	198
• Devanado contra tierra.....	200
• Devanado contra devanado.....	202
• Calentadores de espacio.....	204
• Cojinetes.....	204
• Excitatriz.....	205
Medición de resistencia ohmica de devanados.....	206
• Generador.....	206
• Excitatriz.....	208
Medición de la resistencia en directa y en reversa del rectificador rotatorio.....	209
Revisión de cuñas del estator del generador síncrono.....	211
Limpieza de devanados.....	216
Barnizado de los devanados.....	219
Protecciones eléctricas del generador.....	221
Protecciones especiales del generador.....	227
Protecciones mecánicas del generador.....	228

**Mantenimiento eléctrico preventivo para motores eléctricos de 4.16 K de las bombas de agua de circulación.....**

<b>de circulación.....</b>	<b>230</b>
Teoría básica.....	231
Periodos de tiempo sugeridos para el mantenimiento de motores de 4.16 KV.....	233
Normas de seguridad.....	235
Procedimientos para puesta fuera de servicio.....	236
Procedimientos de inspección y limpieza.....	238
Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico.....	241
• Devanado contra tierra.....	241
• Devanado contra devanado.....	243
• Calentadores de espacio.....	245
• Cables de potencia.....	245
Medición de resistencia ohmica de devanados.....	246

## **CAPITULO IV**

### **MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO A SWITCHGEAR**

#### **Mantenimiento eléctrico preventivo a barras**

<b>Gabinetes e interruptores de 4.16 KV y 480 V.....</b>	<b>250</b>
Teoría básica.....	251
Periodos de tiempo sugeridos para el mantenimiento del SWITCHGEAR.....	255
Normas de seguridad.....	257
Procedimientos para puesta fuera de servicio.....	259
Procedimientos de inspección y limpieza.....	261
Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico a barras.....	263
• Fase contra tierra.....	263
• Fase contra fase.....	264
Inspección de contactos en interruptores de 4.16 KV.....	265
Inspección y lubricación del mecanismo de Accionamiento en el interruptor de 4.16 KV.....	267
Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico a interruptores de 4.16 KV.....	268
• Fase contra tierra.....	268
• Fase contra fase.....	269
Tensión mínima de operación de las bobinas en interruptores.....	270
Otras pruebas eléctricas.....	271

## **CAPITULO V**

### **MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO PARA MOTORES ELECTRICOS DE LOS EQUIPOS AUXILIARES**

#### **Mantenimiento eléctrico preventivo para motores**

<b>de los equipos auxiliares de 480 V.....</b>	<b>273</b>
Teoría básica.....	274
Periodos de tiempo sugeridos para el mantenimiento de motores de 480 V.....	276
Normas de seguridad.....	278
Procedimientos para puesta fuera de servicio.....	279
Procedimientos de inspección y limpieza.....	280
Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico.....	285
• Devanado contra tierra.....	285
• Devanado contra devanado.....	287

<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>289</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>290</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>292</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>295</b>

## **INTRODUCCION**

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por el área de generación, transmisión, distribución y carga.

Las centrales de generación constituyen un eslabón muy importante dentro de este sistema. En nuestro país existen diferentes tipos de centrales generadoras de energía eléctrica, Hidroeléctricas, Térmicas y Geotérmicas.

En las centrales geotérmicas existen una gran diversidad de equipos, los cuales intervienen en el proceso de generación de energía eléctrica. Tales equipos deben funcionar en condiciones de operación óptima, para mantener la continuidad del servicio energético de la planta y el sistema.

Para mantener la continuidad del servicio es importante proporcionar un práctico y eficiente mantenimiento a los equipos: preventivo, predictivo y correctivo.

El presente manual tiene como objetivo primordial proporcionar una guía clara y práctica acerca de las diferentes pruebas eléctricas y rutinas de inspección preventiva, que se deben realizar a los equipos eléctricos instalados en la central geotérmica de Ahuachapán.

Este manual está constituido por cinco capítulos, dentro de los cuales se abordan el proceso de generación, la subestación de 115KV, los equipos principales, switchgear y los equipos auxiliares.

El manual contiene procedimientos en base a normas ANSI, DIN y ASTM, para efectuar los ensayos para aceite y pruebas eléctricas a los equipos; Sigue las recomendaciones de los manuales proporcionados por los fabricantes, tiene comentarios y aporte de profesionales destacados en el campo de la ingeniería eléctrica.

## **OBJETIVO GENERAL**

- Brindar una información práctica de mantenimiento preventivo para los estudiantes de la UDB.
- Contribuir con la capacitación del personal de la central geotérmica de Ahuachapán, en cuanto a procedimientos de inspección y mantenimiento preventivo eléctrico.
- contribuir al fortalecimiento de la relación Universidad Don Bosco – Central Geotérmica de Ahuachapán, en el campo técnico y práctico de ingeniería contextualizado en el convenio que mantienen ambas entidades.

## **OBJETIVO ESPECIFICO**

- Elaboración de un manual de mantenimiento eléctrico preventivo para los equipos eléctricos de la central geotérmica de Ahuachapán.

## ALCANCES Y LIMITACIONES

### ➤ **ALCANCES:**

Este manual contiene normas de seguridad, procedimientos para sacar de servicio a los equipos, procedimientos de inspección y pruebas eléctricas enmarcadas dentro de lo que es un mantenimiento eléctrico preventivo. Los diferentes procedimientos contenidos en este manual han sido desarrollados para los equipos instalados en la central geotérmica de Ahuachapán, pero estos pueden aplicarse a equipos similares fuera de la central.

### ➤ **LIMITACIONES:**

Dentro de las limitaciones que este manual presenta son:

- ✓ Se excluyen pruebas específicas de laboratorio tales como análisis cromatográfico en los aceites.
- ✓ Falta de los equipos de prueba en la central geotérmica de Ahuachapán, para las diferentes pruebas eléctricas.
- ✓ Poca colaboración, por parte de las personas a las que se les asignó la asesoría de campo dentro de la central geotérmica de Ahuachapán.
- ✓ Falta de información e insumos directamente relacionados con el trabajo de graduación, **no proporcionados por las personas delegadas por parte de la gerencia de GESAL.**

## **MARCO TEORICO**

### **➤ Marco histórico:**

La crisis energética derivada del alza de los precios del petróleo durante la década de los 70's, forzó a muchos gobiernos del mundo ha dedicar esfuerzos en la búsqueda de fuentes alternas de energía, que contribuyeran a una menor dependencia de los hidrocarburos, lo cual, conlleva a grandes logros alcanzados en la explotación de recursos geotérmicos para fines comerciales en algunos países del mundo, tales como EEUU (Geyser), Italia (Lardarello), New Zeland (Wairakel); la ONU, a través del "Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)". En El Salvador, entre 1965 a 1970, se llevaron a cabo una serie de investigaciones encauzadas a la exploración y factibilidad de la utilización de esas fuentes endógenas. CEL por su parte, con la colaboración del Servicio Geológico Nacional, llevó a cabo durante 1953, un estudio preliminar del potencial geotérmico con miras a su explotación comercial para generación de energía eléctrica. Como resultado de esto, fueron evaluadas y clasificadas una serie de áreas de interés geotérmico, tales como: Ahuachapán, Chipilapa y Berlín; a su vez fueron perforados los pozos AH-1 (Ahuachapán), CH-1(Chipilapa), TR-1(Berlín), LE-1(Río Lempa), y SA-1(salitre, Ahuachapán), todos ellos como parte de la fase 1, en la cual, con la perforación del pozo AH-1, se decide enfocar todo el interés en dicho campo, y llevar a cabo la fase 2, a fin de realizar las actividades para una central generadora de 20 - 30 MW. En esta etapa se perforan los pozos AH-5, AH-6, AH-7, AH-9 y AH-10.

En el período comprendido entre 1972 y 1976, CEL contrató los servicios de consultores extranjeros para la ejecución de los diseños y supervisión de la construcción de la primera unidad de 30 MW, hasta su puesta en marcha en junio de 1975.

Paralelamente se desarrolló un programa de perforación de 10 pozos adicionales, para completar la disponibilidad de vapor para una segunda unidad; la cual entró en operación comercial en julio de 1976.

En vista del éxito logrado con ambas unidades, y como resultado de un nuevo estudio de esta actividad, elaborado por consultores extranjeros nuevamente, CEL decide la construcción de una tercera unidad, que entró en operación comercial en marzo de 1980. Esta unidad es del tipo de doble entrada de presión, a fin de utilizar el agua caliente separada (150° C), para producir vapor de baja presión. Así también, se decidió la construcción de un canal de concreto para el transporte de las aguas hacia el mar.

➤ **Marco conceptual:**

Según la **1° LEY DE LA TERMODINAMICA**, la energía no se crea ni se destruye, se transforma. De tal forma que la energía eléctrica es la transformación de otras formas de energía.

Tal es el caso de la utilización de la energía potencial y cinética del agua, calorífica de los combustibles, los vapores extraídos del subsuelo y la energía de fisión nuclear. Las **CENTRALES ELECTRICAS DE POTENCIA** en nuestro país, se clasifican en las siguientes categorías:

✓ **HIDROELECTRICA:** es aquella en la cual, una masa de agua almacenada como un reservorio es una fuente de energía potencial gravitatoria.

A través de la compuerta de bocatoma, el agua del reservorio fluye por la tubería forzada hacia la turbina, la energía potencial gravitatoria se transforma en energía cinética del agua.

Al chocar el flujo con el rodete de la turbina la hace girar, produciendo un torque en el eje. La energía cinética se transforma en energía mecánica, si la turbina esta acoplada a un generador giran como una sola maquina.

Con las revoluciones nominales sé excita la bobina de campo del rotor, induciendo una tensión en los terminales de las bobinas del estator en el generador. La energía mecánica se transforma en energía eléctrica.

## ✓ **TERMICAS:**

- **CENTRALES GEOTERMICAS:** los ríos subterráneos en contacto con el magma (piedra ígnea) generan vapor, el cual se acumula en cavernas del subsuelo.

Con tecnología adecuada es posible ubicar el vapor acumulado para estudiar y cuantificar parámetros de temperatura, presión, densidad, etc.

Cuando se establece la existencia de un reservorio adecuado, se perforan pozos para extraer una masa bifásica (agua – vapor). A la salida del pozo se instala un separador ciclónico, derivando el vapor y el agua por trayectorias diferentes. Al colector del vapor llega el vapor proveniente de los pozos, donde es acumulado.

El vapor es transportado al separador de humedad donde se mejora el título del mismo.

El flujo del vapor se descarga en una turbina produciéndose el giro del rotor. Es decir la energía calorífica del magma se transforma en energía cinética o de presión, la que a su vez se transforma en energía mecánica, y esta en eléctrica a la salida del generador, el cual se encuentra acoplado a la turbina por medio del eje.

- **TURBINAS A GAS:** aquí la trayectoria de los gases es la ruta por la cual fluyen a través de la turbina. Desde la entrada de aire pasando por el compresor, el sistema de combustión, hasta la salida(atmósfera).

Este tipo de maquinas necesita un sistema de arranque, el cual puede ser un motor de combustión interna o un motor eléctrico, acoplándose al eje principal a través de un sistema de embrague (clutch), el cual en un primer momento contribuya a romper la inercia inicial del sistema (compresor, turbina, generador).

Cuando el mecanismo de arranque actúa y se ha acoplado al eje, el aire del ambiente es succionado, filtrado y conducido a través de una serie de etapas dentro del compresor. Generalmente son diecisiete etapas, constituidas por un par de alabes (fijos y móviles), cada una. A través del compresor los alabes móviles son los encargados de succionar el aire, y los fijos, de direccionar el flujo del mismo hasta la salida del compresor. A medida el aire atraviesa estas etapas el flujo de aire se comprime y la presión aumenta, con lo cual tenemos a la salida del compresor un chorro de aire.

Este chorro, entra a la zona de combustión a través de agujeros distribuidos en cada alineador. El combustible se provee desde un tanque externo provisto de líneas de flujo que terminan en las toberas de inyección. Las toberas impulsan el flujo a la cámara de combustión, en donde se mezcla con el aire comprimido, produciéndose la ignición con una o dos chispas provenientes de las bujías, haciendo que la flama se propague hacia las demás cámaras existentes.

Los gases calientes producidos son enviados hacia la turbina, es decir, que en cada fila de toberas, la energía cinética del chorro de gas se incrementa, asociada con una caída de presión, la cual es absorbida como trabajo útil por los alabes del rotor, produciendo un torque en el eje principal del conjunto turbina – generador, siendo así, que la energía mecánica giratoria del eje del conjunto, se transforma en energía eléctrica a la salida del generador.

- **MOTORES DE COMBUSTION INTERNA:** estos motores generalmente son a diesel, pero para la operación continua son alimentados con combustible pesado N° 6 (**BUNKER**).

El **BUNKER** para su utilización es sometido a un a un proceso de separación de sólidos, por medio de un separador centrifugo.

También es necesario incrementar su temperatura, debido a la alta viscosidad que este presenta, lo cual se logra, mediante los generadores de vapor(calderas) para mantener un punto optimo de viscosidad en el combustible.

Este es transportado por medio de un sistema de bombas hacia el motor.

El combustible es llevado a la cámara de combustión por medio de las bombas de inyección. Los motores de combustión interna tienen acoplado un turbo cargador, el cual aprovecha los gases de escape para impulsar una turbina que mueve el compresor, y así succionar el aire del ambiente, para llevarlo a la cámara de combustión, en donde el aire y el combustible reaccionan produciendo una explosión la cual hace un trabajo sobre el pistón dentro del cilindro. La energía calorífica del gas se transforma en energía mecánica en el cigüeñal del motor.

El eje del generador y el cigüeñal, están acoplados como un eje común en el cual ambos giran a las r.p.m.'s nominales constantes (el gobernador es el que mantiene las r.p.m.'s constantes), mediante la regulación del flujo de combustible en el primotor. La energía mecánica en el eje se transforma en energía eléctrica a la salida del generador.

El vapor que se utiliza para elevar la temperatura del combustible, se obtiene de las calderas que trabajan con los gases de escape de la combustión, quemadores externos o combinación de ambos.

Se concluye que en todos los tipos de centrales eléctricas, el rotor del generador es manejado por una potencia mecánica suministrada por un primotor, el cual deberá tener la propiedad de mantener constante la velocidad a cualquier carga, además de un campo magnético estable para la excitatriz. Mediante esta fuente de excitación de D.C. se genera un campo magnético rotacional, el cual induce en los devanados estáticos, tres voltajes desfasados  $120^\circ$  eléctricos entre sí, a la salida del generador. Dicho voltaje depende del flujo magnético, frecuencia y construcción de la máquina.

## **ANTECEDENTES**

En El Salvador, a través de los años, se ha notado que el recurso de la energía eléctrica ha ido creciendo paralelamente con la demanda, estrechamente ligada al aumento de la población y el sector industrial, para los cuales es de vital importancia dicho recurso.

En tal sentido, el esfuerzo por parte de las compañías generadoras ha sido grande, pues desde la inauguración de la central hidroeléctrica **5 de noviembre** con una capacidad inicial de 30 MW, hasta la actualidad, se ha incrementado la capacidad de generación de todo el sistema, de acuerdo a la demanda de energía del país, ver tabla 1, en la sección de anexos.

Como puede observarse desde el inicio de la operación del sistema, se incorporaron proyectos que utilizan recursos naturales, tales como la **HIDROENERGIA**, pero también fue necesario la construcción de **CENTRALES TERMOELECTRICAS**, primero para suplir la demanda creciente de energía eléctrica, y segundo, por el déficit energético que se presenta durante las hidrologías críticas. Y luego surgen las **CENTRALES GEOTERMICAS**, como una opción para el aprovechamiento del recurso natural geotérmico disponible en nuestro país, a partir de los estudios realizados en este campo entre 1965 y 1970. La estructura de la capacidad instalada por tipo de recurso a variado a través del tiempo. En sus primeros once años de existencia **CEL** explotó solamente el recurso hidráulico, pero al finalizar este periodo se incorpora el recurso térmico, que en 1970 llegó a constituir el 42% de la capacidad instalada. Siendo hasta el último quinquenio de la década de los 70 que se incorpora el recurso geotérmico.

Actualmente la capacidad instalada del sistema **CEL** es 1104.4 MW, incluyendo 144.5 MW de capacidad instalada en **NEJAPA POWER**, central térmica privada.

En la gráfica 1, se muestra la estructura de la capacidad instalada por tipo de recurso hasta la fecha. Lo cual significa que **CEL** posee el 78.4% de la capacidad total del sistema eléctrico nacional.

Por otra parte, las tasas de crecimiento anual de la producción neta del sistema CEL, desde 1970 a 2000, señalan un comportamiento clasificable en cuatro periodos:

- ✓ De 1970 – 1980, se registro un crecimiento regular y sostenido de 9.6% anual promedio.
- ✓ De 1981 – 1992, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se deprimió debido a la crisis económica, producto del conflicto armado, llegando a un crecimiento anual promedio del 4.1%.
- ✓ De 1993 – 1995, las tasas de crecimiento se elevaron abruptamente gracias a la reactivación de los sectores productivos, hasta un crecimiento anual promedio del 9.7%, ya en periodo de posguerra.
- ✓ De 1996 – 2000, el comportamiento de la producción registra un crecimiento menos acelerado, merced a un menor dinamismo de la demanda de energía eléctrica, como resultado de una actividad económica en desaceleración, que hizo descender la tasa de crecimiento promedio hasta un 5.3%, ver gráfica 2, en la sección de anexos.

En lo que se refiere al comportamiento de la demanda de energía eléctrica, como se puede observar en la gráfica 3, se observa que la demanda máxima entre el periodo de 1988 a 1998, fue en el año de 1993, mostrando una variación decreciente los siguientes cinco años.

Referente a la demanda final de energía eléctrica, esta muestra una tendencia de crecimiento para el mismo periodo, siendo de 3376 **GW-h** la máxima demanda registrada en 1998, ver gráfica 3, en la sección de anexos.

## **CAPITULO I**

# **PROCESO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL GEOTERMICA DE AHUACHAPAN.**

## PROCESO DE GENERACIÓN

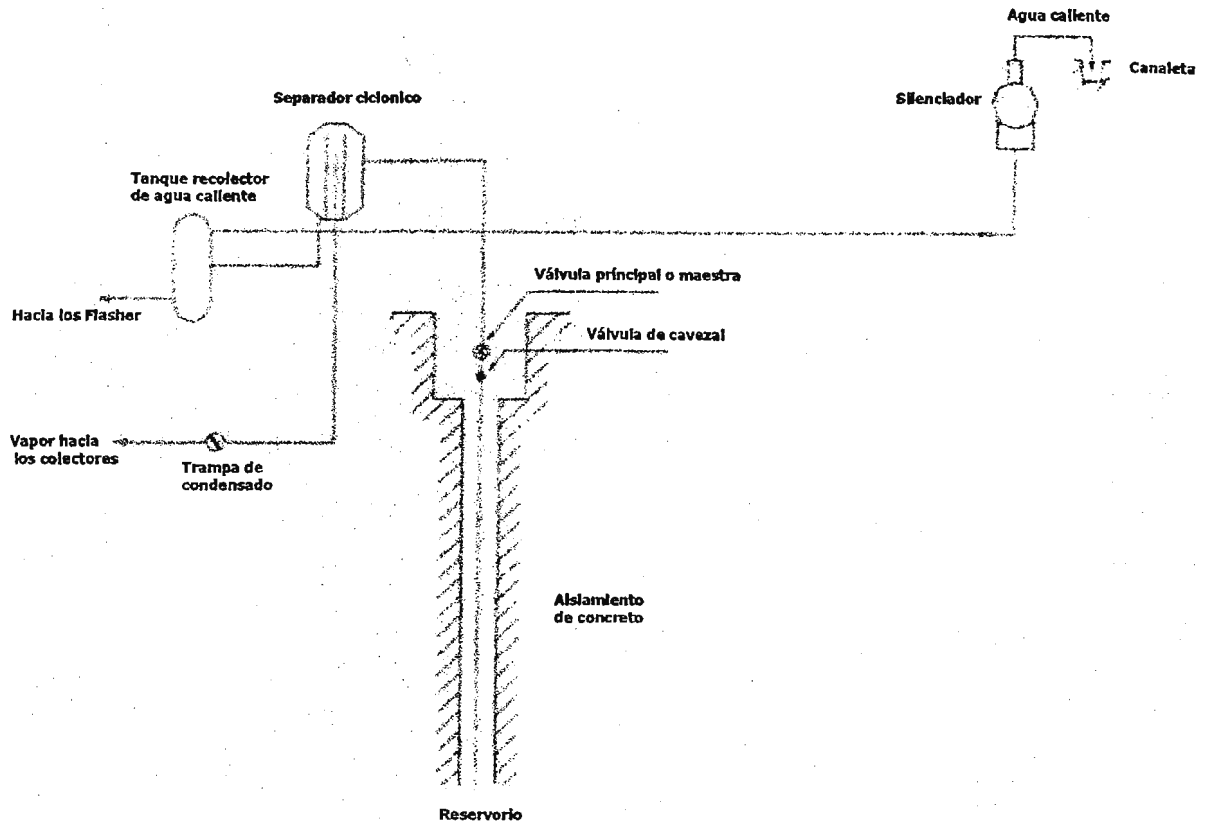
En El Salvador en la década de los años 70, con motivo del déficit energético causado por la creciente demanda de energía eléctrica e hidrologías críticas, surgió la opción para el aprovechamiento del recurso natural geotérmico, para este propósito se llevó a cabo un estudio de prefactibilidad el cual determinó la ubicación exacta de las diferentes concentraciones de vapor que con la tecnología adecuada fue posible estudiar y cuantificar los parámetros de temperatura, presión, densidad, etc., requeridos para la explotación formal del vapor del subsuelo y usarlo como una fuente de energía.

En el estudio de factibilidad se establecieron los planes detallados del diseño y de la implementación de los trabajos de construcción de la central de generación de energía eléctrica en el campo geotérmico de Ahuachapán. En la actualidad existen tres unidades generadoras instaladas, dos de 30 MW y una de 35 MW; las unidades 1 y 2 son iguales, del tipo doble flujo, con 5 etapas de vapor de media presión; la unidad 3 es del tipo doble flujo con 7 etapas de vapor 5 de media presión y 2 de baja presión. Constituyéndose en una central de energía eléctrica que opera por medio de la utilización de tecnología que aprovecha los recursos naturales del país, el proceso de generación de energía eléctrica utilizando el vapor geotérmico, se inicia al extraer la masa bifásica (agua-vapor) del reservorio productor en los diferentes pozos donde se acumula el vapor.

En la boca del pozo existen dos válvulas principales: una cuya función es habilitar un manómetro para medir la presión del pozo y la otra que sirve para regular el flujo de la mezcla vapor-agua que se dirige al separador ciclónico.

En el separador ciclónico, el vapor y el agua son separados para propósitos diferentes:

El líquido es dirigido hacia el tanque de agua caliente, en donde el vapor que se desprende del agua, se dirige hacia un silenciador atmosférico, el cual amortigua el impacto sonoro que se produce al descargar el vapor a la atmósfera. Ver figura 1.1.



**Figura 1.1, Diagrama de extracción de vapor**

El líquido a la salida del tanque de agua caliente se dirige hacia los vaporizadores, aquí el agua caliente proveniente de algunos pozos se transporta a través de una tubería de acero de 12" que justo antes de llegar a estos reduce su sección provocando que parte del flujo cambie de fase generándose vapor de baja presión a  $1.6 \text{ Kg./cm}^2$  y  $110 \text{ }^\circ\text{C}$ .

El agua residual en el silenciador y la salida de los vaporizadores es enviada vía canal de concreto hacia el océano pacífico.

El vapor de media y baja presión es dirigido a sus respectivos colectores, existen tres colectores de media presión y uno de baja presión. Los colectores de vapor de media presión están interconectados entre sí, y la salida de cada uno de ellos alimenta a su

correspondiente unidad. En cambio la salida del colector de baja presión únicamente está conectada a la unidad tres.

Todos los colectores de vapor tienen instalado un silenciador. Si la presión del colector de media presión se incrementa más de 5.7 Kg./cm<sup>2</sup> opera una válvula de alivio de presión, descargando vapor a la atmósfera por el silenciador para mantener la presión nominal. En el colector de baja presión esta válvula de alivio actúa cuando la presión excede el valor de 1.6 Kg./cm<sup>2</sup>.

El vapor de los colectores excepto el de baja presión es dirigido a los separadores de humedad en donde se le mejora la calidad obteniendo vapor seco. La mayor parte del vapor seco se utiliza para mover las turbinas y una pequeña parte para los eyectores del condensador que son utilizados para eliminar o desechar los gases no condensables que afectan la condensación del vapor.

En la turbina el vapor de media entra con una presión de 4.5 Kg./cm<sup>2</sup> a 160 °C de temperatura y está conectada con esta, a través de tuberías con aislamiento adiabático. La válvula de admisión de la turbina permite la entrada a la caja de vapor. El gobernador de la turbina regula la entrada de vapor a la primera etapa de álabes fijos, los cuales orientan el flujo hacia la primera etapa de álabes móviles; después de realizar trabajo sobre la primera etapa de álabes móviles, el flujo pasa a la segunda etapa de álabes fijos y se repite la acción hasta la última etapa de álabes móviles. En la unidad 3 aparte del vapor de media, entra además el vapor de baja presión a 1.4 Kg./cm<sup>2</sup> a 160 °C, entre la quinta y sexta etapa. Ver figura 1.2a, b, c.

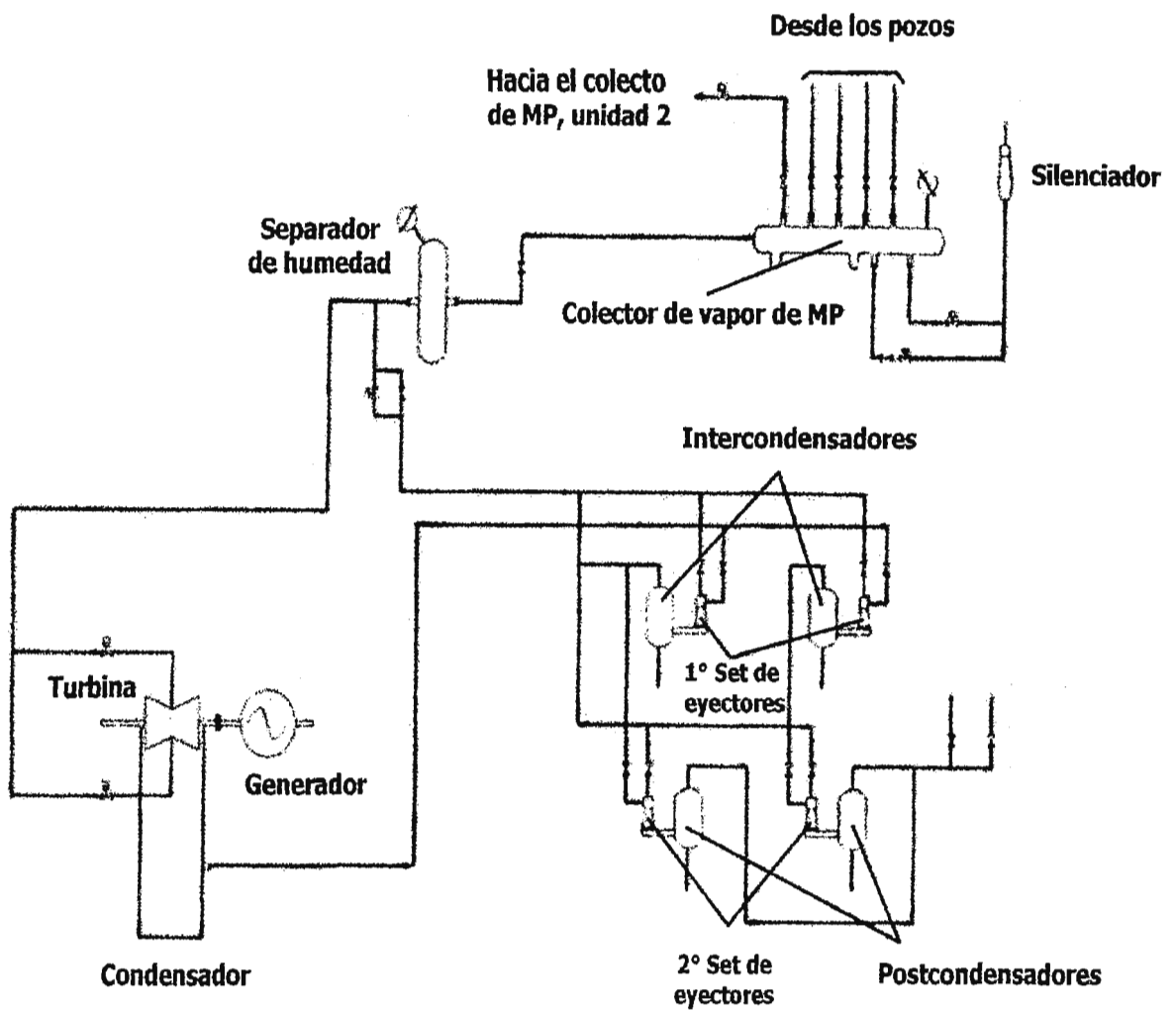


Figura 1.2a, Diagrama de flujo de vapor, Unidad 1.

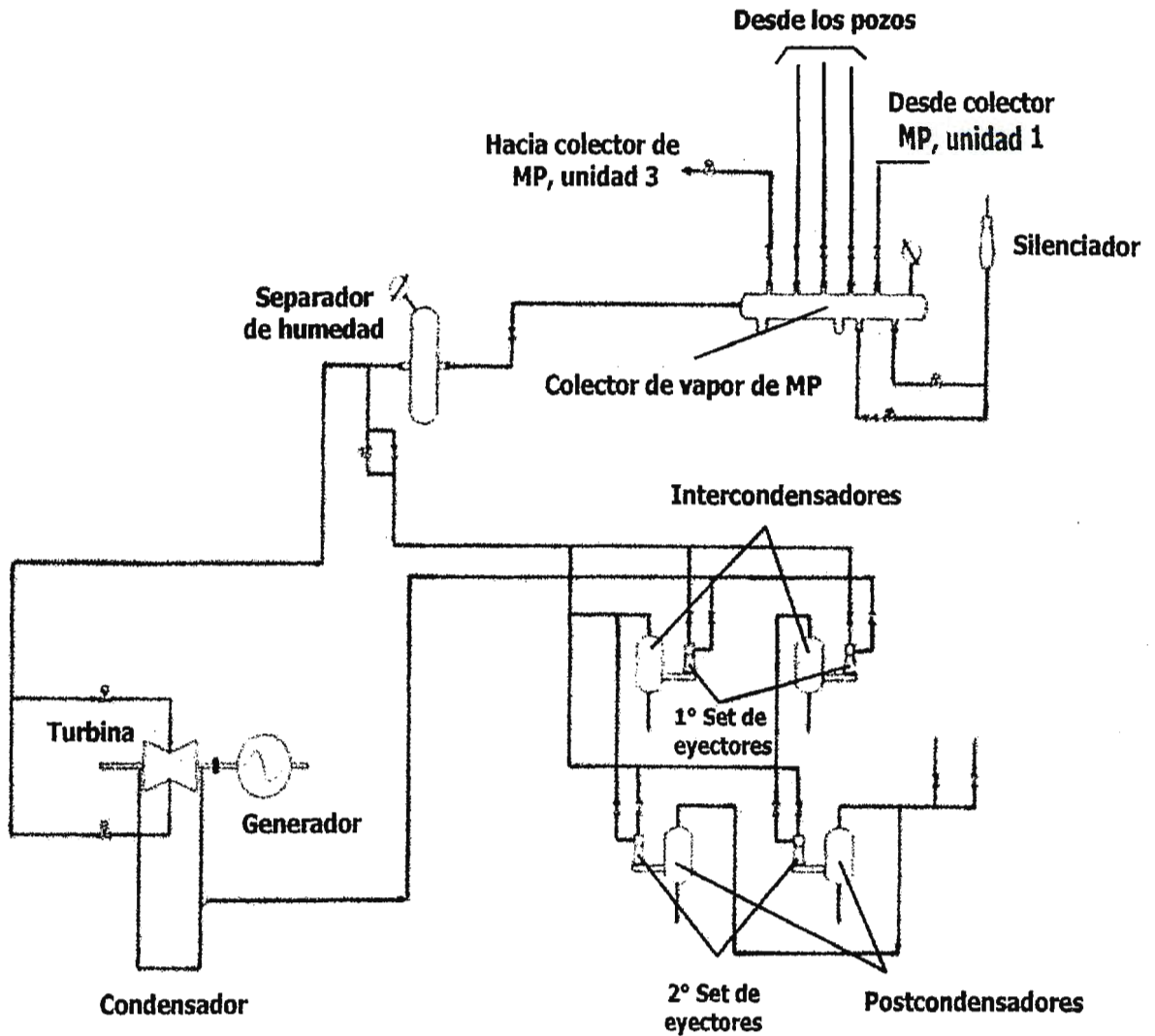


Figura 1.2b, Diagrama de flujo de vapor, Unidad 2.

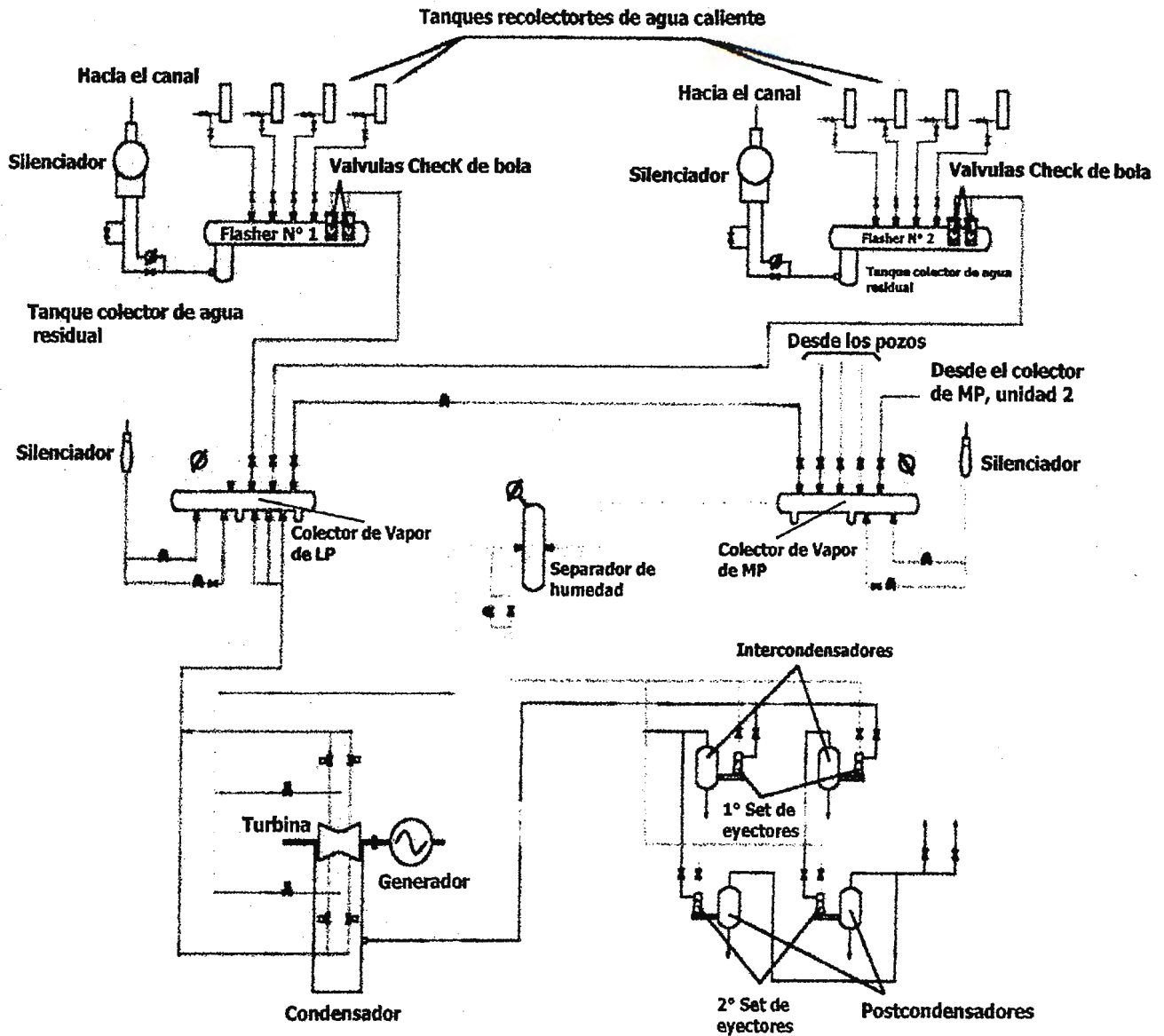
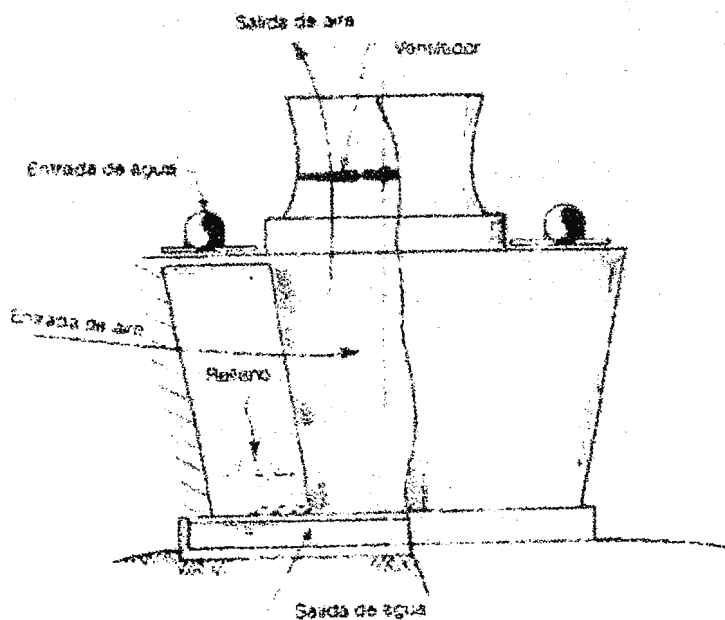


Figura 1.2 c, Diagrama de flujo de vapor, Unidad 3.

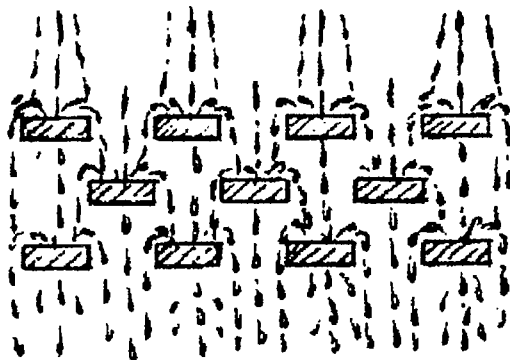
Después de completar su trayectoria y haber perdido presión, debido a su expansión el vapor es absorbido por el condensador, la presión interna del condensador es negativa es decir vacío, para lo cual se utiliza eyectores y/o bombas de vacío.

El condensador es un intercambiador de calor, donde el agua fría se mezcla con el vapor-agua caliente. Durante el intercambio de calor el agua fría se calienta y el vapor se enfría. El agua caliente pasa a través del tubo piezométrico hasta el pozo de condensado. El agua de refrigeración debe ser enfriada de nuevo, para que su acción sea efectiva, por lo cual es impulsada por bombas de agua de circulación (BAC) hacia la parte superior de la torre de enfriamiento, la torre de enfriamiento es del tipo de flujo cruzado tiro inducido lo que significa que dispone de ventiladores extractores para sacar el vapor del agua, ver figura 1.3.



**Figura 1.3, Sección de una torre de enfriamiento de flujo cruzado y tiro inducido.**

El agua se descarga en celdas, la cuales se encargan de distribuirlas uniformemente y utilizando dispersores la dejan caer hacia la base, pero en su trayectoria se encuentra con una serie de obstáculos "barras de salpicadura" contra los que choca constantemente, de tal manera que las moléculas de agua se pulverizan, ver figura 1.4.



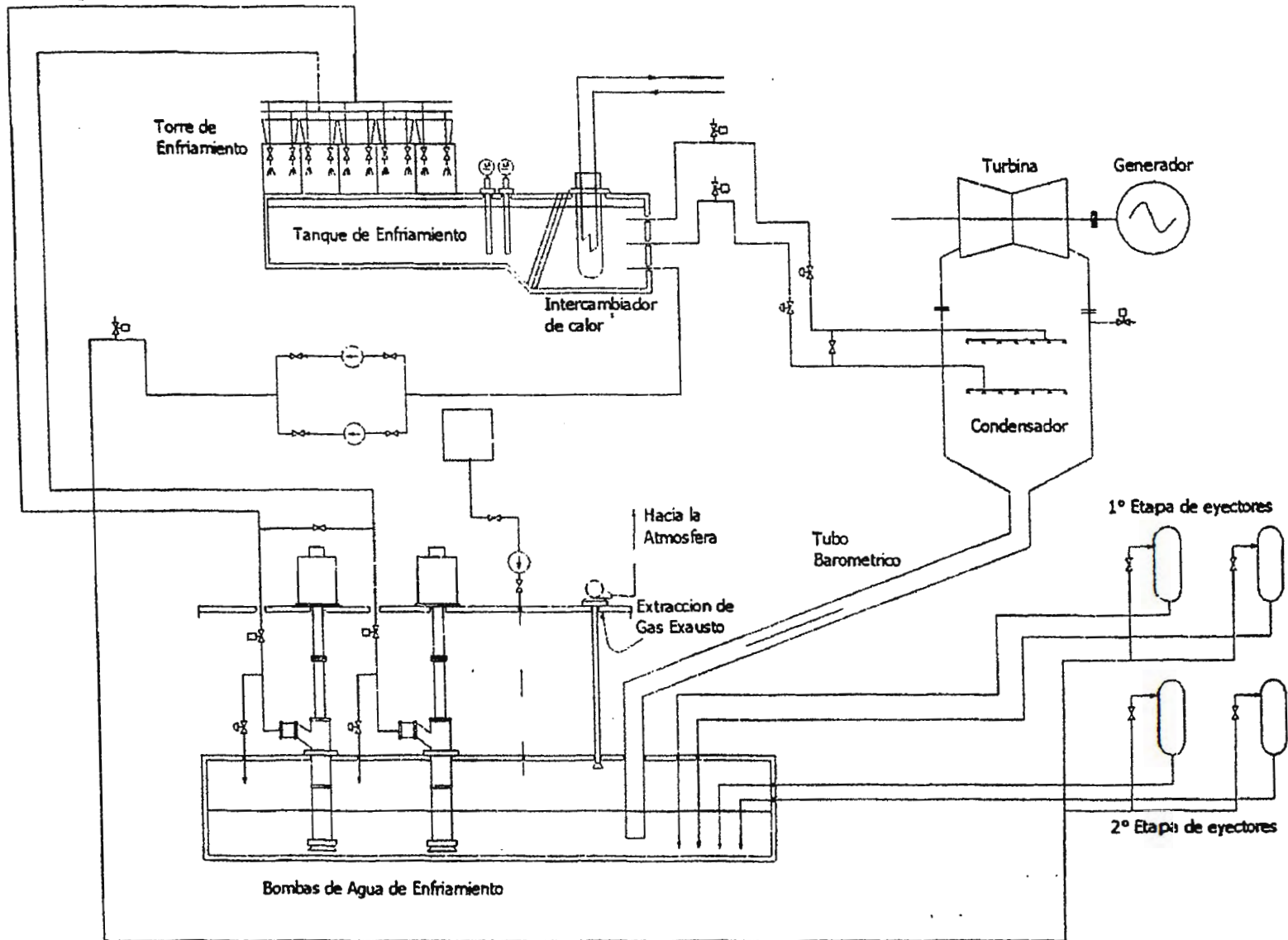
**Figura 1.4, Barras de salpicadura.**

Los extractores de calor crean un flujo de aire de abajo hacia arriba, este flujo ascendente de aire fresco choca con una lluvia de partículas de agua caliente que cae desde la parte superior de la torre, produciéndose el intercambio de calor, calentándose el aire y enfriándose el agua de 45 °C a 27 °C.

En la base de la torre se acumula el agua que es enviada por succión (vacío) hacia el condensador para efectuar su trabajo de enfriar el vapor y condensarlo; normalmente, la estructura de la torre es de madera especialmente tratada, resistente al ataque de hongos y del agua, para efectos de no dañar la estructura de la torre, el agua debe ser tratada manteniendo un Ph neutral, eliminándole además hongos, líquenes y otros.

En la torre existe un control de nivel, cuando este nivel máximo es excedido el sobre flujo de agua es enviada vía canal de concreto al Océano Pacífico. Ver figura 1.5.

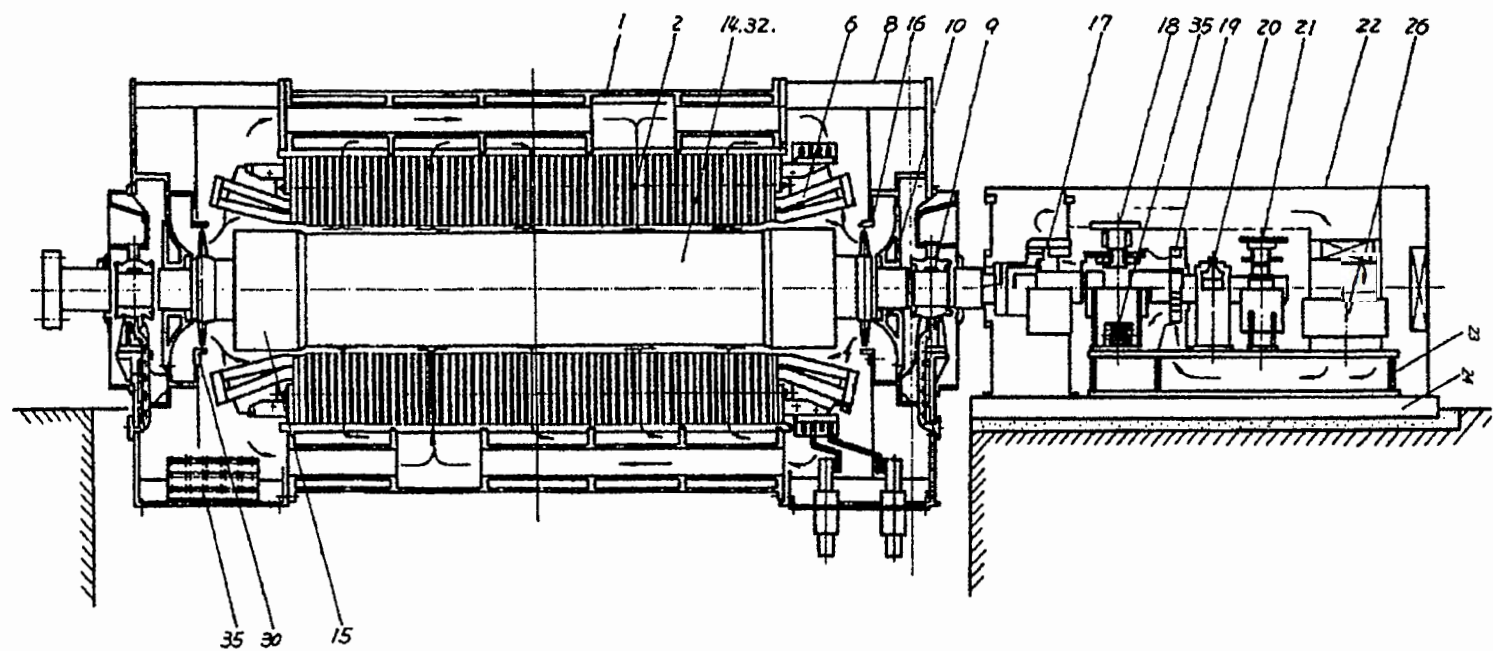
Figura 1.5, Diagrama del sistema de agua de enfriamiento



La velocidad de sincronismo de las turbinas es de 3600 RPM y esta deberá permanecer constante para cualquier variación de carga, función que realiza el gobernador de la turbina, a través de la regulación de la cantidad de vapor que entra a la misma, es decir, si la carga en el generador aumenta, la velocidad tiende a disminuir ocasionando que se abra mas la válvula de admisión de vapor, para aumentar el torque y así recuperar la velocidad nominal. Por el contrario, si la carga en el generador disminuye la velocidad aumenta por lo cual, la válvula de admisión de vapor se cierra para recuperar la velocidad nominal.

Acoplado rígidamente al eje de la turbina está el rotor del generador, el generador síncrono de rotor cilíndrico, es de dos polos y tiene un sistema de excitación sin escobillas (BRUSHLESS); compuesto por el generador de magneto permanente, un excitador de A.C. y una unidad rectificadora, los cuales están montados sobre un eje común que va conectado al eje del generador, a todo este sistema se le llama excitatriz y es la que se encarga de proveer la fuente de D.C. al circuito de campo del generador. Ver figura 1.6

Figura 1.6, Estructura del generador síncrono y la Excitatriz



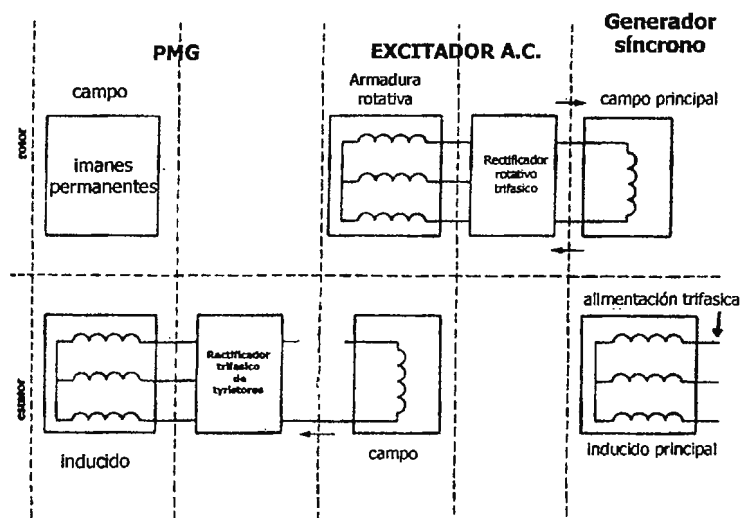
- |                            |                              |                                    |                           |
|----------------------------|------------------------------|------------------------------------|---------------------------|
| 1. Bastidor del estator    | 14. Eje del rotor            | 20. Pie del cojinete del excitador | 30. Guía de aire          |
| 2. Núcleo del estator      | 15. Anillo retén             | 21. Generador magnético permanente | 32. Bobina del rotor      |
| 6. Bobina del estator      | 16. Ventilador axial         | 22. Tapa del excitador             | 35. Calefactor de espacio |
| 8. Soporte del cojinete    | 17. Rectificador rotatorio   | 23. Bancada común del excitador    |                           |
| 9. Buje del cojinete       | 18. Excitador de C.A.        | 24. Bancada                        |                           |
| 10. Empaquetadura sellante | 19. Ventilador del excitador | 26. Enfriador del excitador        |                           |

El generador de magneto permanente (PMG), esta constituido por los imanes permanentes en el rotor (campo), y las bobinas de inducido ubicadas en el estator (armadura) Cuando el rotor gira, los imanes permanentes crean un campo magnético giratorio, el cual induce un sistema de voltajes trifásicos alternos en las bobinas del inducido.

Este sistema de voltajes alternos se rectifica a corriente continua con un banco rectificador trifásico de tyristores de onda completa. Esta corriente alimenta al excitador AC, el cual esta constituido por una armadura rotativa y los electroimanes ubicados en el estator.

La corriente continua alimenta los electroimanes del excitador AC (campo), induciendo un sistema de voltajes trifásicos alternos en las bobinas del rotor. (armadura rotativa)

Este sistema de voltajes alternos se rectifica nuevamente con un rectificador trifásico rotatorio, produciendo una corriente continua que alimenta al circuito de campo (rotor) del generador síncrono, el cual induce en los bornes de los devanados estatoricos (armadura), un sistema de voltajes trifásicos de 13.8 KV desfasados 120° eléctricos entre sí, dicho voltaje depende del flujo magnético y de la frecuencia de rotación de la turbina. Ver figura 1.7



**Figura 1.7, Excitador sin escobillas**

Las variaciones en la carga del generador tienden a variar el voltaje de salida, siendo la misión del regulador automático de voltaje (A.V.R.); el detectar rápidamente dicha variación y ajustar la excitación para mantener el voltaje de salida, en el rango normal de operación.

La detección y el ajuste de la corriente de campo que realiza el AVR, se lleva a cabo de la siguiente manera:

El voltaje y la corriente a la salida del generador síncrono son reducidos por transformadores de potencial y corriente, para propósitos de control en los circuitos electrónicos del AVR, medición y protección.

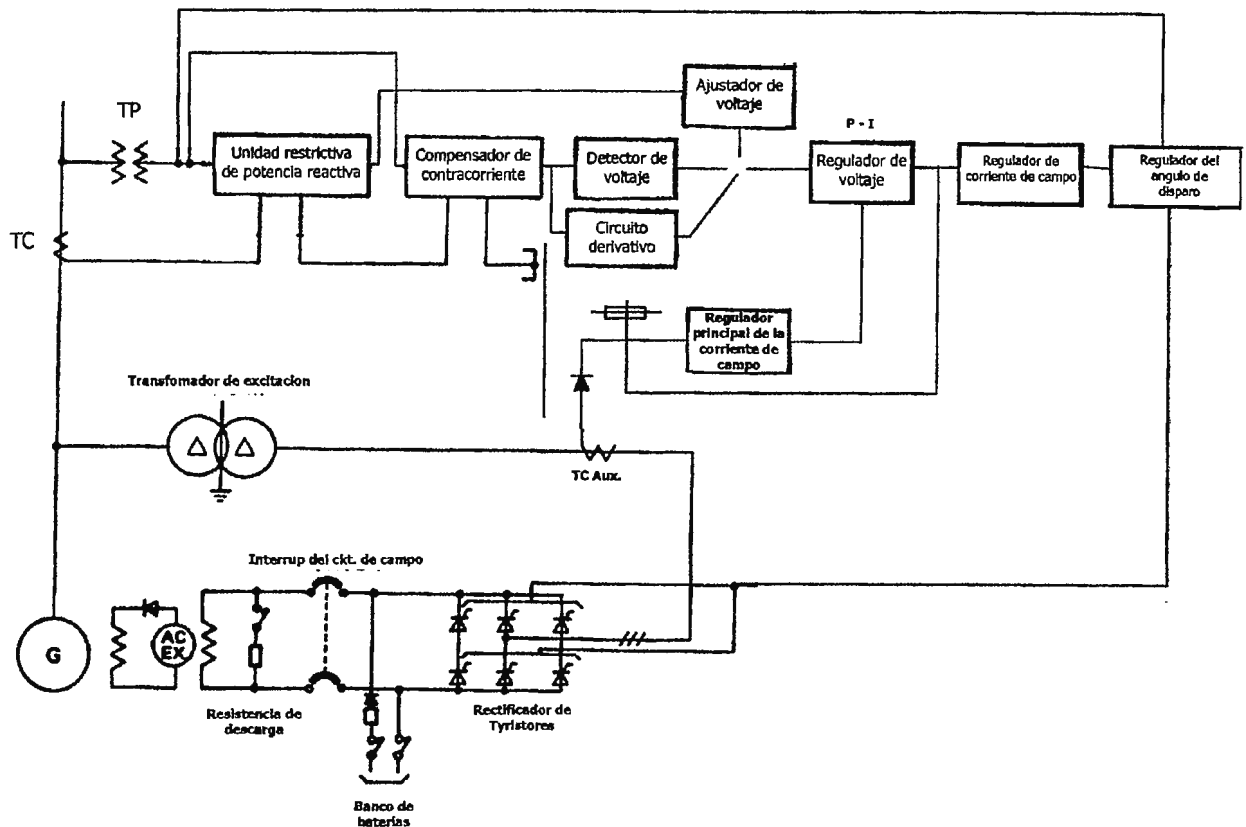
La corriente terminal referida por el TC, alimenta un circuito que restringe la potencia reactiva (en atraso/ adelanto), para que el generador pueda operar en condiciones seguras sin sobrepasar sus límites.

El voltaje terminal referido por el TP, es aplicado a un detector de voltaje a través de un compensador de contracorriente. (cross current compensator) La señal del detector de voltaje es comparada con el valor de ajuste (setting value), del circuito ajustador de voltaje (90R); La diferencia es procesada por un regulador de voltaje. Este es un regulador Proporcional-Integral (PI), la ganancia óptima es tomada por la acción proporcional, y el error compensado es reducido por la acción integradora, por lo cual la respuesta es rápida y el sistema no tiene error de compensación.

En este sistema de excitación sin escobillas, la respuesta está generalmente atrasada con respecto al sistema de tiristores, debido al excitador AC. Para solventar este rechazo en la respuesta, un regulador de corriente de campo y un circuito derivativo incompleto con una banda muerta, son utilizados en este sistema. El regulador de corriente de campo está constituido por un control de lazo cerrado con una señal de retroalimentación de la corriente de campo.

El atraso en el excitador AC, es compensado por la ganancia y la acción integradora de este regulador. El circuito derivativo proporciona una señal que restaura el voltaje a la salida del generador, cuando la variación de voltaje excede en un 3%, del valor nominal. Este circuito no responde para cambios ligeros de voltaje.

Este sistema también está provisto con un regulador de ángulo de disparo del banco de tiristores, el cual convierte la señal del regulador de corriente de campo, en pulsos para activar las compuertas de los tiristores y así llevar a cabo el control automático de la corriente de campo en el excitador AC, del sistema de excitación antes descrito. Ver figura 1.8

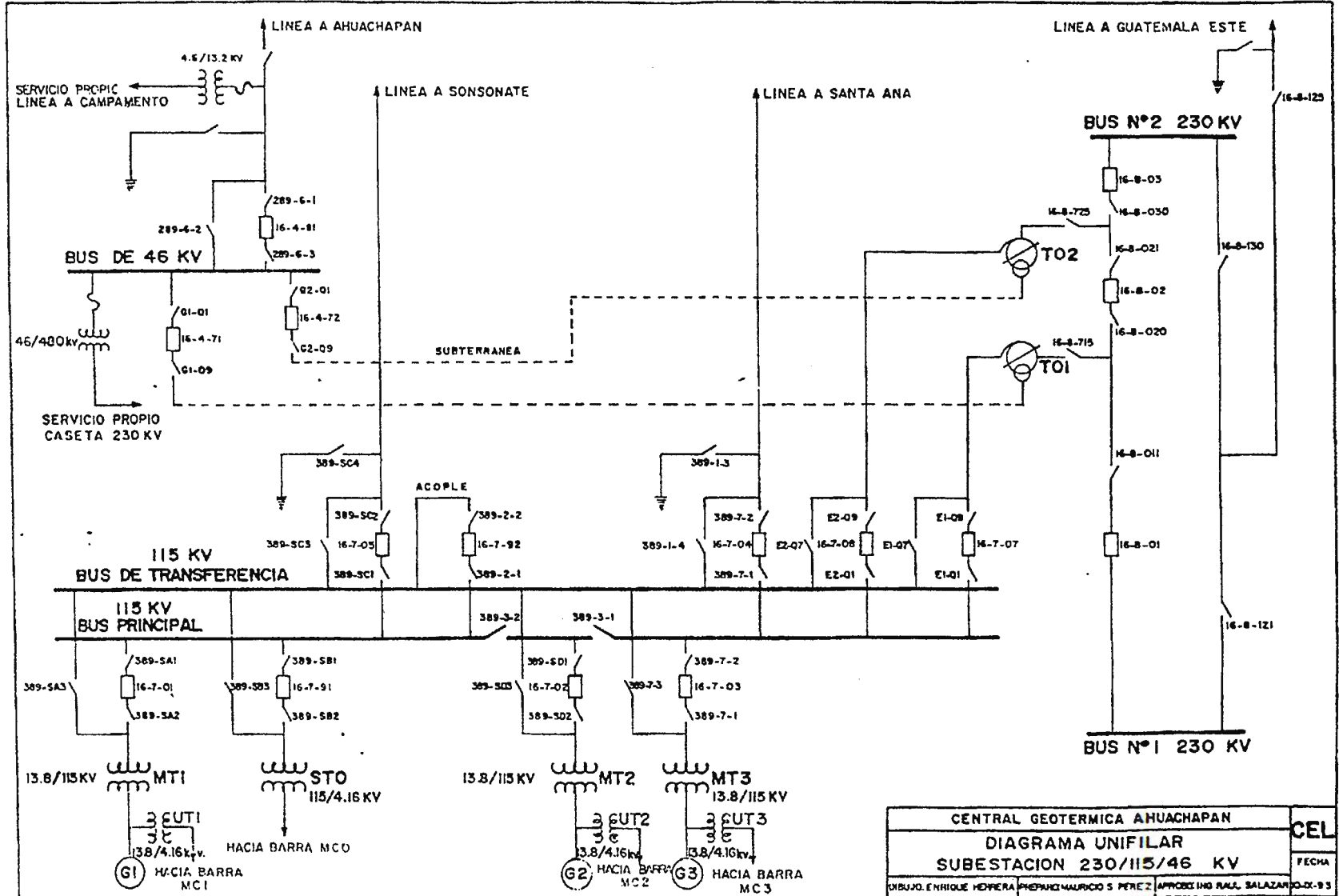


**Figura 1.8, A. V. R. Diagrama de bloques**

A la salida del generador están conectados dos transformadores, un transformador de unidad (TU) cuya función es reducir el voltaje de 13.8KV a 4.16.KV para alimentar la barra MC, de ésta un transformador auxiliar se encarga de bajarlo a 480V para suplir la barra PC que contiene los equipos auxiliares de la turbina.

Y un segundo transformador principal (MT) que eleva el voltaje de 13.8KV a 115KV, para sincronizar y transferir la carga al bus principal de 115KV a 60 HZ. Del bus principal la energía es enviada hacia la red, para su transmisión, distribución y utilización, ver figura 1.9.

Figura 1.9, Diagrama Unifilar, Subestación 230 / 115 / 46 KV



CENTRAL GEOTERMICA AHUACHAPAN		CEL
DIAGRAMA UNIFILAR		
SUBESTACION 230/115/46 KV		FECHA
DRIBUJO: ENRIQUE HERRERA	PREPARACION: MAURICIO S. PEREZ	APROBACION: RAUL SALAZAR

## **TIPOS DE MANTEIMIENTO**

### **CONCEPTOS BASICOS DE LOS TIPOS DE MANTENIMIENTO.**

#### **DEFINICION DE E MANTENIMIENTO**

Es una serie de acciones que se ejecutan con el objetivo de predecir, prevenir y corregir anomalías en la operación de cualquier sistema, sea este de tipo eléctrico o mecánico. El mantenimiento no es así que un diagnóstico en donde se determina cualquier defecto que existe o que puede existir, si no son atendidas en el momento oportuno. Por tal razón según la acción a tomar tenemos los siguientes tipos de mantenimiento:

#### **TIPOS DE MANTENIMIENTO**

##### **Mantenimiento predictivo**

Es un método de detección de fallas y daños que todavía no existen, pero que anticipadamente se planifican acciones para minimizar las fallas y daños en el sistema cuando estos aparezcan. En este tipo de mantenimiento, la obtención de la información es más completa, y el 'margen de error en la toma de decisiones se reduce considerablemente.

Ahora bien, antes de empezar el programa de mantenimiento predictivo es necesario asegurarse de que la empresa está en condiciones de aprovechar al máximo sus ventajas, tomando en cuenta, sobre todo, el costo que representaría un paro inesperado en la producción o servicio.

### **Mantenimiento preventivo**

Este tipo de mantenimiento es el que sigue un plan metódico de acciones cuidadosamente planificadas y programadas que se ejecutan sin esperar a que aparezcan los daños en los equipos y accesorios.

Es decir es una inspección de los activos y del equipo de la planta, para descubrir las condiciones que conducen a paros imprevistos del sistema.

Entre los beneficios de practicar el mantenimiento preventivo para una **Central Eléctrica**, se mencionan los siguientes:

1. Mayor vida útil de los equipos.
2. Las actividades de trabajo para el personal de mantenimiento se vuelven más uniformes, esto hace que los trabajadores ejecuten su labor con mas frecuencia, regularidad y confiabilidad..
3. La producción de energía se incrementa ya que se disminuye los cortes o paros parciales en la planta.
4. Los trabajos se pueden programar y efectuar en las horas y fechas más convenientes, con esto se obtienen mejores resultados en eficiencia, ya que los mismos son ejecutados con mayor tiempo y con más técnica, además las herramientas, equipos y repuestos, se encontrarán con mayor disponibilidad.
5. Menor número de reparaciones en gran escala y respectivas, lo que se traduce en menor acumulación de la fuerza de trabajo del personal de mantenimiento.
6. Menor necesidad de equipo en operación, reduciendo con ello la inversión de capital.

7. Cambio del mantenimiento deficiente o correctivo a mantenimiento programado, menos costoso, con lo que se logra un mejor control de trabajo.
8. Mayor seguridad para los trabajadores y mejor protección para la planta, lo cual conduce a una compensación más baja y menores costos de seguro.
9. Mayor rentabilidad en los activos de la planta.

### **Mantenimiento correctivo**

Este mantenimiento consiste en la reparación inmediata y oportuna de los daños que se presentan en los equipos (eléctricos o mecánicos), en cualquier momento y sin importar la naturaleza de estos.

En este tipo de mantenimiento es imprescindible el hecho de contar con toda las facilidades necesarias, a fin de proceder inmediatamente al restablecimiento de la falla o problema, lo cual en la mayoría de los casos es imposible, ya que por presentarse siempre de carácter emergente, produce acciones desordenadas en las áreas de mantenimiento. Algunos de los efectos negativos que este presenta son:

1. Baja productividad (energía) en el servicio por cortes excesivos y no programados en la planta.
2. Los daños puedan ocurrir en horas inadecuadas, en los cuales el personal especializado no esta disponible originando pérdida de tiempo.
3. Incremento de los costos en la planta (Horas extras, equipos nuevos, etc.), debido a la mala organización de los trabajos de mantenimiento.

## **CAPITULO II**

### **MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO A LA SUBESTACION DE 115 KV, CENTRAL GEOTERMICA DE AHUACHAPAN.**

**MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO  
PARA INTERRUPTORES DE PEQUEÑO VOLUMEN  
DE ACEITE Y SECCIONADORES DE 115 KV**

## **INTERRUPTOR DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE TIPO HLR-E, Y SECCIONADORES DE 115 KV.**

### **1. Interruptores:**

Este interruptor consta por cada polo, de un vástago móvil de contacto que se introduce en el eje del contacto fijo; ambos contactos están contenidos en una cámara de ruptura, de material aislante (porcelana vidriada), esta cámara de ruptura es del tipo soplado transversal.

Durante el proceso de desconexión, el contacto móvil se saca del contacto fijo, produciéndose una elevación drástica de temperatura en el aceite, lo que origina un cambio de estado en este (de líquido a gas); el gas se ioniza permitiendo la circulación de corriente a través de él, y en consecuencia se forma un arco eléctrico; estos gases ejercen una presión que origina un chorro de aceite fresco por medio de unas toberas, que se proyecta transversalmente en los puntos de iniciación del arco, produciendo un enérgico efecto de enfriamiento; con lo que el arco se apaga muy rápidamente

El sistema de accionamiento para el mecanismo de cierre es por acumulación de energía, es decir estos interruptores son maniobrados por un motor eléctrico y resortes. El dispositivo está conectado a los mecanismos de accionamiento de los elementos de ruptura mediante un sistema de tirante, engranajes y aisladores de maniobra.

Para que los interruptores puedan funcionar correctamente por varios años deberán ser inspeccionados regularmente siendo necesario la limpieza, lubricación, cambio de aceite, revisión del desgaste de los contactos, de las cámaras de extinción y tratamiento contra la corrosión o herrumbre.

**2. Seccionadores:** estos se utilizan para efectuar maniobras de conexión y desconexión de los interruptores o disyuntores de la subestación. Generalmente estos están montados sobre aisladores de apoyo adecuados a la tensión de servicio, y pueden ser maniobrados manualmente en el lugar o motorizados a distancia desde sala de control.

Estos son utilizados en instalaciones eléctricas de alta tensión y poseen variadas formas de construcción las cuales dependen de la tensión nominal, y de la corriente que circula por ellos.

DESDE LA PAG. 30  
HASTA LA 44.  
Año 19

**PERIODOS DE TIEMPO SUGERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO EN LOS INTERRUPTORES DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE Y SECCIONADORES.**

La tabla 2.0.0, presenta un calendario de las operaciones de verificación que deben realizarse a los interruptores de pequeño volumen de aceite.

PRUEBAS Y VERIFICACIONES	FRECUENCIA	
	MESES	AÑOS
Limpieza de la porcelana en interruptores y seccionadores	-	1
Control de la presión en los elementos bajo presión	-	1-2
Resistencia de contactos en los seccionadores	-	1-2
Inspección a la unidad de mando de interruptores	-	1-2
Limpieza general del interruptor	-	1-2
Lubricación general del interruptor	-	1-2
Desgaste en los contactos en los interruptores	-	3-4
Rigidez dieléctricas del aceite en interruptores	-	3-4
Indicadores del nivel de aceite en interruptores	1	-
Limpieza de los mecanismos de interrupción	-	6-8
Aplicación de pintura o laca anticorrosiva	-	6-8
Medición de temperatura en los seccionadores	6	-
Revisión completa de los elementos de interrupción, contactos y cámara de extinción	-	6-12

**Tabla 2.0.0**

**NOTA:** las operaciones de mantenimiento para interruptores y seccionadores pueden realizarse en base a un calendario proporcionado por el fabricante o la experiencia obtenida por las personas encargadas del mantenimiento, sin embargo la tabla 2.0.0 sugiere periodos prudenciales para la verificación de estos.

Mantenimiento en base al numero de interrupciones.

N/O

La tabla 2.0.1, presenta un criterio para la revisión del de los contactos y de las propiedades dieléctricas del aceite.

	TIPO DE INTERRUPCION EN BASE AL PORCENTAJE DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO			CORRIENTE DE SERVICIO
	100 %	60 %	30 %	
NUMERO DE INTERRUPCIONES	4	8	16	500

Tabla 2.0.1

## **NORMAS DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO DE INTERRUPTORES Y SECCIONADORES DE 115 KV**

- 1.** Las maniobras de conexión y desconexión en los seccionadores, deben hacerse en vacío, es decir sin que halla presencia de carga eléctrica.
- 2.** Realizar las operaciones de mantenimiento en días soleados y secos.
- 3.** Verificación del correcto procedimiento de aterrizaje del interruptor y los seccionadores.
- 4.** Despejar el área de trabajo de materiales u objetos ajenos y delimitarla con banda plástica de seguridad.
- 5.** Colocación en el panel de unidad en sala de control con su correspondiente nota de **no-operar**.
- 6.** Utilización del equipo de seguridad industrial. (botas aislantes, guantes aisladores, casco, lentes, mascarillas, etc.)
- 7.** Utilización de escaleras de banda doble (tipo tijera), no conductoras (fibra de vidrio), no apoyarlas sobre los equipos y aisladores.
- 8.** Verificación del destensado del muelle de cierre en la unidad de mando.
- 9.** Verificación del destensado del muelle de apertura (disparo), conectado al mecanismo de accionamiento fuera de la unidad de mando.

**Nota:** el incumplimiento de las normas antes mencionadas, puede ocasionar la muerte, daño a los equipos y al medio ambiente.

**PROCEDIMIENTOS PARA SACAR DE SERVICIO AL INTERRUPTOR Y LOS SECCIONADORES DE 115 KV**

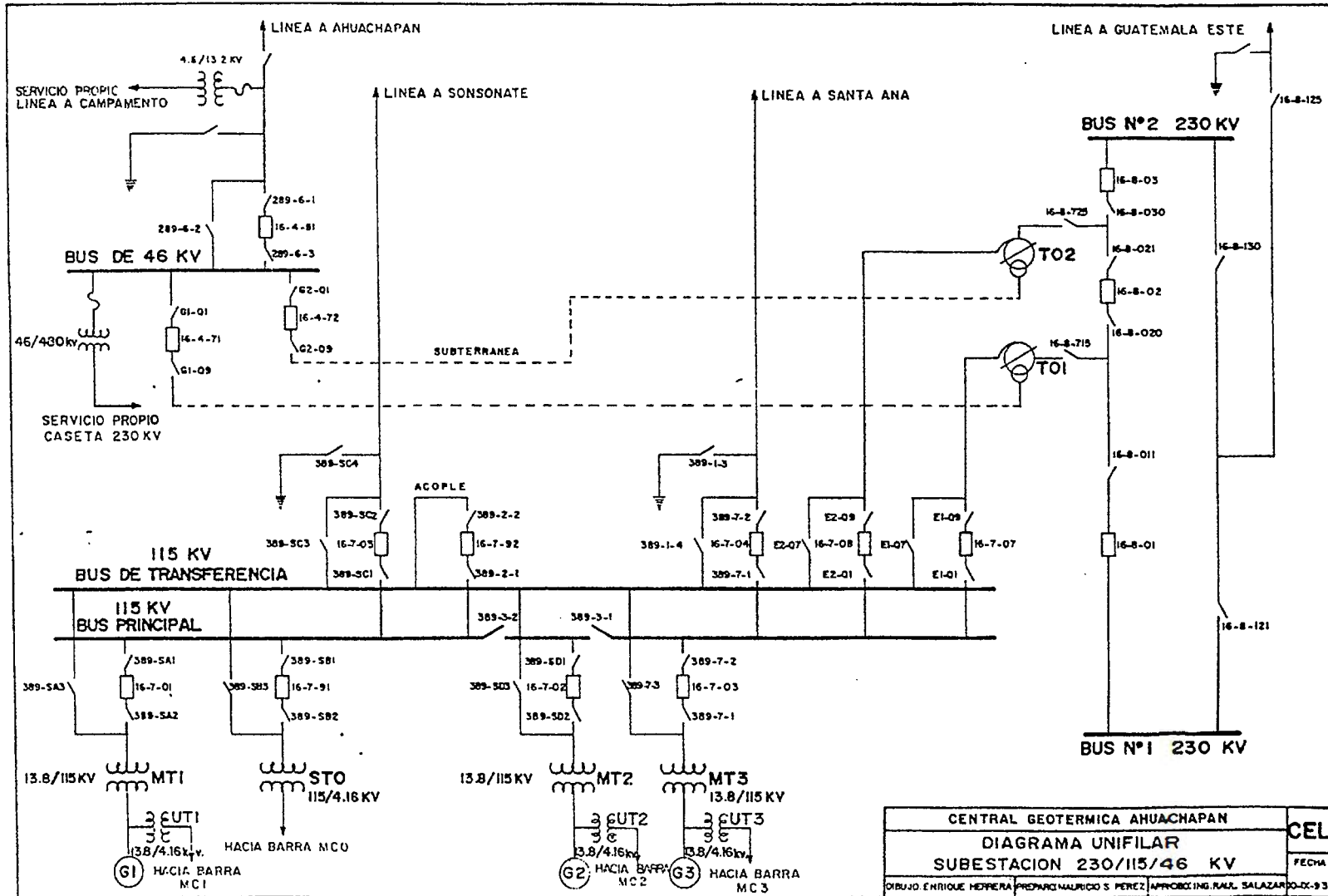
- 1.** Hacer la confirmación pertinente con los operadores encargados de sala de control, acerca del mantenimiento al interruptor principal de 115 KV, es decir registrar el acontecimiento en el libro o bitácora de trabajo.
- 2.** Cierre del seccionador BYPASS (389-SA3) hacia el bus de transferencia de 115 KV.
- 3.** Cierre de los seccionadores de entrada (389-2-1) y salida (389-2-2), del interruptor de acople hacia el bus principal.
- 4.** Cierre del interruptor de acople del bus de transferencia (16-7-92), hacia el bus principal.
- 5.** Transferencia de las protecciones del interruptor principal hacia el interruptor de acople.
- 6.** Apertura del interruptor principal (16-7-01) de alimentación hacia el bus principal de 115 KV.
- 7.** Apertura de los seccionadores de entrada (389-SA1)y salida (389-SA2), del interruptor principal.
- 8.** Registrar el número de operaciones realizadas por el interruptor.

9. Apertura de los térmicos y desconexión de los conductores que alimentan a la unidad de mando. Colocar aviso de " **no-operar, hombres trabajando**."

**\*\* 1-8, Maniobras bajo la responsabilidad del personal de operación "sala de control"**

8. Cortocircuitar los tres polos y conectarlos solidamente a tierra, utilizando puentes y conductores especiales para aterrizaje.
9. Descarga de los muelles (resortes) de cierre y apertura.
10. Hacer una inspección visual exhaustiva en la subestación de alta tensión, con el fin de corroborar la apertura del interruptor principal y seccionadores de la unidad de generación respectiva. Ver Figura 2.0.0<sup>D</sup>, del diagrama unífilo de la subestación de 115 KV. 1

Figura 2.0.0, Diagrama Unifilar, Subestación 230 / 115 / 46 KV



**PROCEDIMIENTOS GENERALES DE INSPECCIÓN Y LIMPIEZA PARA INTERRUPTORES Y SECCIONADORES DE 115 KV**

**Interruptores:**

- 1.** Detección y remoción de polvo u objetos extraños en la parte superior y toda la superficie del interruptor.
- 2.** Limpieza del visor y verificación del nivel de aceite en la cuba del interruptor.
- 3.** Inspección visual y detección de posibles fugas de aceite.
- 4.** Remoción de impurezas y contaminantes en la superficie del aislador (porcelana), utilizando mantas, wipper y químicos desengrasantes.
- 5.** Inspección minuciosa y detección de posibles fracturas e indicios de sobrecalentamientos en la porcelana.
- 6.** Aplicación de silicona para la protección de la porcelana.
- 7.** Limpieza de la superficie externa del gabinete de la unidad de mando.
- 8.** Remoción de polvo en los dispositivos mecánicos y eléctricos de accionamiento del interruptor (interior del gabinete), utilizando manta o una pequeña aspiradora portátil.

- 9.** Reapriete de pernos, tuercas en los mecanismos y piezas de soporte del interruptor.
- 10.** Aplicación de grasa dieléctrica en la superficie del aislador, para evitar la adhesión de costra en la porcelana.
- 11.** Inspección general del mecanismo exterior y carcasa metálica del interruptor. (detectar áreas afectadas por herrumbre)
- 12.** Ubicación de áreas afectadas por herrumbre, en la superficie exterior del gabinete de mando.
- 13.** Ubicación de los puntos y áreas afectadas por herrumbre, en el interior del gabinete y mecanismo interno de interrupción.
- 14.** Remoción del óxido, utilizando lija para hierro.
- 15.** Aplicación de pintura anticorrosiva, para evitar el rebrote de oxido.

**NOTA 1:** la aplicación de pintura queda sujeta a consideración de la persona que realiza la inspección Utilizar lija para superficies metálicas Nº 2.

**NOTA 2:** la manta que se utilice no debe desprender pelusa. Todos los residuos de sal y de impurezas en los aisladores del interruptor pueden ser removidos al hacer la limpieza de todos los aisladores de la subestación.

**Seccionadores:**

- 1.** Detección y remoción de polvo u objetos extraños en la parte superior y herrajes del seccionador.
- 2.** Detección y remoción de corrosión o herrumbre en las partes metálicas. Utilizar cepillo de alambre, espátula y brocha.
- 3.** Reapreté de pernos, tuercas en los mecanismos y estructuras de soporte del seccionador.
- 4.** Detección, remoción de impurezas y contaminantes en la superficie del aislador, mediante wipper y químicos desengrasantes.
- 5.** Inspección minuciosa y detección de posibles fracturas e indicios de sobrecalentamientos en la porcelana.
- 6.** Aplicación de silicona para la protección de la porcelana.
- 7.** Aplicación de grasa dieléctrica en toda la superficie del aislador para evitar la adhesión de costra en la porcelana.
- 8.** Limpieza y ajuste de contactos fijos y móviles.
- 9.** Limpieza, lubricación y prueba funcional de la timonería de accionamiento.
- 10.** Tratamiento del herrumbre y apriete de los cuernos de arqueo.

## **PRUEBAS Y MEDICIONES PARA SECCIONADORES DE 115 KV**

### **Pruebas:**

1. Cierre y apertura manual para la verificación del funcionamiento.
2. Sincronización de polos al cierre.

### **Mediciones:**

#### **Resistencia de contactos.**

#### **Objetivo:**

- Verificación del ajuste de los contactos.
- Medición del calentamiento de los contactos.

#### **Equipo utilizado:**

- Una fuente de corriente directa.
- Un voltímetro.

### **Procedimiento:**

1. Conexión de los terminales de la fuente de corriente entre los extremos del contacto.

2. Cierre del polo e inyección de una corriente de 100 A.
3. Medición de la caída de tensión a través de los contactos.
4. Calculo de la resistencia del contacto mediante **ley de Ohm**.

$$R_{\text{CONTACTO}} = \frac{V}{I}$$

5. Comparación de la medición con los datos de prueba del fabricante.

**Nota:** en caso de no contar con el dato del fabricante, el valor estándar es de **30  $\mu\Omega$**  como máximo.

### **Medición de temperatura:**

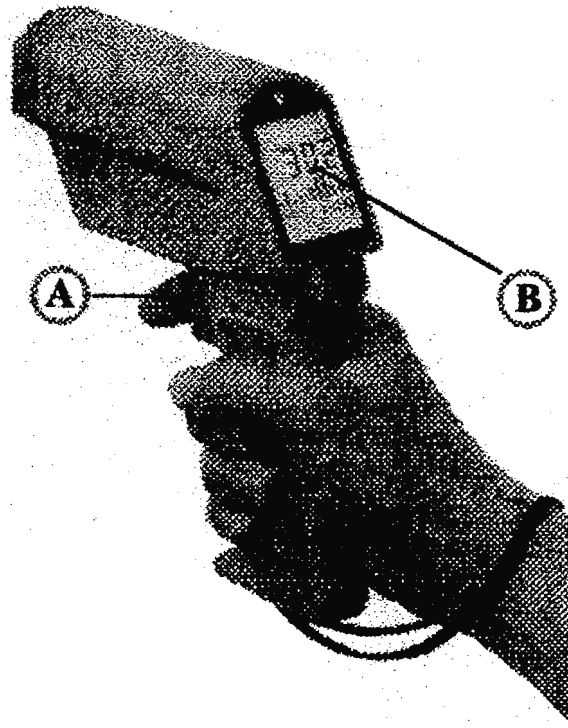
Esta medición es una opción en caso de no contar con las facilidades para la realización de la prueba anterior. Consiste en medir la temperatura de los contactos utilizando un termómetro infrarrojo, el cual censa la intensidad de la radiación emitida por el dispositivo bajo medición, y partiendo de ello calcula la temperatura a la que se encuentra.

### **Procedimiento:**

1. Sostenga el dispositivo de medición como se muestra en la figura 2.1.1.
2. Dirija el indicador láser hacia el contacto, y mantenerlo durante un periodo de 7 segundos como mínimo.

3. Lectura del valor de la temperatura del contacto, en la pantalla **B**. Ver figura 2.1.2

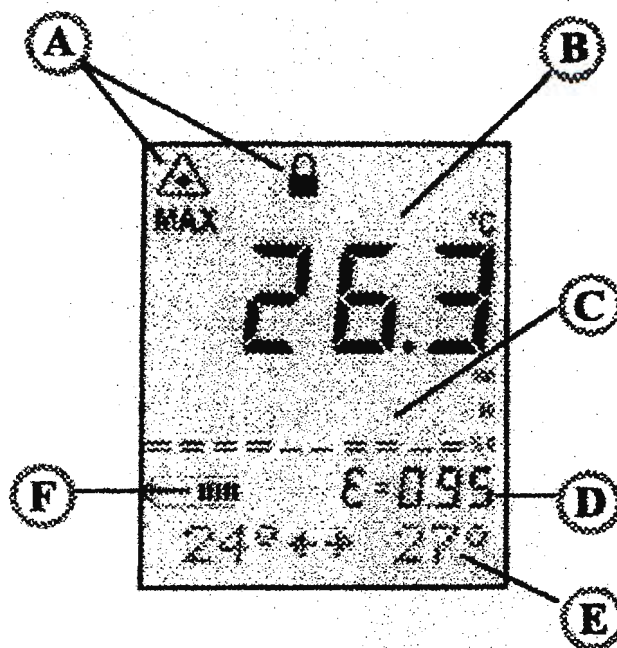
**Nota:** un incremento significativo a partir de la temperatura ambiente es considerado anormal y posible indicio de vibraciones en los contactos.



**Figura 2.1.1, Termómetro infrarrojo.**

**A:** Gatillo.

**B:** Pantalla.



**Figura 2.1.2, Pantalla digital del termómetro**

Visualización en la pantalla:

- (A) Símbolos de estado y de aviso
- (B) Valor de medición
- (C) Señalización gráfica del valor de medición
- (D) Valor de emisividad
- (E) Línea de estado
- (F) Estado de las pilas

**\*\*\*\* LOS SIGUIENTES PROCEDIMIENTOS APLICAN SOLAMENTE PARA INTERRUPTORES DE 115 KV**

## **PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION Y LUBRICACION EN EL MECANISMO DE ACCIONAMIENTO DEL INTERRUPTOR**

- 1.** Realizar una revisión minuciosa de las piezas mecánicas, rodamientos, cojinetes etc. con el propósito de detectar posibles desperfectos.
- 2.** Lubricación del mecanismo externo de interrupción (junta esférica, pieza de acople, eje de accionamiento y juntas de acoplamiento móvil), aplicando grasa tipo E, Ver figura 2.2.1.
- 3.** Lubricación de rodamientos y cojinetes deslizantes en la unidad de mando (mecanismo de carrera, cadena, barras de unión, brazos, etc.), aplicando una capa delgada de grasa tipo E.
- 4.** Lubricación de los dientes de engranaje en los mecanismos de apertura y cierre en la unidad de mando, aplicando grasa tipo E.
- 5.** Lubricación de mecanismos finos expuestos a pequeños esfuerzos de movimiento, aplicación de aceite tipo A.

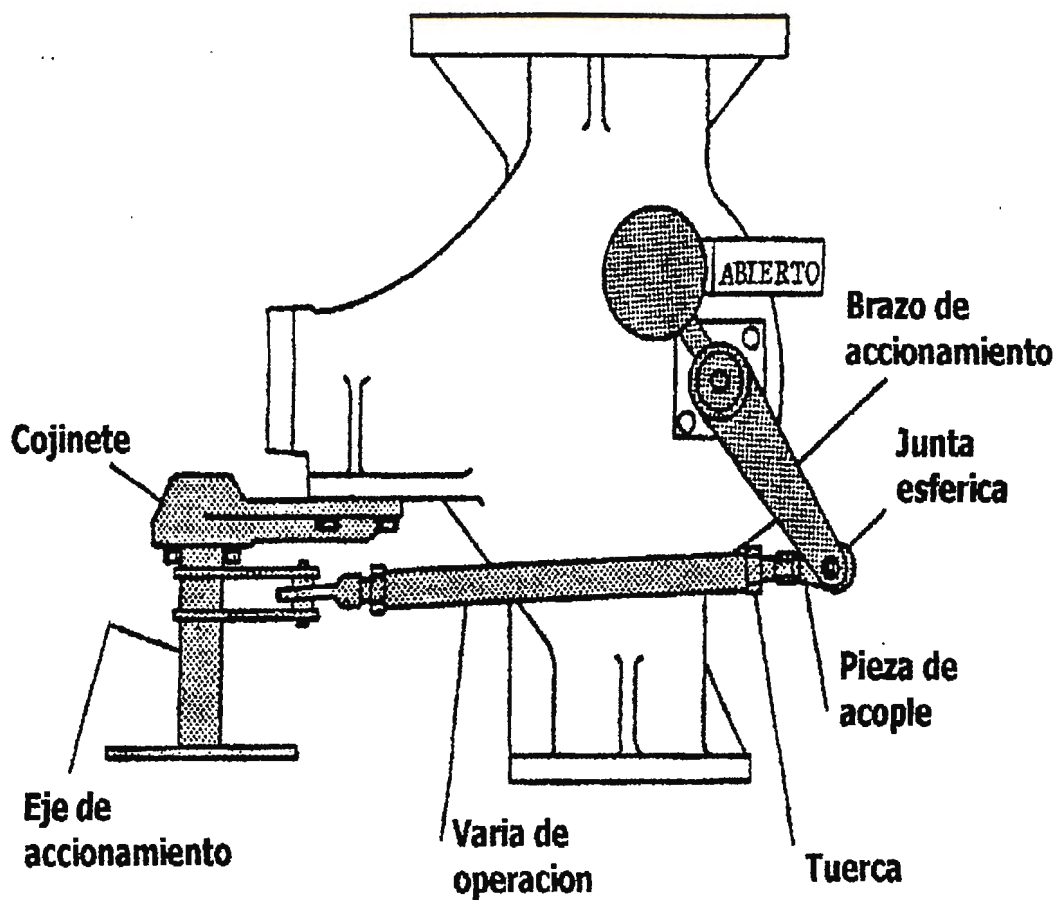


Figura 2.2.1, Mecanismo exterior

**CARACTERISTICAS DE LOS TIPOS DE ACEITES Y GRASAS RECOMENDADOS PARA LA LUBRICACION**

Los lubricantes recomendados para los distintos campos de aplicación en este tipo de interruptores, están divididos y clasificados según **Sveriges Mekanförbund-Mekanresultat 67022-1967** Ver la tabla 2.2.1.

<b>CLASIFICACION</b>	<b>VISCOCIDAD A 50 °C</b>	<b>TEMPERATURA DE MINIMA FLUIDEZ</b>	<b>CAMPO DE APLICACION</b>
<b>Aceite tipo A</b>	8 ± 2 cts.	-30 °C	Amortiguación lubricación y usos similares
<b>Aceite tipo B</b>	20 ± 3 cts.	-30 °C	Lubricante de cojinetes a fricción o rodamiento.
<b>Grasa E</b>		-50 °C a +70 °C	grasa blanda para baja temperatura, cojinetes, rodamientos y engranajes a tornillo
<b>Grasa F</b>		-80 °C a +200 °C	Grasa de silicio, compuesto de polvo de politetrafluoruroetileno disipado en aceite de silicio.

**Tabla 2.2.1**

Marcas comerciales equivalentes para estos aceites y grasas. Ver tabla 2.2.2.

	<b>ACEITE A</b>	<b>ACEITE B</b>	<b>GRASA E</b>
<b>SMF 67022-1967</b>	<b>S8HKxrf</b>	<b>S28HKxrf</b>	
<b>ASEA No</b>	1171 2011-102	117102013-301	117104015-501
<b>BP</b>	Energol 40/1	Energol HLP 65	Grease LS1
<b>ESSO</b>	Spinesso 34	Nuto H44	Beacon P-290
<b>GULF</b>	Hydraulic Oil A	Harmony 43 AW	D. T. E. 24
<b>MOVIL</b>			Movilgrease BRB Zero
<b>NYNAS</b>	TD -07EX	TD - 23EX	
<b>OK</b>	Spinola Oil 17	Hydraulic Oil 23	
<b>SHELL</b>	Tellus Oil 15	Tellus Oil 27	Aero Shell Grease
<b>SKF</b>			SKF 63
<b>TEXACO</b>	Low Temp Oil	Rando Oil HDA	All (low) Temp

**Tabla 2.2.2**

**S:** Aceite lubricante

**H:** Aceite solvente refinado con alto grado de viscosidad > 90, (Aceite basado en parafina)

**K:** Aceite con punto mínimo de fluidez especial

**ADITIVOS**

**x:** Protección contra oxidación.

**r:** Protección contra oxidación.

**F:** Disminución de espuma.

## **PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION Y TRATAMIENTO DE LOS CONTACTOS**

Se deberá hacer un control del desgaste debido al alto grado de quemaduras que estos pueden tener, ya que se ven sometidos a calentamientos producidos por las corrientes que circulan a través de ellos durante la ruptura del arco eléctrico.

### **Contacto fijo y móvil:**

- 1.** Inspección visual del deterioro del contacto fijo, ver Figura 2.2.2 a y 2.2.2 b
- 2.** Para quemaduras leves, limpiar el carbón alojado en el contacto fijo, utilizando lija o una pequeña lima fina. Ver Figura 2.2.3.
- 3.** Si el contacto fijo presenta quemaduras medias o graves se recomienda programar un mantenimiento correctivo
- 4.** Inspección visual del deterioro del contacto móvil, ver Figura 2.2.4.
- 5.** Para quemaduras leves, limpiar el carbón alojado en el contacto móvil, utilizando lija o una pequeña lima fina. Ver Figura 2.2.4.
- 6.** En caso de presentarse quemaduras medias o graves; ó que alguno de los componentes del contacto móvil este dañado (barra de contacto, clavija, etc.), programar un mantenimiento correctivo. Ver figura 2.2.4.

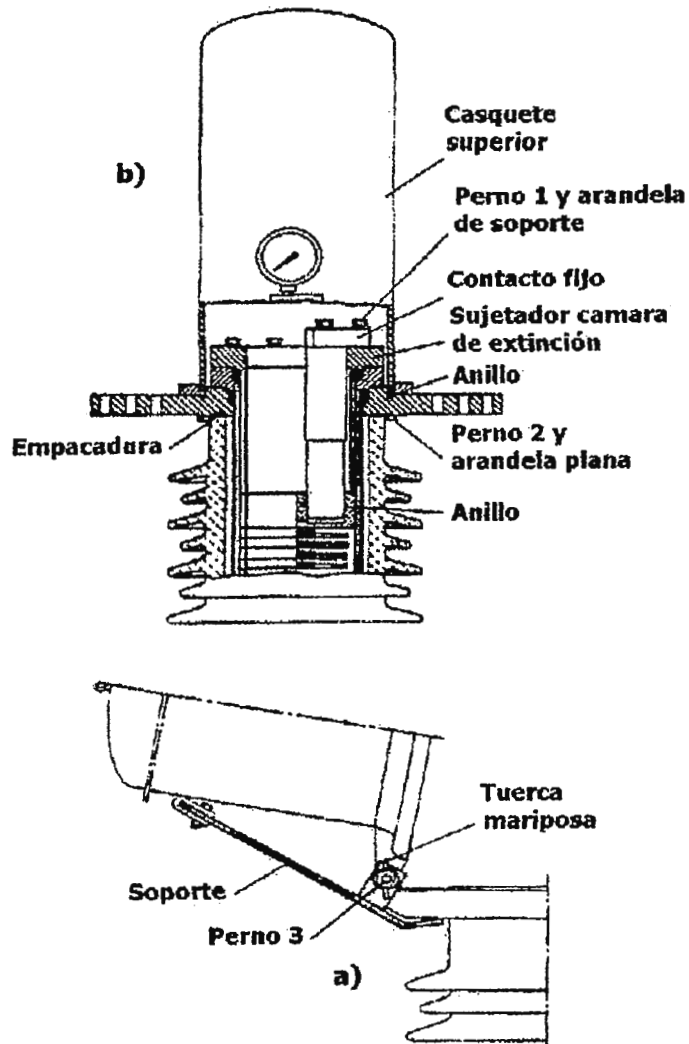


Figura 2.2.2 a, b, Desmontaje contacto fijo.

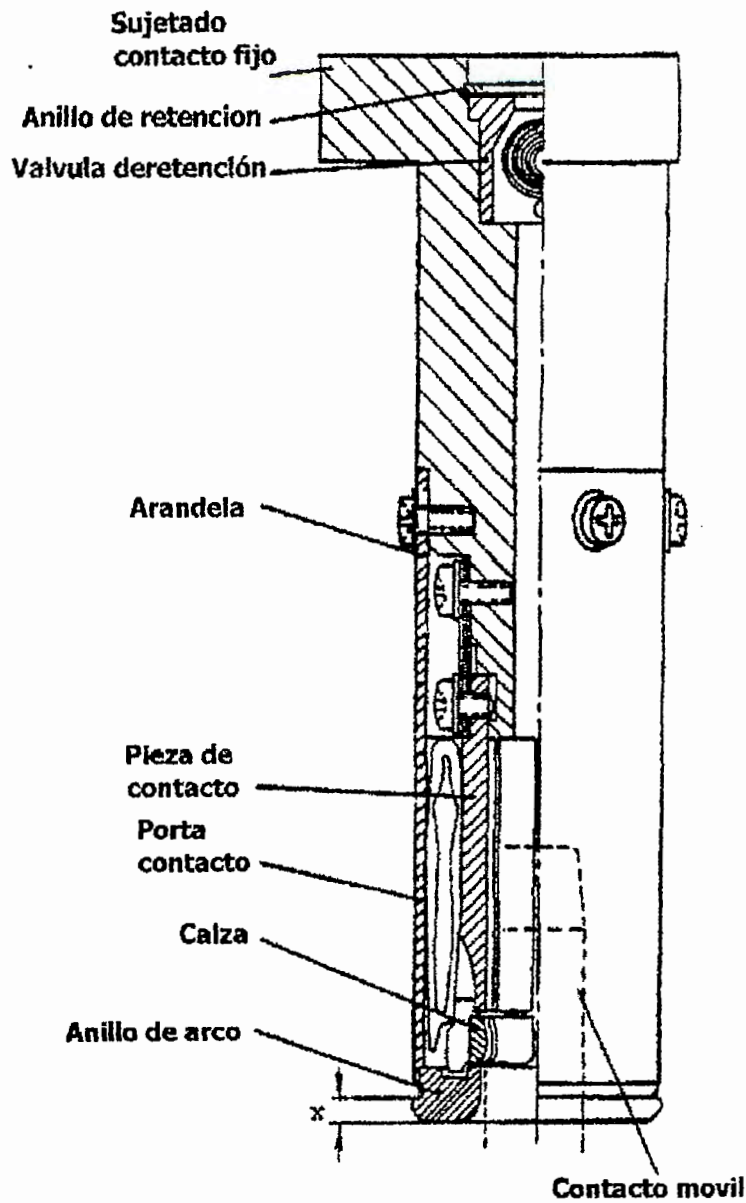


Figura 2.2.3, Sección del contacto fijo.

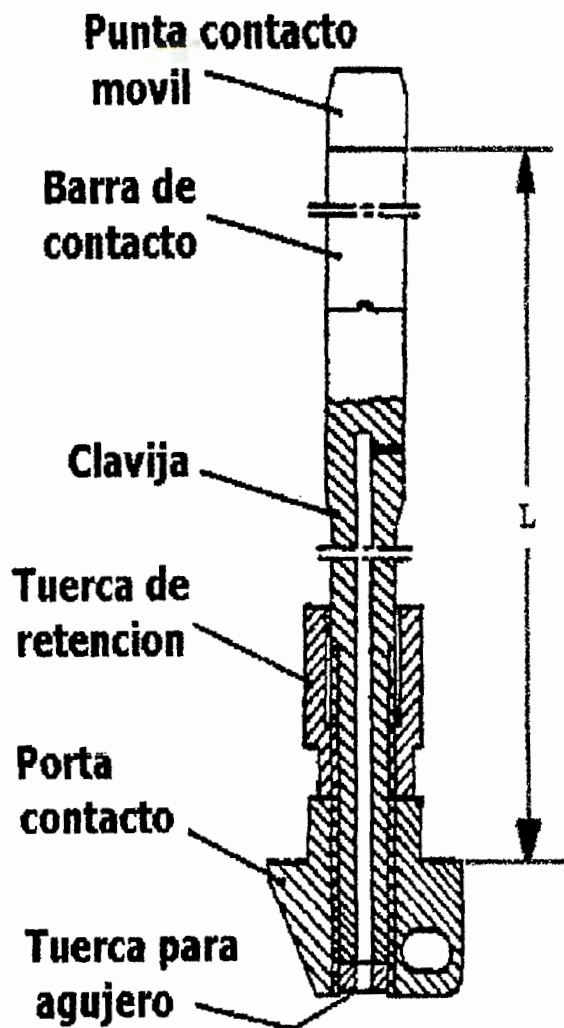


Figura 2.2.4, Contacto móvil.

**PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION PARA LOS DISPOSITIVOS ELECTRICOS DE LA UNIDAD DE MANDO DEL INTERRUPTOR DE 115KV**

- 1.** Inspección visual y detección de oxido en la superficie de los contactos principales y auxiliares.
- 2.** Remoción del oxido, mediante un limpiador de contactos (CONTACT CLEANER), o una cuchilla fina.
- 3.** Revisión y apriete de contactos en las borneras.
- 4.** Comprobación del etiquetado de cables y conexiones.
- 5.** Verificación de continuidad en el circuito de control.
- 6.** Medición de la corriente del motor a tensión nominal, mediante la utilización de un clasper.
- 7.** Para la verificación del buen funcionamiento del motor, realizar una o dos operaciones de apertura y cierre; él número de operaciones consecutivas no debe exceder de diez para evitar daños en el motor (previsto con un funcionamiento intermitente 40 % Aprox.)

## PRUEBAS ELECTRICAS PARA INTERRUPTORES DE 115 KV

### Prueba de la resistencia de aislamiento eléctrico.

#### Objetivo:

- Verificar las condiciones del aislamiento.
  
- Determinar si existe cortocircuito de fase a tierra.

#### Megger:

Antes de utilizar el Megger es importante, verificar la certificación de calibración.

Una norma estándar y practica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente formula:

- $M\Omega = \text{valor en KV} + 1$

Donde el valor en KV es: el voltaje nominal del interruptor.

#### Procedimiento:

#### Medición de la resistencia de aislamiento de la fase "A" contra tierra.

1. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger solidamente a tierra.
  
2. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, a la fase bajo prueba "A".

- 3.** Aplicar una descarga de 1000 Voltios, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ ).
  
- 4.** Repetir los numerales 1, 2 y 3, para las fases **B y C**.

### **Verificación de simultaneidad de operación entre polos:**

#### **Objetivo:**

- Comprobación de los tiempos de cierre y apertura de cada polo.
- Verificación de las condiciones de operación de los contactos.

Equipo para la realización de esta prueba:

- Una PC portátil.
  
- Un software para la verificación de simultaneidad.

#### **Descripción de la prueba**

Esta prueba consiste en determinar una grafica con base en la frecuencia de operación del sistema, en la que se analiza la velocidad de apertura y cierre de los polos del interruptor. Dicha prueba indica las condiciones de operación de los mecanismos de accionamiento del interruptor, detectando si hay una fricción excesiva en dichas operaciones y si los muelles de apertura-cierre están mal ajustados.

Los tiempos de apertura y cierre para interruptores tipo **HLR-E**, se presentan en la tabla 2.2.3.

	<b>Tiempo</b>	<b>Velocidad</b>
<b>Apertura</b>	34 ± 4 ms.	7.5 ~ 8.5 m/s
<b>Cierre</b>	130 ms.	8 ~ 9 m/s

**Tabla 2.2.3**

**Nota:** el tiempo de sincronización entre polos no debe exceder de 4 ms, caso contrario hacer una revisión del estado de los contactos.

**Tensión mínima de operación de las bobinas de cierre y apertura en la unidad de mando:**

**Objetivos:**

- Verificación de la tensión mínima de corriente directa a la cual operan.

Equipo utilizado para esta prueba:

- Fuente variable de corriente directa.
- Un voltímetro.

**Procedimiento:**

1. Conectar las bobinas en paralelo a la fuente y el voltímetro.

2. Incrementar lentamente la tensión hasta que la bobina opere.
3. Lectura de la tensión aplicada y comparar con el dato del fabricante.

**Otros tipos de pruebas de rutina son:**

- Mando a distancia cierre y apertura.
- Mando local cierre y apertura.
- Verificación del contador de maniobras.
- Alimentación del motor eléctrico de los muelles.

## **PROCEDIMIENTOS PARA LA EXTRACCION DEL ACEITE Y REDUCCION DE PRESION EN EL ELEMENTO DE INTERRUPCION**

Debido a la poca cantidad de aceite que se utiliza en el interior de la cámara de ruptura, se recomienda como primer paso el cambio completo del aceite. Para llevar a cabo la operación de extraer el aceite, debe seguirse cuidadosamente las siguientes indicaciones y procedimientos:

- 1.** Acoplar una manguera al grifo inferior, para la extracción del aceite del interior de la cámara de extinción, referirse a la figura 2.2.5.
- 2.** Extraer todo el aceite (aproximadamente 10 litros), abriendo el grifo inferior lentamente. debido a la sobre presión en el elemento de interrupción, simultáneamente abrir el grifo superior lentamente, para lograr la disminución de presión a cero; hasta dejar el grifo totalmente abierto. Ver la figura 2.2.5.
- 3.** Realizar una maniobra de cierre y disparo en el interruptor, a efecto de extraer el gas disuelto en el aceite residual dentro de la cámara de extinción.

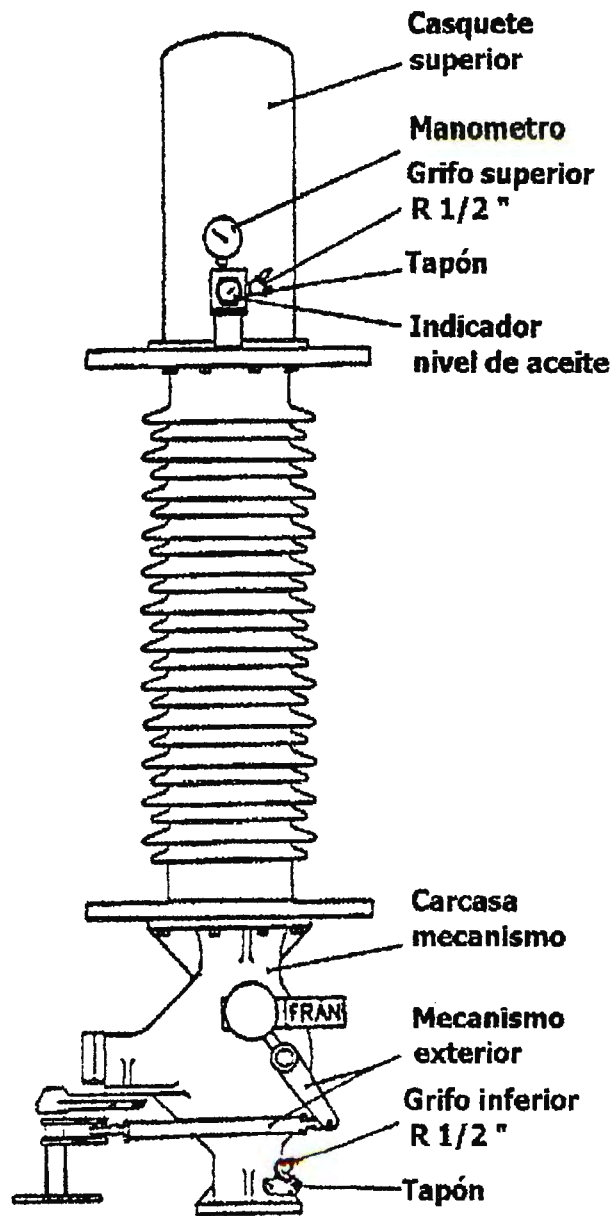


Figura 2.2.5, Elemento de interrupción

## PROCEDIMIENTO PARA EL LLENADO DE ACEITE DE LA CAMARA DE EXTINCION

Esta operación se puede llevar a cabo de dos maneras:

- Con una pequeña bomba eléctrica, la cual se detalla en la sección de **Herramientas para la revisión de aceite de interruptores.**
- Con un recipiente y una manguera (forma artesanal), como se muestra en la figura 2.2.6.

Las cantidades de aceite requeridas para esta operación, en elementos sencillos de interrupción, ver tabla 2.2.4

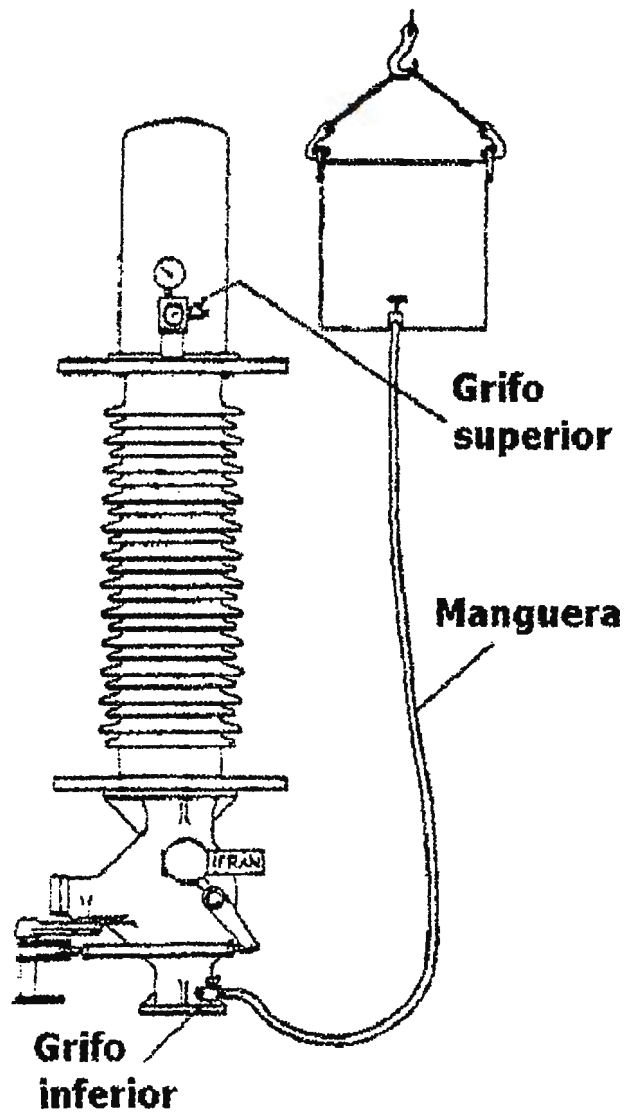
INTERRUPTOR	CANTIDAD DE ACEITE (Lt)
HLR – E – 123 KV	10
HLR – E – 145 KV	12
HLR – E – 170 KV	13

**Tabla 2.2.4**

Independientemente de cual sea la manera o el equipo utilizado para esta operación, el aceite debe entrar a una presión aproximada de 8 metros altura, y deberá seguirse las siguientes instrucciones:

1. Asegurarse de que el grifo superior se encuentre totalmente abierto durante toda la operación.

2. Introducir el aceite a presión por el grifo inferior.
3. Llenar con aceite el interior de la cámara, hasta que este empiece a salir por el grifo superior.
4. Luego cerrar el grifo superior y posteriormente el grifo inferior. ver figura 2.2.6
5. Proceder a la puesta bajo presión de las cámaras (a una altura de presión de 8 metros aproximadamente) mediante el equipo correspondiente ver la sección de **Herramientas para la revisión de aceite de interruptores.**
6. Una vez llenados los elementos de interrupción, maniobrar dos o tres veces el interruptor sin carga.



**Figura 2.2.6, Operación de llenado de la cámara de interrupción.**

## PRUEBAS PARA EL ACEITE EN LOS INTERRUPTORES DE 115 KV

### Toma de la muestra de aceite:

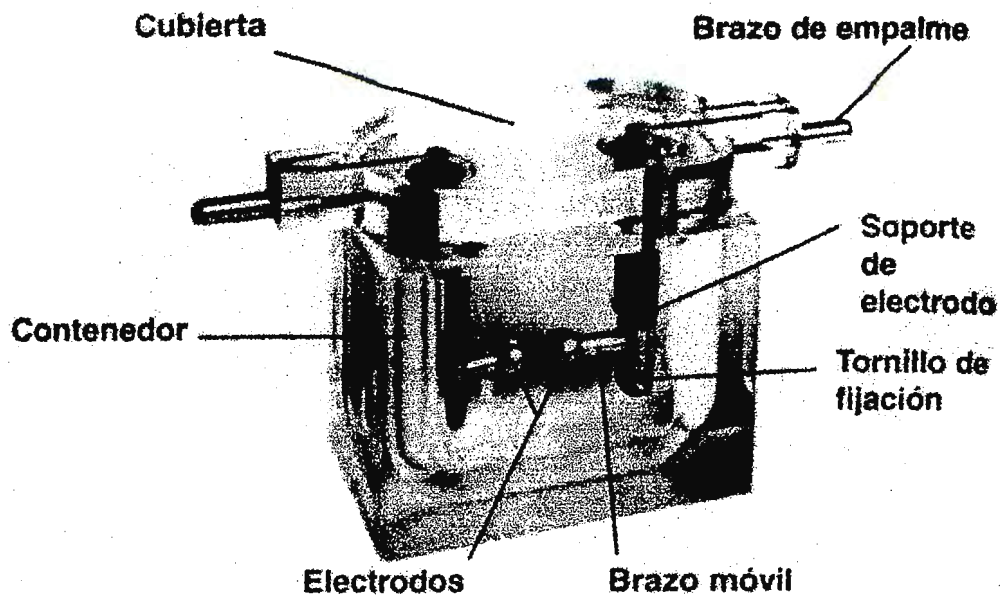
El recipiente que debe usarse para tomar la muestra de aceite, debe tener las siguientes características:

- Material completamente transparente (vidrio)
- Capacidad mínima de **1/2** litro
- Completamente libre de impurezas (limpio)

### Pasos para tomar la muestra:

1. Llenar el recipiente aproximadamente con **1/4** de litro del aceite que sé someterá a prueba.
2. Enjuagar el recipiente con este aceite, y luego desecharlo.
3. Llenar el recipiente nuevamente con aproximadamente **1/2** litro de aceite. Ver figura 2.2.7.
4. Luego someterlo a la prueba de rigidez dieléctrica descrita a continuación.

**NOTA:** todo el aceite utilizado en los pasos anteriores, debe de ser proveniente de cada una de las cámaras de extinción del interruptor al cual se le este proporcionando mantenimiento.



**Figura 2.2.7, Recipiente de prueba**

## **PRUEBA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA PARA ACEITE DE INTERRUPTORES.**

**Definición:** rigidez dieléctrica es la propiedad que indica la capacidad que tiene un aceite para soportar la tensión eléctrica a la que es sometido cuando esta en servicio, esta propiedad esta dada en **KV/mm**.

### **Objetivo:**




- Comprobar que el aceite utilizado como medio refrigerante en los interruptores de pequeño volumen de aceite cumpla con las características aislantes requeridas por la norma ASTM D 877.

**Descripción de la prueba:** aquí se utiliza un equipo probador de rigidez dieléctrica. Mediante la aplicación de una tensión alterna creciente entre dos electrodos sumergidos en la muestra de aceite, se toma el valor de tensión en KV, cuando se produce la ruptura.

### **Procedimiento:**

1. Verificar la certificación de calibración y las condiciones de operación del equipo de medición de rigidez dieléctrica (se recomienda OTS 100AF/2, ver figura 2.2.8.)
2. Abrir la cámara de prueba y limpiar el interior.
3. Separar la cubierta que sostiene los soportes de los electrodos, del recipiente.
4. Montar los electrodos correspondientes en los brazos móviles, roscar y apretar firmemente con los dedos.

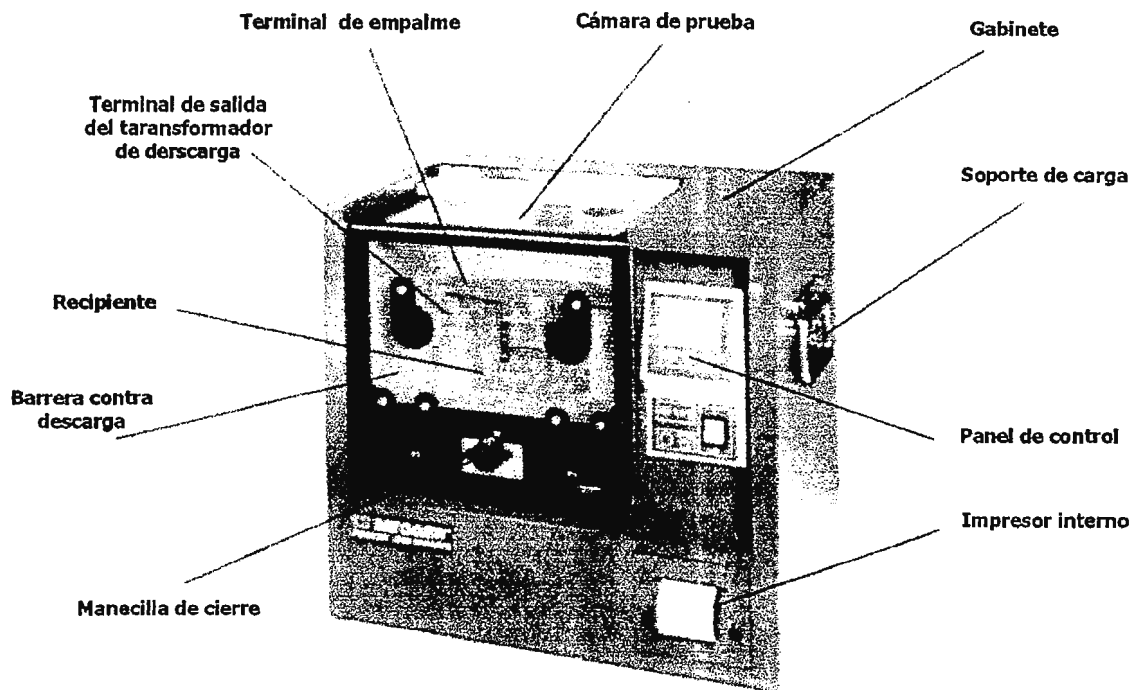
5. Ajuste del espacio entre electrodos, mediante los calibradores correspondientes al valor de la norma ASTM D 877. Ver tabla 2.2.5.

Especificación de prueba estándar seleccionada	AS 1767 BS 5874 IEC 156 NFC 27 SABS 555 UNE 21	BS148 CEI 10-1 IP 295 ГОСТ 6581 VDE 0370 STAS 286	ASTM D1816	ASTM D877
Forma de electrodo				
Espaciado de electrodo	2,5 mm		2,0 mm	2,5 mm

**Tabla 2.2.5**

6. Montar la cubierta porta electrodos en el recipiente, e introducirlo con el aceite en la cámara de prueba.
7. Cerrar la compuerta de la cámara de prueba.
8. Seleccionar en la pantalla de menú del equipo, la norma ASTM D 877, ver tabla 2.2.5.
9. Pulsar la tecla iniciar, y esperar a que llegue a la tensión de ruptura.

- 11.** El equipo realizara esta prueba para seis ciclos, proporcionando los datos impresos de cada ciclo y de la media aritmética de estos datos.
  
- 12.** Comparar los valores obtenidos con los valores según la norma ASTM D 877 que se muestra en la tabla 2.2.6. para su clasificación.



**Figura 2.2.8, Equipo para la prueba de rigidez dieléctrica.**

RESISTENCIA DIELECTRICA DEL ACEITE	
Resistencia dielectrica media, en KV, por ASTM D 877	Condición del aceite
50	Nuevo
30 o más	Bueno
26 a 29	Utilizable
Abajo de 26	Deficiente

**Tabla 2.2.6**

Existen otras pruebas que pueden aplicarse a estos aceites según el fabricante, las cuales debido al grado de dificultad para llevarlas a cabo, se realizan en laboratorios especializados, y que por tal motivo no serán abordadas en este manual.

A continuación se detalla brevemente en que consisten estas pruebas.

**Prueba del contenido de agua**

**Definición:** es una característica a controlar, fundamentalmente cuando el valor de la ruptura dieléctrica es bajo. Un bajo contenido de agua se asocia generalmente a una tensión de ruptura alta, aun que el aceite este contaminado con partículas sólidas. Las unidades para medir el contenido de agua disuelta en el aceite se denominan **ppm** (partículas por millón)

**Objetivo:** verificación de la concentración de agua solubilizada en el aceite.

**Descripción de la prueba:** es un procedimiento electroquímico de humedad, por medio de reactivo **Karl-Fisher**, que se realiza aplicando una tensión continua constante de 0.4 voltios entre las placas de un electrodo de doble platino, sumergido en la mezcla a valorar, comúnmente se le conoce como método de **Karl-Fisher**.

## **Prueba de pureza**

**Definición:** Esta se refiere a la contaminación del aceite, es decir, a la presencia de partículas o sedimentos; producto de la operación apertura y cierre (acción interruptiva) y a las condiciones climáticas de la zona, donde se encuentre instalado

**Objetivo:** determinar que el aceite este libre de impurezas tales como partículas de carbón o metálicas.

**Descripción de la prueba:** existen dos métodos para la remoción de impurezas, el primero es separación por centrifugado y proceso de filtrado.

**TIPOS DE ACEITE RECOMENDADOS PARA INTERRUPTORES**

Para los interruptores ASEA tipo HLR-E de 123, 145 y 170 KV sé utiliza aceite pesado tipo ASEA 7 1301-102 ó ASEA 7 1301-101 aun más pesado. En la tabla 2.2.7 se muestran las características específicas de estos aceites, según la condición climática de la zona en donde se encuentra el interruptor.

DENOMINACION	ASEA 71301-101	ASEA71301-102
CONDICION CLIMATICA	Clima cálido, la Temp.. nunca baja a -10 °C	Clima frío, la Temp.. por debajo de -10 °C
Viscosidad a 20 °C	17 CST. (máx.)	6 CST. (más.)
Temp. de solidificación	-45 °C (máx.)	-50 °C (más.)
Punto de inflamación	145 °C (mín.)	90 °C (mín.)
Rigidez dieléctrica	50 KV / 2.5 mm (mín.)	50 KV / 2.5 mm (mín.)

**Tabla 2.2.7**

Las denominaciones comerciales, y los aceites equivalentes se presentan en la tabla 2.2.6

DENOMINACIÓN DEL ACEITE	EQUIVALENTE
<b>ASEA 71301-101</b>	Esso univolt N61
	Nynas TRO – 20X
	Shell Diala HX
	Shell Diala D
<b>ASEA 71301-102</b>	Esso univolt 42
	Esso univolt 40
	Esso insulating Oil 1864
	Technol arctic 70

**Tabla 2.2.8**

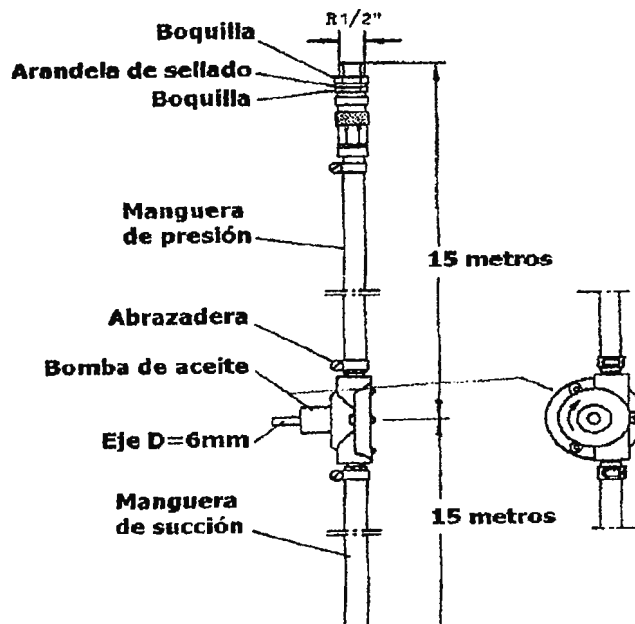
## HERRAMIENTAS PARA LA VERIFICACION DEL ACEITE

### Bomba eléctrica:

Para el llenado de aceite en los elementos de interrupción, se recomienda el equipo mostrado en la figura 2.2.9.

La bomba puede ser operada por medio de un taladro eléctrico portátil. Los valores de presión correspondiente son:

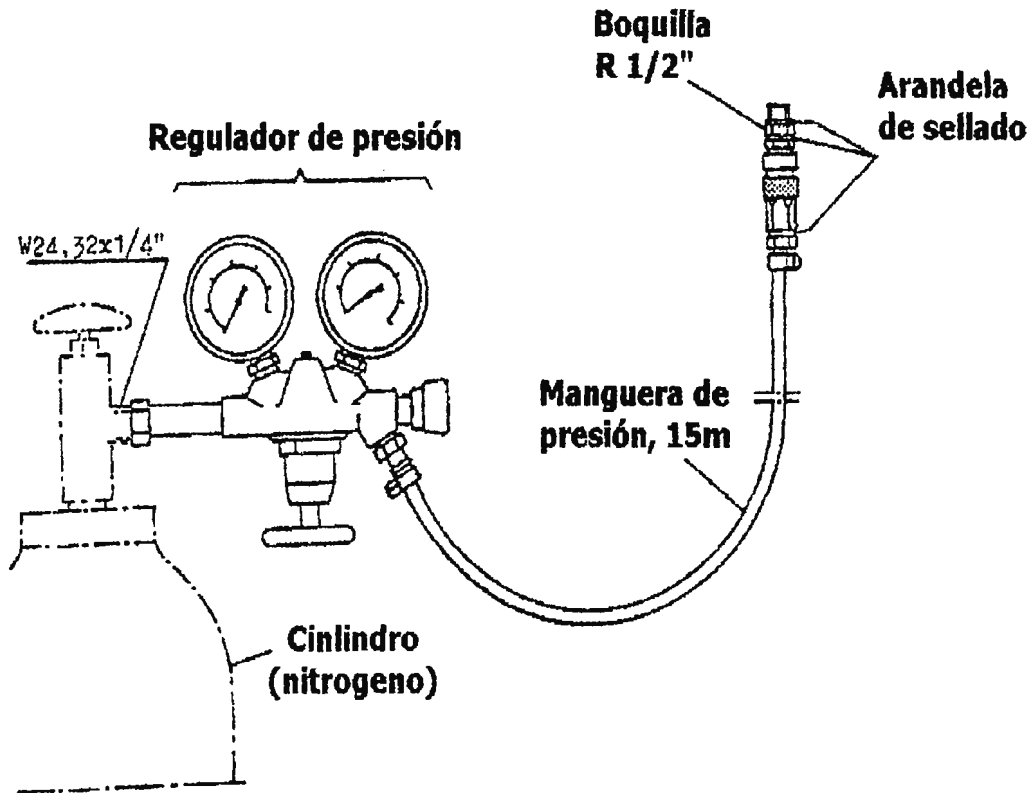
- Altura de presión: 8 metros aprox.
- Altura de succión: 1.5 metros aprox.



**Figura 2.2.9, Bomba eléctrica**

**Equipo para la puesta bajo presión:**

Para la puesta bajo presión de los elementos de interrupción se recomienda el equipo mostrado en la figura 2.2.10



**Figura 2.2.10, Equipo para la puesta bajo presión.**

**MANTENIMIENTO ELECTRICO  
PREVENTIVO PARA TRANSFORMADORES DE  
CORRIENTE.**

## **TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA 115 KV**

Este transformador esta constituido por un circuito primario cuyo arrollamiento tiene un número de espiras muy reducido, conectado en serie con la línea, y un circuito secundario que se conecta al correspondiente circuito de utilización.

La función principal de los transformadores de corriente (TC'S) es transformar grandes corrientes de un circuito primario a un valor normalizado en el circuito secundario, aplicable a los diversos instrumentos de medición, control y protección.

La corriente del circuito primario esta determinada por la carga conectada.

La corriente del secundario es proporcional a la del primarlo y es independiente de los aparatos que constituyen la carga secundaria. (burden)

## **PERIODOS DE TIEMPO SUGERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 115 KV**

Las rutinas de inspección y pruebas eléctricas para los transformadores de corriente deben realizarse preferentemente cuando se programe un mantenimiento mayor (cada 2 o 3 años ), a los equipos principales (Turbo-generador, transformador de potencia, etc.), o cuando el equipo presente anomalías de operación. Tales como lecturas erróneas, fugas de aceite, etc.

## **NORMAS DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC) DE 115 KV**

- 1.** Realización de operaciones de mantenimiento en días soleados y secos.
- 2.** Verificación del correcto procedimiento de polarización del transformador de corriente.
- 3.** Despejar el área de trabajo de material u objetos ajenos y delimitarla con banda plástica de seguridad.
- 4.** Colocación en el panel de unidad en sala de control su correspondiente nota de **no-operar**.
- 5.** Colocación de avisos y carteles fluorescentes sobre caballetes o tableros de mando, que adviertan sobre la **no-operación** de los equipos que estén señalados bajo mantenimiento.
- 6.** Utilización del equipo de seguridad industrial. (casco, lentes, botas y guantes aislantes, etc.)
- 7.** Utilización de escaleras de banda doble (tipo tijera), no-conductoras (fibra de vidrio), no apoyarlas sobre los equipos y aisladores.

**Nota:** El voltaje en los bornes puede alcanzar valores peligrosos para los equipos y para el personal; por tal razón el secundario del transformador de corriente debe de estar cortocircuitado, cuando el circuito primario este conectado a la carga.

## **PROCEDIMIENTOS PARA SACAR DE SERVICIO AL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC) DE 115 KV**

1. Hacer la confirmación pertinente con los operadores encargados de sala de control, acerca de la desconexión total de la unidad de generación en la subestación de alta tensión, es decir registrar el acontecimiento de mantenimiento en el libro o bitácora de trabajo.
2. Apagar la unidad ( turbina — Generador) del transformador de corriente a inspeccionar.
3. Hacer una inspección visual exhaustiva en la subestación de alta tensión, con el fin de corroborar la apertura de los interruptores y seccionadores de la unidad respectiva.
4. Polarización del interruptor principal y sus respectivos seccionadores.
5. Apertura de los térmicos y desconexión de los conductores que alimentan a la unidad de mando del interruptor principal y los seccionadores respectivos. Colocar aviso de "**no-operar, hombres trabajando**".
6. Desconectar de la línea los bornes del devanado primario para aislar el transformador de corriente.
7. Polarización del transformador de corriente.

**PROCEDIMIENTOS GENERALES DE INSPECCION Y LIMPIEZA PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC) DE 115 KV**

- 1.** Detección y remoción de polvo u objetos extraños en la parte superior y toda la superficie del transformador.
- 2.** Limpieza del visor y verificación de nivel de aceite, en el tanque del transformador.
- 3.** Inspección visual y detección de posibles fugas de aceite.
- 4.** Remoción de impurezas y contaminantes en la superficie del aislador, mediante mantas, wipper y químicos desengrasantes.
- 5.** Inspección minuciosa y detección de posible fisuras, e indicios de sobrecalentamientos en la porcelana.
- 6.** Remoción de herrumbre en las partes metálicas del transformador. Utilizar lija Nº 2 sobre las partes afectadas.
- 7.** Aplicación de pintura o laca anticorrosiva en la carcasa para evitar deterioro a causa del herrumbre.
- 8.** Aplicación de silicona para la protección de la porcelana.
- 9.** Aplicación de grasa dieléctrica en la superficie del aislador, para evitar la adhesión de costra en la porcelana.

10. Reapriete de tuercas, pernos en los terminales primarios, secundarios y piezas de soporte.
11. Revisión, reapriete de los contactos en la caja de borneras secundarias y limpieza mediante un limpiador de contactos (CONTACT CLEANER), o una cuchilla fina.
12. Prueba de continuidad, meggering y revisión del estado de los conductores en la caja de borneras secundarias.
13. Comprobación del etiquetado de cables y conexiones.
14. Identificación de las puntas de conexión.

**NOTA:** debido a que la cámara de aceite que contiene al transformador (tanque), es sellada, solo puede verificarse el nivel de aceite en el visor. No puede realizarse ningún tipo de prueba o cambio de aceite.

## **PRUEBA DE LA RELACION DE TRANSFORMACION PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 115 KV**

### **Objetivo:**

- Verificar que la relación entre bobinas este de acuerdo a los datos de placa proporcionados por el fabricante, es decir que el número de vueltas en cada devanado sea el correcto.

Equipo para la realización de la prueba de relación:

- Una fuente de corriente alterna
- Dos amperímetros

### **Procedimiento:**

1. Verificación de la relación de transformación de los datos de placa del transformador de corriente.
2. Conexión del amperímetro ( $A_1$ ), entre uno de los terminales del devanado primario del transformador y la fuente de corriente alterna ( conexión serie), como se muestra en la figura 2.3.1
3. Conexión del amperímetro ( $A_2$ ), entre los terminales del devanado secundario del transformador haciendo un circuito cerrado, como se muestra en la figura 2.3.1
4. Aplicar una corriente  $I_p = 25$  amperios (fuente de corriente alterna), entre los terminales primarios del transformador.

5. Anotar el valor de la corriente **I<sub>s</sub>** medida en el amperímetro (**A<sub>2</sub>**), del devanado secundario.
  
6. Con las corrientes medidas en los literales 4 y 5, calcular el valor de relación de transformación, mediante la siguiente formula:

$$\triangleright \quad a = \frac{I_p}{I_s}$$

7. Repetir los literales 4, 5 y 6 para valores de I<sub>p</sub> de 40 y 50 Amperios.
  
8. Determinar el valor promedio de la relación de transformación aplicando la siguiente formula:

$$\triangleright \quad a_{\text{PROM}} = \frac{a_{(25A)} + a_{(40A)} + a_{(50A)}}{3}$$

9. Comparación del valor de la relación según placa.
  
10. Para transformadores de relación múltiple se aplica el mismo procedimiento en cada uno de los devanados, X, Y, Z, etc.

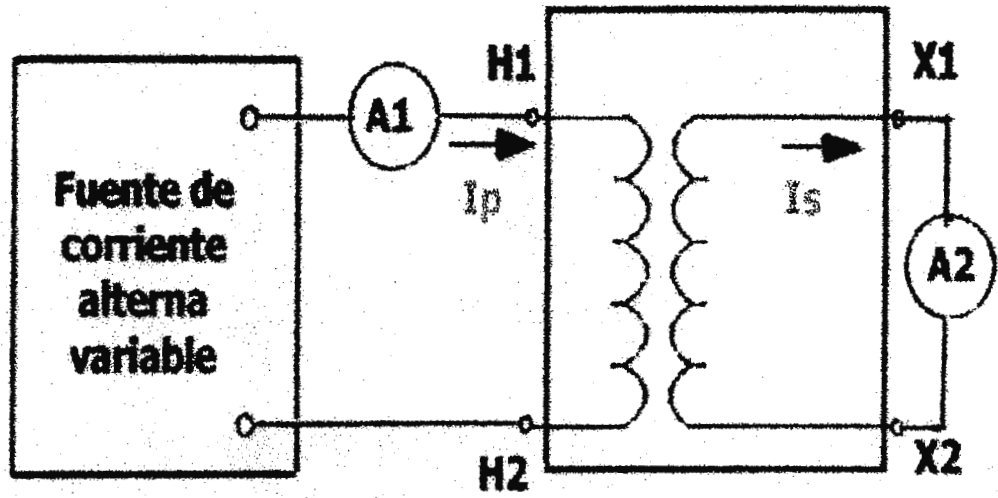


Figura 2.3.1, Conexión para la prueba de relación de transformación.

## **PRUEBA DE POLARIDAD PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 115 KV**

### **Objetivo:**

- Determinar las polaridades relativas de los devanados primarios y secundarios del transformador.

Equipo para la realización de la prueba de polaridad:

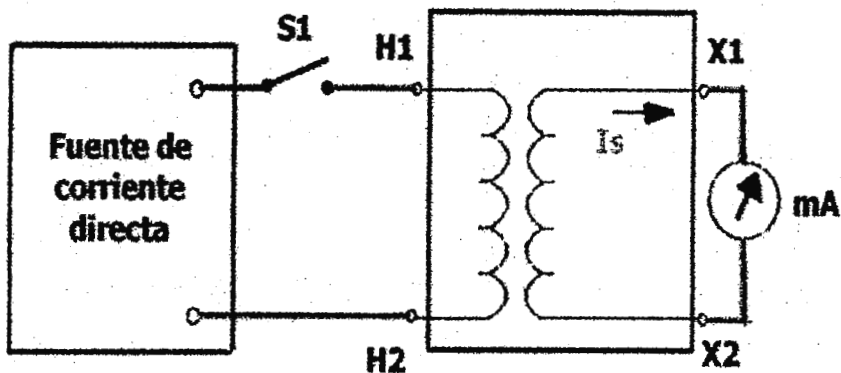
- Una fuente de corriente directa.
- Un amperímetro análogo.
- Un interruptor de paso.

### **Procedimiento:**

- 1.** Conexión del interruptor  $S_1$ , entre uno de los terminales del devanado primario del transformador y la fuente de corriente directa, como se muestra en la figura 2.3.2.
- 2.** Conexión del miliamperímetro (mA), entre los terminales del devanado secundario del transformador haciendo un circuito cerrado, como se muestra en la figura 2.3.2.
- 3.** Cierre del interruptor  $S_1$ , y proporcionar pulsos de corriente directa, en el lado primario del transformador de corriente.

4. Observar el desplazamiento de la aguja del miliamperímetro conectado en el secundario:

- Si el desplazamiento de la aguja, es en sentido horario es polaridad sustractiva.
- Si el desplazamiento de la aguja, es en sentido anti-horario es polaridad aditiva.



**Figura 2.3.2, Conexión para la prueba de polaridad**

**Nota:** Esta prueba es importante, ya que de ella depende la correcta operación de los relevadores de potencia. una conexión con polaridad invertida ocasionara fallas en la operación de los mismos y en los equipos de medición de: corriente, KW, KW – H, KVAR y KVAR – H.

## **PRUEBA DE SATURACION PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 115 KV**

### **Objetivo:**

- Determinar la curva de saturación del transformador para conocer el grado de saturación a que esta sometido en caso de fallas.

Equipo para la realización de la prueba de saturación:

- Una fuente de corriente alterna
- Un amperímetro
- Un voltímetro

### **Procedimiento:**

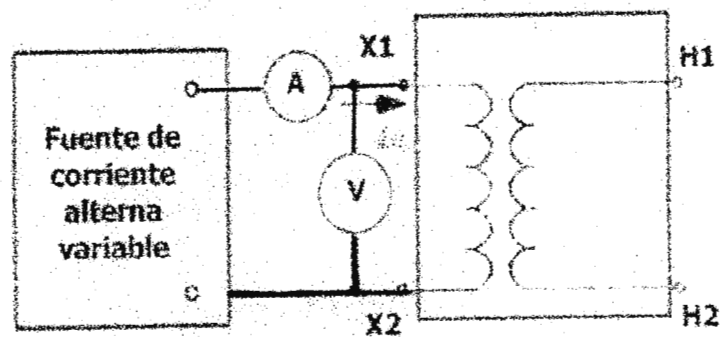
- 1.** Conexión del amperímetro (A), entre uno de los terminales del devanado secundario del transformador y la fuente de corriente alterna ( conexión serie), como se muestra en la figura 2.3.3.
- 2.** Conexión del voltímetro (V), en paralelo, entre los terminales del devanado secundario del transformador, como se muestra en la figura 2.3.3.
- 3.** Los terminales primarios deben permanecer en circuito abierto durante la prueba, como se muestra en la figura 2.3.3.
- 4.** Aplicar entre los bornes del secundario una tensión de un voltio y simultáneamente tomar nota de la corriente medida en el amperímetro. (A)

5. Tomar la medición anterior como punto inicial de la curva de saturación del transformador de corriente.
  
6. Incrementar el valor del voltaje aplicado como se muestra en la tabla 2.3.1, y anotar los valores de corriente correspondientes.

<b>voltaje</b>	<b>Corriente (mA)</b>
<b>1</b>	
<b>3</b>	
<b>6</b>	
<b>9</b>	
<b>12</b>	
<b>15</b>	
<b>18</b>	
<b>21</b>	
<b>24</b>	
<b>27</b>	
<b>30</b>	

**Tabla 2.3.1**

7. Con las coordenadas obtenidas en el literal anterior, plotear la grafica de saturación. (Voltaje Vrs. Corriente)
  
8. Compare la curva de saturación obtenida con la curva proporcionada por el fabricante.



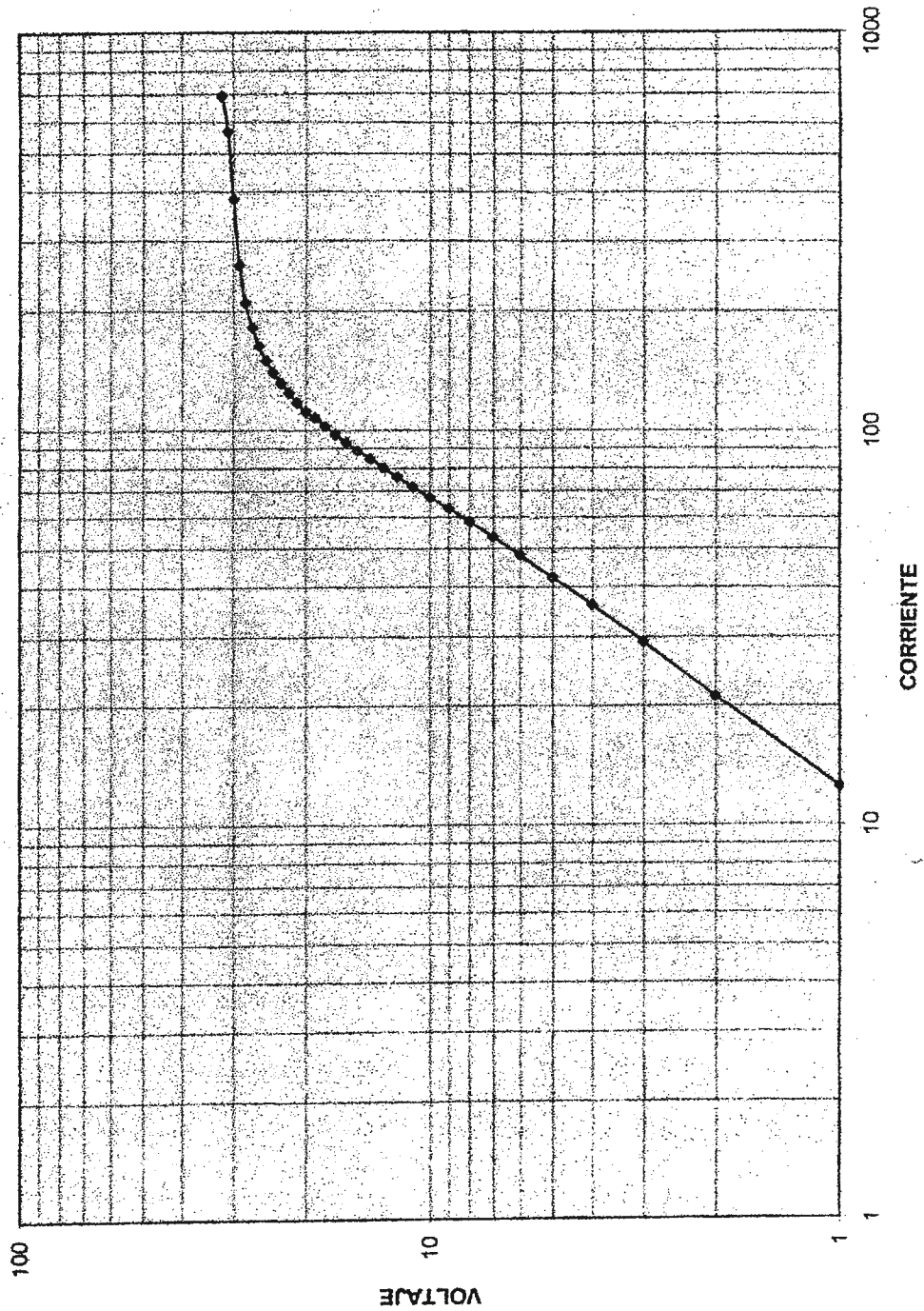
**Figura 2.3.3, Conexión para la prueba de saturación.**

Para efectos de ilustración se presenta una prueba de saturación, realizada en **ETESAL**, ver tabla 2.3.2 y grafica 2.3.1.

<b>Voltaje</b>	<b>Corriente (mA)</b>
<b>1</b>	25
<b>3</b>	42
<b>6</b>	56
<b>9</b>	68
<b>12</b>	77
<b>15</b>	92
<b>18</b>	107
<b>21</b>	127
<b>24</b>	160
<b>27</b>	260
<b>30</b>	715

**Tabla 2.3.2**

Grafica 2.3.1, Curva de saturación.



### **Interpretación de la curva de saturación:**

- 1.** Del grafico se puede observar que el voltaje secundario es función de la corriente de excitación.
- 2.** La curva presenta una zona lineal es decir se mantiene una relación directamente proporcional entre la corriente de excitación y el voltaje secundario.
- 3.** Después de esta zona lineal aparece otra zona en la cual un pequeño incremento en el voltaje secundario requiere un incremento desproporcional de la corriente de excitación.
- 4.** A este incremento desproporcional de la corriente de excitación se le conoce como Saturación.

**Nota:** La saturación se presenta cuando se alcanza o sobre pasa el limite de diseño de la densidad de flujo del núcleo del TC, lo cual provoca que un aumento en la corriente primaria traiga consigo un aumento excesivo en la corriente de excitación y un pequeño incremento en la corriente secundaria.

## **PRUEBA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 115 KV**

### **Objetivo:**

- Verificar las condiciones del aislamiento.
- Determinar si en alguno de los devanados, primario o secundarios existe cortocircuito a tierra o entre devanados.

### **Equipo para la realización de la prueba de resistencia de aislamiento:**

Antes de utilizar el Megger es importante verificar la certificación de calibración.

Una norma estándar y practica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente formula:

- **$M\Omega = \text{valor en KV} + 1$**

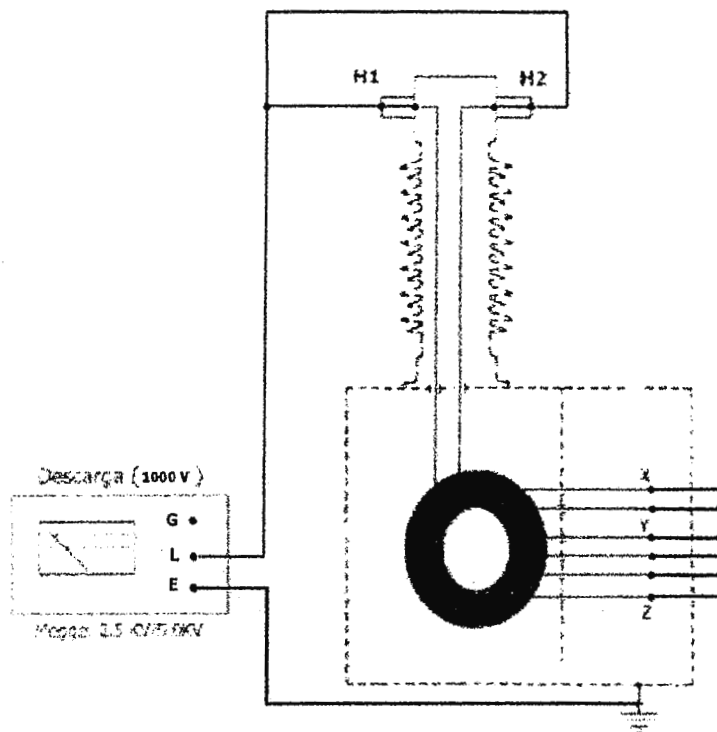
Donde el valor en KV es: el voltaje nominal del TC.

### **Procedimiento:**

#### **Medición de la resistencia del devanado primario contra tierra.**

- 1.** Cortocircuitar los devanados secundarios **X, Y, Z**
- 2.** Cortocircuitar los terminales del devanado primario. Ver figura 2.3.4
- 3.** Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger, a tierra. ver figura 2.3.4
- 4.** Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger a los terminales primarios.

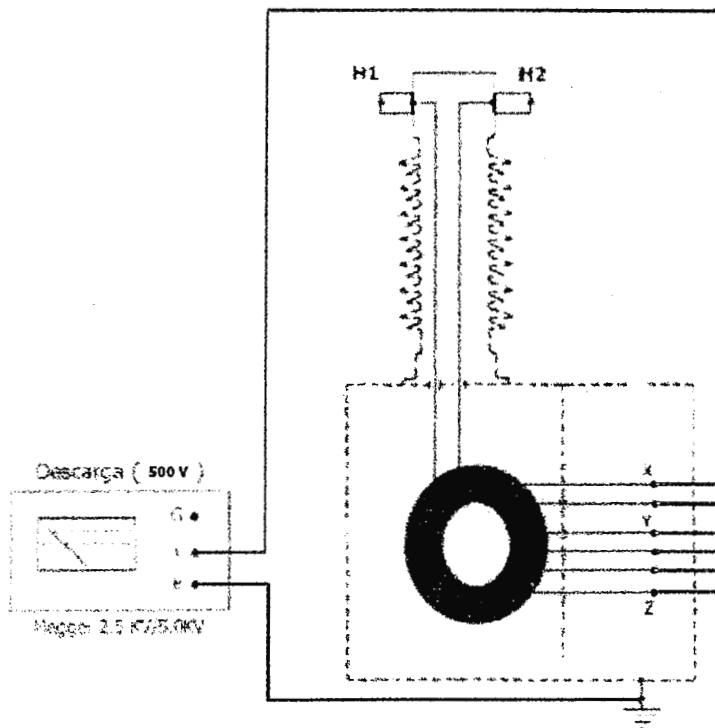
5. Aplicar una descarga de 1000 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ )



**Figura 2.3.4, Conexión del devanado primario contra tierra.**

### Medición de la resistencia del devanado secundario contra tierra.

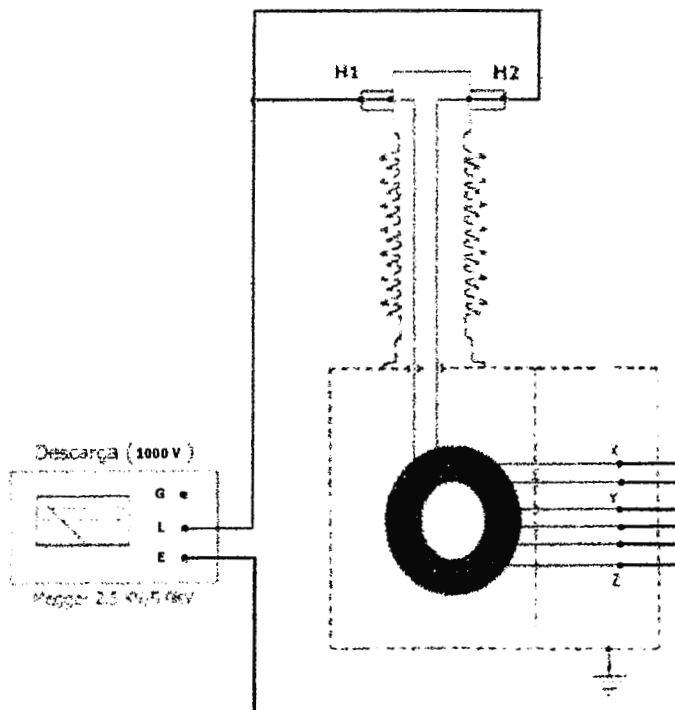
1. Cortocircuitar los terminales secundarios **X, Y, Z**.
2. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger, a tierra.
3. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, a los terminales secundarios.
4. Aplicar una descarga de 500 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ ), ver figura 2.3.5.



**Figura 2.3.5, conexión de devanado secundario contra tierra.**

**Medición de la resistencia del devanado primario contra el devanado secundario.**

1. Cortocircuitar los terminales de los devanados primarios.
2. Cortocircuitar los terminales de los devanados secundarios.
3. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, a los terminales primarios.
4. Conectar la punta de prueba **E** (tierra) del Megger, a los terminales secundarios.
5. Aplicar una descarga de 1000 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger(M $\Omega$ ), ver figura 2.3.6



**Figura 2.3.6, Conexión del devanado primario contra secundario.**

## MEDICION DE LA RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS SECUNDARIOS (MAXIMA RELACION)

### Objetivo:

- Verificar las pérdidas por efecto Joule.
- Verificar la elevación de temperatura bajo carga.
- Verificar que las conexiones internas estén hechas correctamente.

Utilizar un puente de wheatstone o kelvin tipo laboratorio.

Antes de utilizar el puente es importante hacer la verificación del certificado de calibración proporcionado por el fabricante. Los valores de resistencia ohmica de cada devanado se encuentran dados en la hoja de pruebas proporcionada por el fabricante.

### Procedimiento:

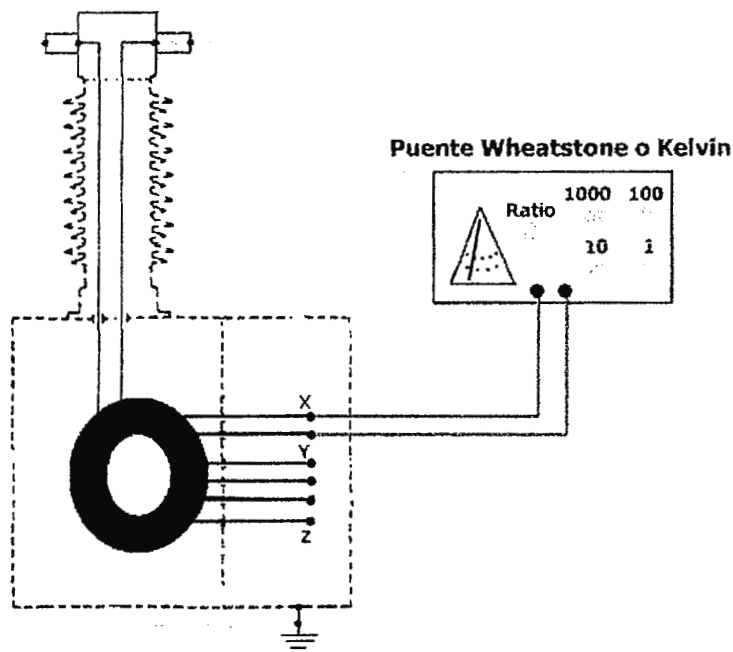
1. Ubicar el valor de resistencia mas cercano del devanado a medir, en el control de relación (**RATIO**), del puente.
2. Conectar las puntas de prueba (puntas "X") del puente Wheatstone o Kelvin, a los terminales **X<sub>1</sub>** y **X<sub>2</sub>**, del devanado secundario del transformador, ver figura 2.3.7 (el galvanómetro del puente se alejara hacia cualquiera de los lados de la posición de cero, registrando un valor de corriente de desequilibrio en el puente)
3. Mediante el ajuste de los otros cuatro controles de paso de **1000**, **100**, **10**, y **1**, variar el valor de la resistencia hasta que la aguja del galvanómetro coincida en el centro con el valor de cero, como se muestra en la figura 2.3.7.

4. Multiplicar todos los valores que indican los controles para encontrar el valor de la resistencia del devanado secundario "X" es decir:

$$\text{➤ } R_{X1-X2} = N^{\circ}_{(\text{RATIO})} * N^{\circ}_{(1000)} * N^{\circ}_{(100)} * N^{\circ}_{(10)} * N^{\circ}_{(1)}$$

**Donde N°:** es el valor que señala cada control.

5. Repetir los numerales 1, 2, 3 y 4 para medir la resistencia de cada uno de los devanados secundarios "Y" y "Z". Con referencia a la figura 2.3.7.
6. Comparar los valores de resistencia medidos con los valores proporcionados en la hoja de ensayos por el fabricante.



**Figura 2.3.7, Resistencia del devanado secundario "X" (X1-X2)**

**MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO  
PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL  
DE 115 KV**

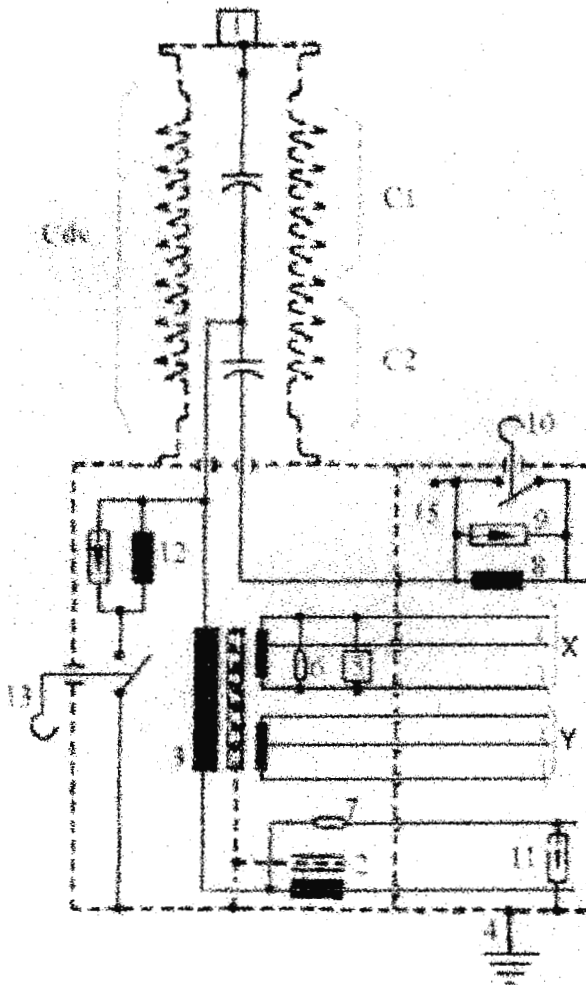
## **TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON CAPACITOR ACOPLADO.**

Los transformadores de potencial (**TP**), son diseñados para suministrar una tensión adecuada para instrumentos de medición, control y protección.

Bajo condiciones de operación estables, la tensión suministrada (voltaje secundario), es proporcional a una tensión primaria, la cual esta desfasada un ángulo cercano a cero, provocada por el atraso de la corriente con respecto al voltaje en las bobinas. Estos poseen la ventaja de aislar los instrumentos del circuito primario, permitiendo normalizar las características de los mismos y dar seguridad al personal que los manipula.

Los transformadores de potencial con capacitor acoplado (**CCTV** o **TVCC**), comprenden un divisor de tensión capacitivo y una unidad electromagnética interconectados de tal forma que, la tensión secundaria de la unidad electromagnética es directamente proporcional a la tensión primaria aplicada.

Este transformador esta constituido por una capacitancia **C1** llamada capacitancia principal, en serie con una capacitancia grande **C2** llamada capacitancia auxiliar, ambas en el lado del primario, ver figura 2.4.1, del diagrama esquemático de este tipo de transformador.



Cdv: Divisor de tensión capacitivo.

C1 : Capacitor principal.

C2 : Capacitor auxiliar.

1. Terminal de alta tensión.

2. Reactancia inductiva.

3. Transformador.

4. Terminal de aterrizaje.

5. Dispositivo supresor de resonancia.

6. Carga estabilizadora.

7. Resistencia.

8. descarga a tierra de la bobina portadora (opcional)

9. pararrayos (opcional)

10. Interruptor de descarga a tierra. CGS (opcional)

11. Dispositivo de protección de sobre voltaje.

12. Bobina de reacción y pararrayos acoplado.

13. Interruptor de descarga a tierra PGS

14. Terminales secundarios.

15. Terminal de voltaje intermedio.

Figura 2.4.1, Diagrama esquemático de un transformador de potencial con capacitor acoplado.

**PERIODOS DE TIEMPO SUGERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 115 KV**

Las rutinas de inspección y pruebas eléctricas para los transformadores de potencial deben realizarse preferentemente cuando se programe un mantenimiento mayor (cada 2 o 3 años ), a los equipos principales (Turbo-generador, transformador de potencia, etc.), o cuando el equipo presente anomalías de operación. Tales como lecturas erróneas, fugas de aceite, etc.

## **NORMAS DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP) DE 115KV**

- 1.** Realización de operaciones de mantenimiento en días soleados y secos.
- 2.** Verificación del correcto procedimiento de polarización del transformador de potencial.
- 3.** Despejar el área de trabajo de materiales u objetos ajenos y delimitarla con banda plástica de seguridad.
- 4.** Colocación en el panel de unidad en sala de control, su correspondiente nota de **no-operar**.
- 5.** Colocación de avisos y carteles fluorescentes sobre caballetes o tableros de mando, que adviertan sobre la no-operación de los equipos que estén señalados bajo mantenimiento.
- 6.** Utilización del equipo de seguridad industrial. (casco, lentes, botas, guantes aislantes, etc.)
- 7.** Utilización de escaleras de banda doble (tipo tijera), no-conductoras (fibra de vidrio), no apoyarlas sobre los equipos y aisladores.

## **PROCEDIMIENTOS PARA SACAR DE SERVICIO AL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP) DE 115 KV**

- 1.** Hacer la confirmación pertinente con los operadores encargados de sala de control, acerca de la desconexión total de la unidad de generación en la subestación de alta tensión, es decir registrar el acontecimiento de mantenimiento en el libro o bitácora de trabajo.
- 2.** Apagar la unidad (Turbina - Generador) del transformador de potencial a inspeccionar.
- 3.** Hacer una inspección visual exhaustiva en la subestación de alta tensión, con el fin de corroborar la apertura de los interruptores y seccionadores de la unidad respectiva.
- 4.** Polarización del interruptor principal y sus respectivos seccionadores.
- 5.** Apertura de los térmicos y desconexión de los conductores que alimentan a la unidad de mando del interruptor principal y los seccionadores respectivos.  
colocar aviso de **"no-operar, hombres trabajando"**.

6. Accionar al cierre por **un minuto** los interruptores de puesta a tierra, para descargar tensiones acumuladas en los capacitores, Ver figura 2.4.1.
  - 6.1 El interruptor de puesta a tierra del potencial (Potential Grounding Switch, **PGS.**)
  - 6.2 El interruptor portador de puesta a tierra (Carrier Grounding Switch, **CGS.**)
7. Desconectar el cable que une a la fase, con el terminal de alta tensión.
8. Polarización del transformador de potencial.

## **PROCEDIMIENTOS GENERALES DE INSPECCION Y LIMPIEZA PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP) DE 115 KV**

- 1.** Detección y remoción de polvo u objetos extraños en la parte superior y toda la superficie del transformador.
- 2.** Limpieza del visor y verificación de nivel de aceite, en el tanque del transformador.
- 3.** Inspección visual y detección de posibles fugas de aceite.
- 4.** Remoción de impurezas y contaminantes en la superficie del aislador, mediante mantas, wipper y químicos desengrasantes.
- 5.** Inspección minuciosa y detección de posible fisuras, e indicios de sobrecalentamientos en la porcelana.
- 6.** Remoción de herrumbre en las partes metálicas del transformador. Utilizar lija N° 2 sobre las partes afectadas.
- 7.** Aplicación de pintura o laca anticorrosiva en la carcasa para evitar deterioro a causa del herrumbre.
- 8.** Aplicación de silicona para la protección de la porcelana.
- 9.** Reapriete de tuercas, pernos en los terminales primarios, secundarios y piezas de soporte.

- 10.** Revisión, reapriete de los contactos en la caja de borneras secundarias y limpieza mediante un limpiador de contactos (CONTACT CLEANER), o una cuchilla fina.
  
- 11.** Prueba de continuidad, meggering y revisión del estado de los conductores en la caja de borneras secundarias.
  
- 12.** Comprobación del etiquetado de cables y conexiones.
  
- 13.** Identificación de las puntas de conexión.

## PRUEBA DE LA RELACION DE TRANSFORMACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 115KV

### Objetivo:

- Verificar que la relación entre las bobinas estén de acuerdo a los datos de placa proporcionados por el fabricante, es decir que, el número de vueltas en cada devanado sea el correcto.

Equipo para la realización de la prueba de relación:

- Una fuente de voltaje alterno.
- Dos voltímetros

### Procedimiento:

1. Aplicar 120 voltios al terminal de alta tensión del transformador.
2. Medir el valor de voltaje entre los terminales secundarios  $X_1 - X_3$ ,  $Y_1 - Y_3$  (ambos voltajes deben tener el mismo valor en voltios.)
3. Medir el valor de voltaje entre los terminales secundarios  $X_2 - X_3$ ,  $Y_2 - Y_3$  (ambos voltajes deben tener el mismo valor en voltios.), ver figura 2.4.2.

4. Determinar el valor de la relación de transformación ( $a_1$  y  $a_2$ ) dividiendo el voltaje primario entre el voltaje secundario respectivamente, usando la siguiente formula:

$$\triangleright a_1 = \frac{V_{\text{PRIMARIO}}}{V_{\text{SECUNDARIO}}} = \frac{V_{(120V)}}{V_{(X1-X2, Y1-Y2)}}$$

$$\triangleright a_2 = \frac{V_{\text{PRIMARIO}}}{V_{\text{SECUNDARIO}}} = \frac{V_{(120V)}}{V_{(X2-X3, Y2-Y3)}}$$

5. Repetir los numerales 1, 2, 3 y 4, para 240 y 480 voltios respectivamente.

6. Determinar el valor promedio de la relación de transformación, aplicando la siguiente formula:

$$\triangleright a_{1\text{PROM}} = \frac{[a_{1(120V)} + a_{1(240V)} + a_{1(480V)}]}{3}$$

$$\triangleright a_{2\text{PROM}} = \frac{[a_{2(120V)} + a_{2(240V)} + a_{2(480V)}]}{3}$$

7. Comparación del valor de la relación según placa.

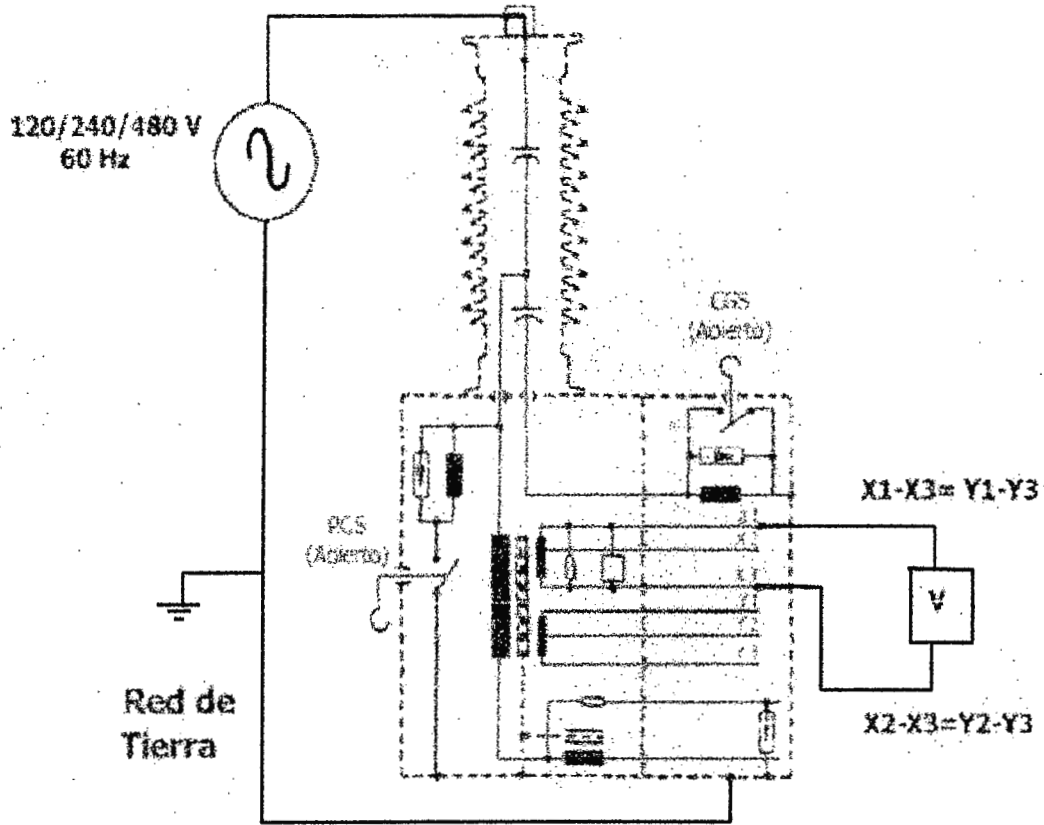


Figura 2.4.2, Conexión para la prueba de relación de transformación.

## **PRUEBA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 115KV**

### **Objetivo:**

- Verificar las condiciones del aislamiento
- Determinar si en alguno de los devanados, primario o secundarios existe cortocircuito a tierra o entre devanados.

### **Equipo para la medición de la de la resistencia de aislamiento:**

Antes de utilizar el Megger es importante verificar la certificación de calibración. Una norma estándar y practica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente formula:

- **$M\Omega = \text{valoren KV} + 1$**

Donde el valor en KV es: el voltaje nominal del TP.

### **Procedimiento:**

#### **Medición de la resistencia del devanado primario contra tierra.**

1. Los interruptores PGS y CGS del transformador deben estar abiertos.
2. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger a tierra. Ver figura 2.4.3.
3. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, al terminal primario.

4. Aplicar una descarga de 1000 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger ( $M\Omega$ ), ver figura 2.4.3.

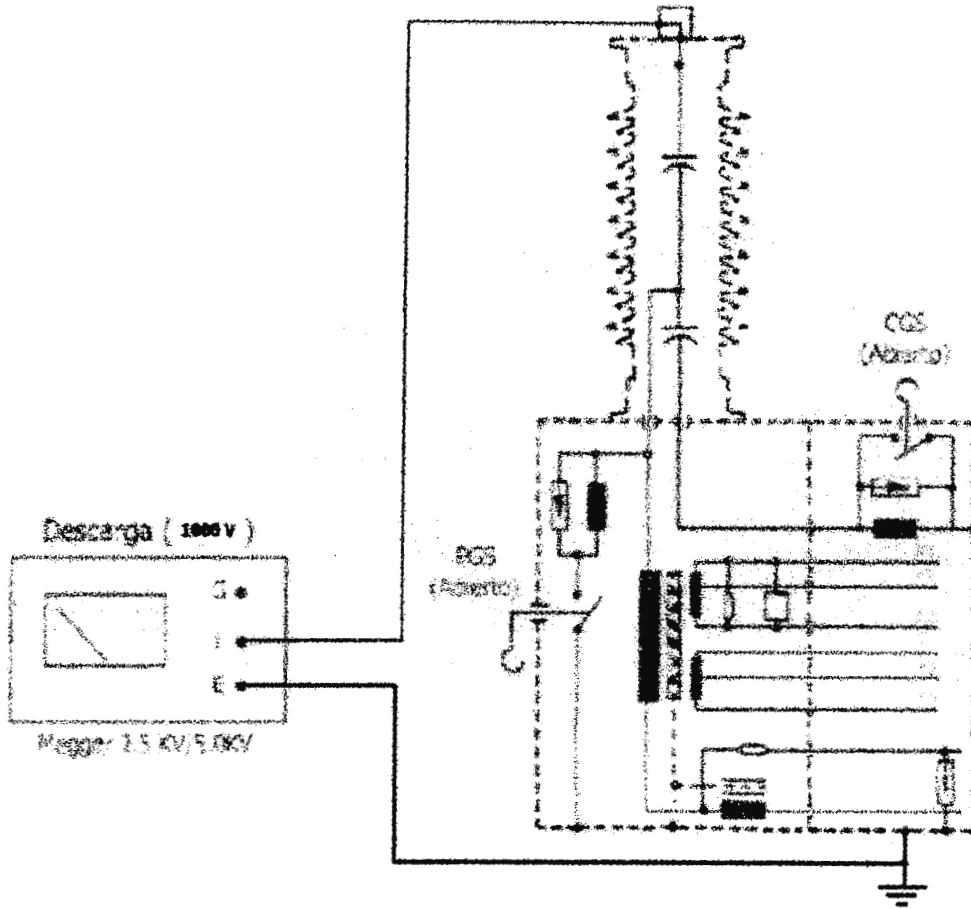
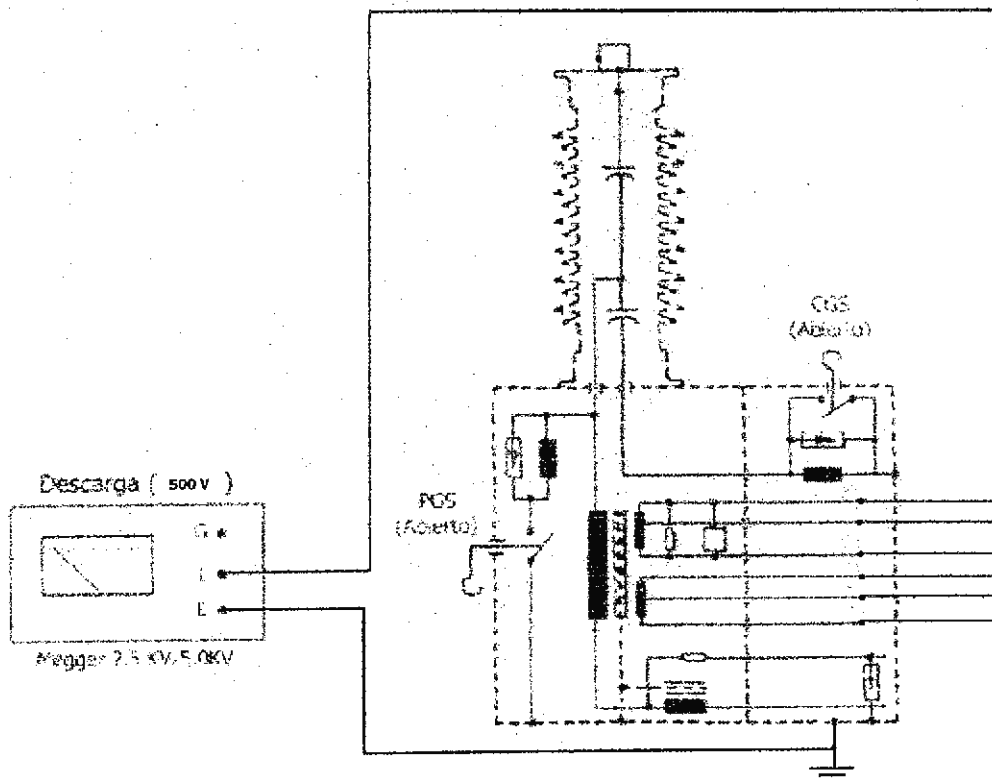


Figura 2.4.3, Conexión para el devanado primario contra tierra.

**Medición de la resistencia del devanado secundario contra tierra.**

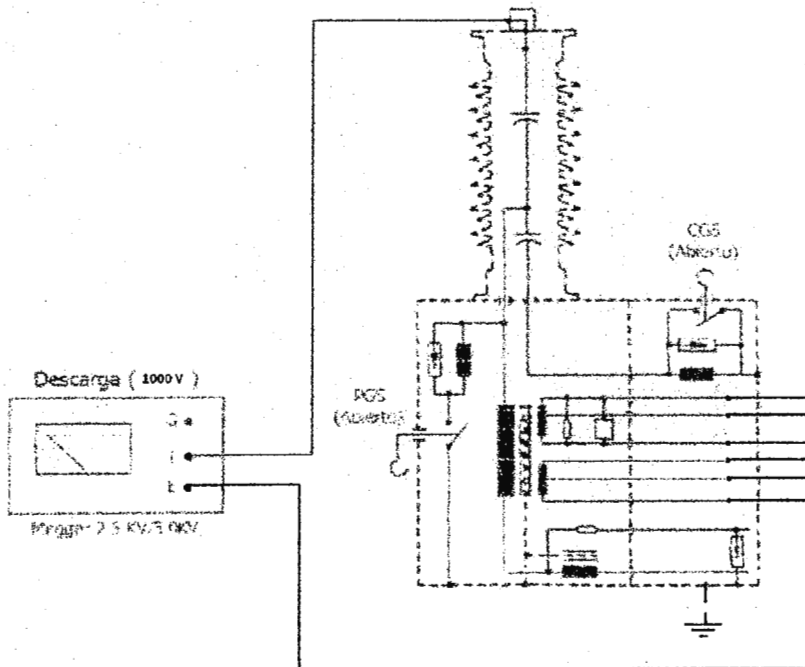
1. Los interruptores **PGS** y **CGS** del transformador deben estar abiertos.
2. Cortocircuitar los terminales secundarios "X" y "Y".
3. Conectar la punta de prueba **E** (tierra) del Megger, a tierra.
4. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, a los terminales secundarios.
5. Aplicar una descarga de 500 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger ( $M\Omega$ ), ver figura 2.4.4.



**Figura 2.4.4, Conexión para el devanado secundario contra tierra.**

**Medición de la resistencia del devanado primario contra el devanado secundario.**

1. Los interruptores **PGS** y **CGS** del transformador deben estar abiertos.
2. Cortocircuitar los terminales secundarios "X" y "Y".
3. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, al terminal primario.
4. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger, a los terminales secundarios.
5. Aplicar una descarga de 1000 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ ), ver figura 2.4.5.



**Figura 2.4.5, Conexión para el devanado primario contra secundario.**

## MEDICION DE LA RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS SECUNDARIOS (MAXIMA RELACION)

### Objetivo:

- Verificar las perdidas por efecto Joule.
- Verificar la elevación de temperatura bajo carga.
- Verificar que las conexiones internas estén hechas correctamente.

Utilizar un puente de wheatstone o kelvin tipo laboratorio.

Antes de utilizar el puente es importante hacer la verificación del certificado de calibración proporcionado por el fabricante. Los valores de resistencia ohmica de cada devanado se encuentran dados en la hoja de pruebas proporcionada por el fabricante.

### Procedimiento:

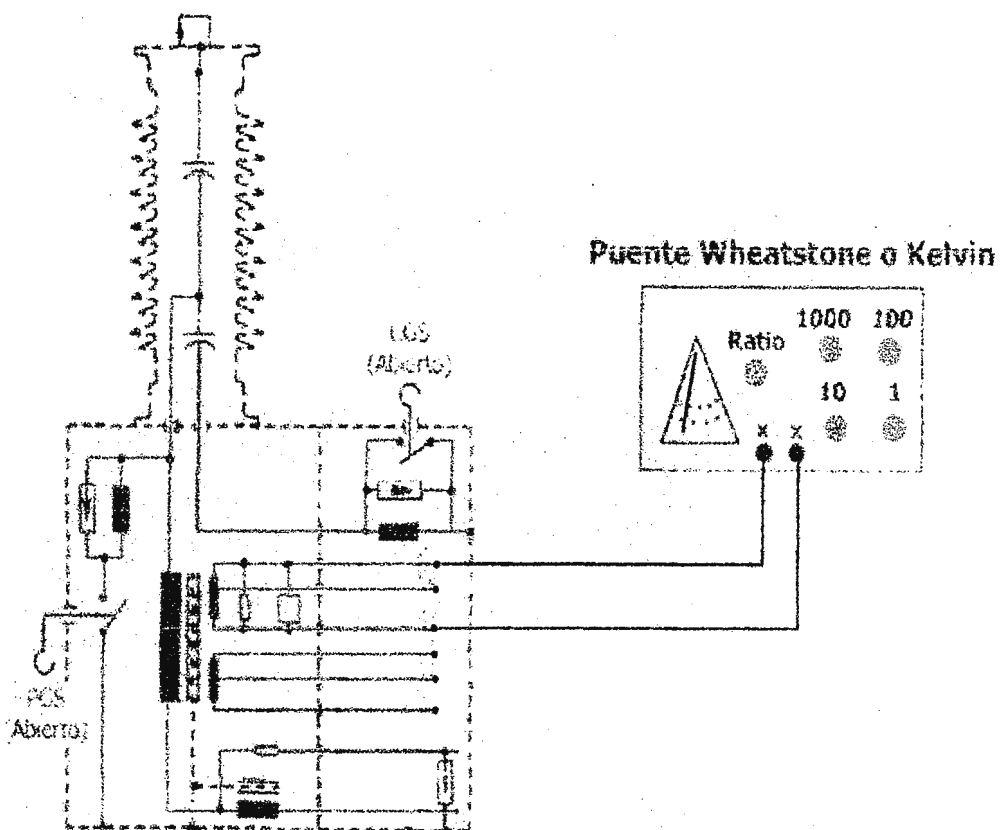
1. Los interruptores **PGS** y **CGS** del transformador deben estar abiertos.
2. Ubicar el valor de resistencia más cercano del devanado a medir, en el control de relación (**RATIO**), del puente.
3. Conectar las puntas de prueba (puntas "**X**") del puente Wheatstone o Kelvin, a los terminales **X<sub>1</sub>** y **X<sub>3</sub>**, del devanado secundario del transformador, ver figura 2.4.6 (el galvanómetro del puente se alejara hacia cualquiera de los lados de la posición de cero, registrando un valor de corriente de desequilibrio en el puente)

4. Mediante el ajuste de los otros cuatro controles de paso de **1000, 100, 10** y **1**, variar el valor de la resistencia hasta que la aguja del galvanómetro coincida en el centro con el valor de cero, como se muestra en la figura 2.4.6.
5. Multiplicar todos los valores que indican los controles para encontrar el valor de la resistencia del devanado secundario "**X**" es decir:

$$\triangleright R_{X1-X3} = N^{\circ}_{(RATIO)} * N^{\circ}_{(1000)} * N^{\circ}_{(100)} * N^{\circ}_{(10)} * N^{\circ}_{(1)}$$

Donde  $N^{\circ}$ : es el valor que señala cada control.

6. Repetir los numerales 1, 2, 3, 4 y 5 para medir la resistencia en el devanado secundario "**Y**". Ver figura 2.4.6.
7. Comparar los valores de resistencia medidos con los valores proporcionados en la hoja de ensayos por el fabricante.



**Figura 2.4.6, Conexión para la resistencia del devanado "X". X1-X3.**

**MANTENIMIENTO ELECTRICO  
PREVENTIVO DE PARARRAYOS PARA 115 KV**

## **PARARRAYOS DE OXIDO METALICO PARA 115 KV**

Los pararrayos son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobre tensiones originadas por: descargas atmosféricas, operación de interruptores y desbalanceo en los sistemas de potencia.

Estos cumplen con las siguientes funciones:

- Descargar las sobre tensiones cuando la magnitud de estas llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- Drenar a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobre tensiones.
- No deben operar con sobre tensiones temporales de baja frecuencia.
- Deben desaparecer las corrientes de descarga al desaparecer la sobre tensión.

Entre los tipos de pararrayos existentes se pueden mencionar:

- Pararrayos de cuerno de arqueo.
- Pararrayos auto valvulares.
- Oxido metálico.

## **PERIODOS DE TIEMPO SUGERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO DE PARARRAYOS DE 115 KV**

Las rutinas de inspección y pruebas eléctricas a pararrayos deben realizarse preferentemente cuando se programe un mantenimiento mayor (cada 2 o 3 años), a los equipos principales (Turbo-generador, transformador de potencia, etc.), cuando el equipo presente anomalías de operación o por el número de operaciones por descarga.

## **NORMAS DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO DE PARARRAYOS DE 115 KV**

1. Realización de operaciones de mantenimiento en días soleados y secos.
2. Verificación del aterrizaje del pararrayos.
3. Despejar el área de trabajo de material u objetos ajenos y delimitarla con banda plástica de seguridad.
4. Colocación en el panel de unidad en sala de control su correspondiente nota de **no-operar**.
5. Colocación de avisos y carteles fluorescentes sobre caballetes o tableros de mando, que adviertan sobre la **no-operación** de los equipos que estén señalados bajo mantenimiento.
6. Utilización del equipo de seguridad industrial. (casco, lentes, botas y guantes aislantes, etc.)
7. Utilización de escaleras de banda doble (tipo tijera), no-conductoras (fibra de vidrio), no apoyarlas sobre los equipos y aisladores.

**Nota:** el incumplimiento de las normas antes mencionadas, puede ocasionar la muerte, daño a los equipos y al medio ambiente.

## **PROCEDIMIENTOS PARA SACAR DE SERVICIO LOS PARARRAYOS DE 115 KV**

- 1.** Hacer la confirmación pertinente con los operadores encargados de sala de control, acerca de la desconexión total de la unidad de generación en la subestación de alta tensión, es decir registrar el acontecimiento de mantenimiento en el libro o bitácora de trabajo.
- 2.** Apagar la unidad ( turbina — Generador) de los pararrayos a inspeccionar.
- 3.** Hacer una inspección visual exhaustiva en la subestación de alta tensión, con el fin de corroborar la apertura de los interruptores y seccionadores de la unidad respectiva.
- 4.** Polarización del interruptor principal y sus respectivos seccionadores.
- 5.** Apertura de los térmicos y desconexión de los conductores que alimentan a la unidad de mando del interruptor principal y los seccionadores respectivos. Colocar aviso de "**no-operar, hombres trabajando**".
- 6.** Desconectar las líneas que unen al transformador elevador de 13.8 / 115 KV con los pararrayos. Un pararrayos por fase.
- 7.** Registrar el número de operaciones de descarga realizadas por el pararrayos.

8. Si el número de descargas es cercano al valor máximo proporcionado por el fabricante, cambiar el pararrayos sin efectuar prueba alguna.

**NOTA:** este procedimiento es valido para los pararrayos ubicados en los transformadores elevadores de 13.8 / 115 KV. Pero no así las rutinas de mantenimiento, las cuales aplican a cualquier pararrayos en diferente ubicación.

## **PROCEDIMIENTOS GENERALES DE INSPECCION Y LIMPIEZA DE PARARRAYOS DE 115 KV**

- 1.** Detección y remoción de polvo u objetos extraños en la parte superior y toda la superficie del pararrayos.
- 2.** Remoción de impurezas y contaminantes en la superficie del aislador, mediante mantas, wipper y químicos desengrasantes.
- 3.** Inspección minuciosa y detección de posible fisuras, e indicios de sobrecalentamientos en la porcelana.
- 4.** Remoción de herrumbre en las partes metálicas del pararrayos. Utilizar lija N° 2 sobre las partes afectadas.
- 5.** Aplicación de pintura o laca anticorrosiva en la carcasa para evitar deterioro a causa del herrumbre.
- 6.** Aplicación de silicona para la protección de la porcelana.
- 7.** Reapriete de tuercas, pernos en los terminales primarios y piezas de soporte.
- 8.** Aplicación de grasa dieléctrica en la superficie del aislador, para evitar la adhesión de costra en la porcelana.

## **PRUEBA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO PARA LOS PARARRAYOS DE 115 KV.**

### **Objetivo:**

- Verificar las condiciones del aislamiento.
- Determinar si el aparato esta en condiciones de continuar o ser puesto en servicio.

Equipo para la medición de la resistencia de aislamiento:

Antes de utilizar el Megger es importante verificar la certificación de calibración.

Una norma estándar y practica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente formula:

- **$M\Omega = \text{valor en KV} + 1$**

Donde el valor en KV es: el voltaje nominal del pararrayos.

### **Procedimiento:**

#### **Medición de la resistencia del terminal primario contra tierra.**

- 1.** Conectar la punta de prueba E(Tierra) del Megger, a tierra. ver figura 2.5.1
- 2.** Conectar la punta de prueba L(Línea) del Megger al terminal primario.
- 3.** Aplicar una descarga de 2500 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ )

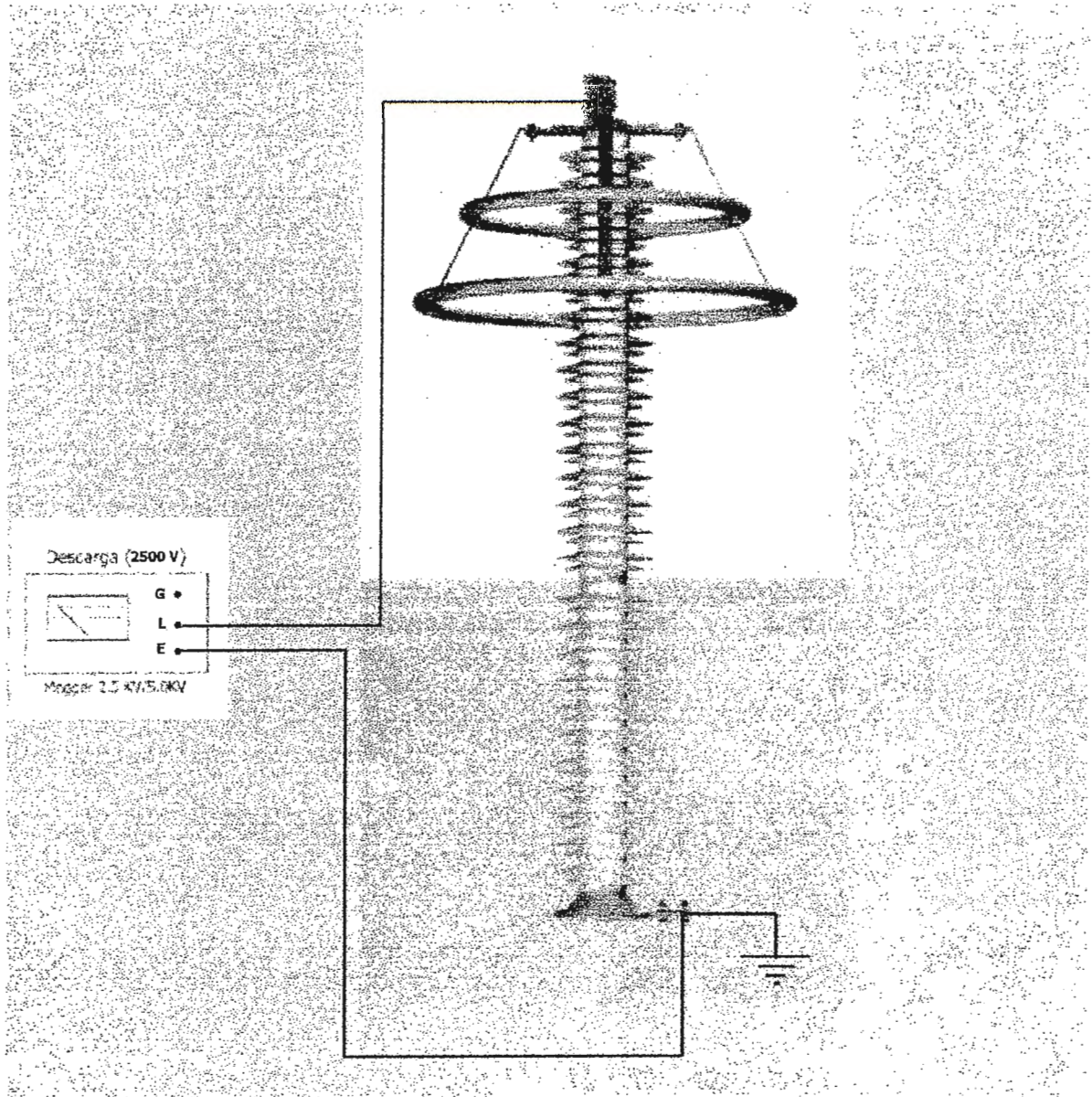


Figura 2.5.1, Conexión del terminal primario contra tierra.

## MEDICION DE LAS CORRIENTES DE FUGA EN PARARRAYOS DE 115 KV

### Objetivo:

- Determinar las condiciones de calidad del aislamiento.
  
- Determinar si el aparato esta en condiciones de continuar o ser puesto en servicio.

Equipo para la medición de las corrientes de fuga:

Antes de utilizar el **Hi Pot** es importante verificar la certificación de calibración.

### Procedimiento:

1. Conectar la punta de prueba E (Tierra) del Hi Pot, a tierra. Ver figura 2.5.2.
  
2. Conectar la punta de prueba L (Línea) del Hi Pot, al terminal primario.
  
3. Aplicar una descarga ascendente hasta un valor de  $75 \text{ KV}_{\text{DC}}$ , durante un minuto y leer el valor de la corriente en la escala del Hi Pot. ( $\mu\text{A}$ ), ver figura 2.5.2.

**NOTA:** esta prueba se recomienda en caso de tener indicios de daños en el aislamiento. El valor medido de la corriente de fuga debe ser cero, aunque se aceptan valores de corriente abajo de los  $30 \mu\text{A}$ .

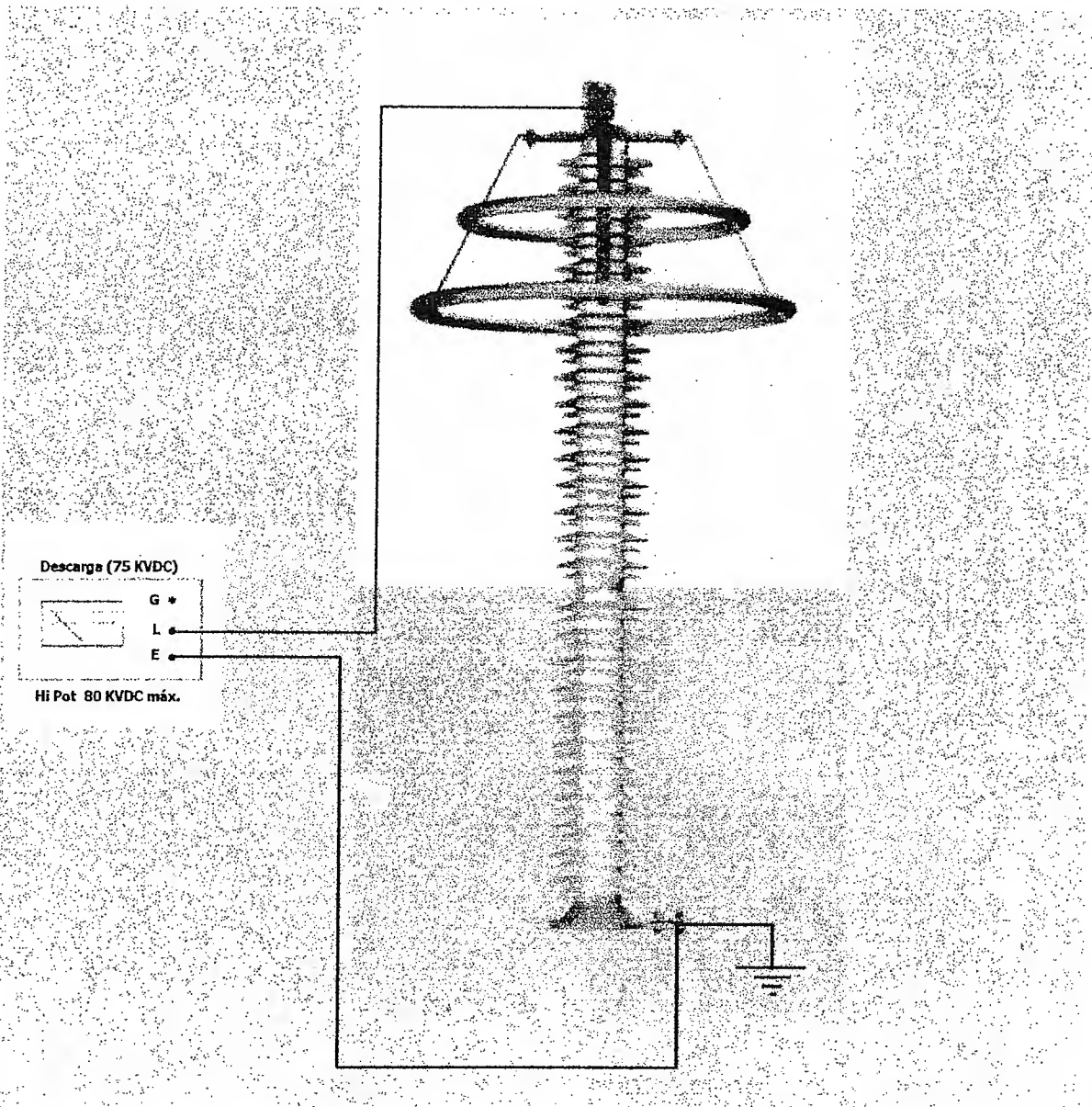


Figura 2.5.2, Conexión para la medición de las corrientes de fuga.

**CAPITULO III**  
**MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO**  
**A LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA CENTRAL**  
**GEOTERMICA DE AHUACHAPAN**

**MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO  
PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE  
13.8 / 115 KV**

## TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador es una maquina electromagnética, cuya función principal es cambiar las magnitudes de las tensiones eléctricas.

Esta formado por tres partes principales que son:

- **Parte activa:** esta compuesta por el núcleo, bobinas, y cambiador de derivación.
  
- **Parte pasiva:** es el tanque donde se aloja la parte activa.
  
- **Accesorios:** son un conjunto de dispositivos que intervienen en la operación del transformador, entre los cuales tenemos el tanque conservador, relé Bucholz, relé de presión súbita, indicador magnético de nivel de aceite, indicador de temperatura de aceites y devanados, radiadores, válvulas de drenaje y tableros de control, etc.

Esta es una maquina que falla poco en comparación con otros elementos de los sistemas eléctricos, tales como líneas, interruptores, seccionadores etc. Pero cuantos estas fallas ocurren, dejan graves daños en él, por tal razón es recomendable atenderlos continuamente ya que las condiciones de trabajo pueden alterar la periodicidad de las verificaciones por realizar.

**PERIODOS SUGERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.**

La tabla 3.1.1, presenta un calendario de las operaciones de verificación que deben realizarse a los transformadores de potencia.

PRUEBAS Y VERIFICACIONES	FRECUENCIA		
	HORAS	MESES	AÑOS
Corriente	1	-	-
Voltaje	1	-	-
Temperatura en los devanados	1	-	-
Presión en el tanque principal	1	-	-
Temperatura del aceite	1	-	-
Inspección del nivel de aceite	1	-	-
Secadores silica-gel	1*	-	-
Relé BUCHHOLZ	1**	-	-
Características dieléctricas del aceite	-	6 ***	-
Análisis de los gases disueltos en el aceite	-	-	1 ****
Sistema de enfriamiento	-	-	2
Indicadores de temperatura	-	-	2
Válvula de seguridad	-	-	2
Circuitos auxiliares, fusibles y contactos	-	-	2
Limpieza de la porcelana	-	-	2
Conexiones y resistencia de aterrizaje	-	-	2
Resistencia de aislamiento	-	-	2
Resistencia Ohmica de los devanados	-	-	2
Relación de transformación	-	-	2

**Tabla 3.1.1**

- \* **La inspección del color de la silica-gel debe hacerse durante las rutinas diarias. El cambio de la silica-gel debe realizarse cada mes, o cuando esta presente una cantidad de humedad considerable. (cambio de color)**
  
- \*\* **Este relé debe ser supervisado diariamente. En caso de que este opere debe realizarse un análisis de gases disueltos. (Lab.)**
  
- \*\*\* **Esta prueba esta sujeta a las condiciones de operación del transformador, ya que se puede realizarse sin necesidad de sacar de servicio el transformador.**
  
- \*\*\*\* **Esta prueba debe realizarse cuando se sospeche de la existencia de fallas incipientes en el transformador, debido a operaciones continuas del relé buchholz por alarma o disparo.**

**NOTA:** Las rutinas de inspección y pruebas eléctricas para los transformadores de potencia de 13.8 KV / 115 KV deben realizarse preferentemente cuando se programe un mantenimiento general (Over haul), el cual puede realizarse cada 2 años, o cuando el transformador presente condiciones anormales de operación.

## **NORMAS DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 13.8 / 115 KV**

- 1.** Realizar las operaciones de mantenimiento en días soleados y secos.
- 2.** Verificación del correcto aterrizaje del transformador de potencia.
- 3.** Despejar el área de trabajo de material u objetos ajenos y delimitarla con banda plástica de seguridad.
- 4.** Colocación en el panel de unidad en sala de control su correspondiente nota de **no-operar**.
- 5.** Colocación de avisos y carteles fluorescentes sobre caballetes o tableros de mando, que adviertan sobre la **no-operación** de los equipos que estén señalados bajo mantenimiento.
- 6.** Utilización del equipo de seguridad industrial. (casco, lentes, botas y guantes aislantes, etc.)
- 7.** Utilización de escaleras de banda doble (tipo tijera), no-conductoras (fibra de vidrio), no apoyarlas sobre los equipos y aisladores.

## **PROCEDIMIENTOS PARA SACAR DE SERVICIO AL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 13.8 / 115 KV**

- 1.** Hacer la confirmación pertinente con los operadores encargados de sala de control, acerca de la desconexión del transformador principal a inspeccionar, es decir registrar el acontecimiento de mantenimiento en el libro o bitácora de trabajo.
- 2.** Apagar la unidad ( turbina — Generador) del transformador de potencia a inspeccionar.
- 3.** Hacer una inspección visual exhaustiva en la subestación de alta tensión, con el fin de corroborar la apertura de los interruptores y seccionadores de la unidad respectiva.
- 4.** Polarización del interruptor principal y sus respectivos seccionadores.
- 5.** Polarización del transformador de potencia bajo mantenimiento.
- 6.** Apertura de los térmicos y desconexión de los conductores que alimentan a la unidad de mando del interruptor principal y los seccionadores respectivos. Colocar aviso de **" no-operar, hombres trabajando"**.

**PROCEDIMIENTOS GENERALES DE INSPECCION Y LIMPIEZA PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 13.8 / 115 KV**

- 1.** Detección y remoción de polvo u objetos extraños en la parte superior y toda la superficie del transformador.
- 2.** Limpieza y verificación del indicador del nivel de aceite, en el tanque conservador.
- 3.** Inspección visual y detección de posibles fugas de aceite.
- 4.** Limpieza del visor de gases del relé Buchholz.
- 5.** Limpieza y revisión de los medidores de temperatura en el aceite y devanados.
- 6.** Limpieza, revisión y prueba funcional del relé Buchholz.
- 7.** Limpieza, revisión y prueba funcional del relevador de presión súbita.
- 8.** Limpieza y revisión de la válvula de seguridad. (presión súbita)
- 9.** Revisión de válvulas de drenaje, llenado y toma de la muestra de aceite.
- 10.** Revisión de válvulas BYPASS del relé bucholz.
- 11.** Revisión de las válvulas de los radiadores.

- 12.** Limpieza, revisión y prueba funcional de los relés de protección del transformador.
- 13.** Remoción de impurezas y contaminantes en la superficie de los aisladores, mediante mantas, wipper y químicos desengrasantes.
- 14.** Inspección minuciosa y detección de posibles fisuras, e indicios de sobrecalentamientos en la porcelana.
- 15.** Remoción de herrumbre en las partes metálicas del transformador. Utilizar lija Nº 2 sobre las partes afectadas.
- 16.** Aplicación de pintura o laca anticorrosiva en el tanque para evitar deterioro a causa del herrumbre.
- 17.** Limpieza, drenaje de agua y engrase de los soportes deslizantes en la base del transformador.
- 18.** Aplicación de grasa dieléctrica en la superficie de los aisladores, para evitar la adhesión de costra en la porcelana.
- 19.** Reapriete de tuercas, pernos en los terminales primarios, secundarios y piezas de soporte del transformador.
- 20.** Remoción de suciedad acumulada entre los elementos (tubos) de los radiadores.
- 21.** Inspeccionar que la tubería de los radiadores este libre de fugas y fisuras.

- 22.** Reapriete de pernos y tuercas de soportes en los ventiladores del sistema de enfriamiento.
  
- 23.** Revisión y reapriete de contactos en el panel de conexión de protecciones, controles de los motores de ventilación e indicación de alarmas; limpieza mediante un limpiador de contactos (CONTACT CLEANER), o una cuchilla fina.
  
- 24.** Prueba de continuidad, meggering y revisión del estado de los conductores en el panel de conexión del transformador.
  
- 25.** Comprobación del etiquetado de cables y conexiones.
  
- 26.** Limpieza y medición de la resistencia "Ohmica" ( $\omega$ ) de aterrizaje.

## PRUEBAS DE ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 13.8 / 115 KV

El aceite en los transformadores de potencia contribuye al fortalecimiento de la capacidad dieléctrica del aislamiento, provee una eficiente refrigeración, protegiendo el núcleo y las bobinas de ataques químicos. Cuando las propiedades del aceite han cambiado lo suficiente como para evitar que se cumplan sus funciones, el aceite se considera malo y de continuar usándolo, se reducirá el tiempo de vida útil del transformador. Por tal razón es conveniente realizar análisis periódicos al aceite, con el propósito de:

- Evaluar el estado interno del transformador.
- Graficar tendencias.
- Prevenir fallas.

Los análisis para un diagnostico del aceite se presentan en la tabla 3.1.2.

PRUEBA	NORMA ASTM	UNIDADES	INFORMACION
Rigidez dieléctrica.	D 1816	KV	Resistencia momentánea del aceite al paso de la corriente, cantidad relativa de agua libre, impurezas y partículas conductoras.
Índice de neutralización.	D 974	mg* KOH / gr.	Aumento en la concentración de ácidos en el aceite.
Tensión interfacial.	D 971	Dinas / cm	Presencia de contaminantes polares y productos de oxidación.
Contenido de agua.	D 1533	ppm.	Proporciona una idea de la humedad total contenida en el aceite.
Color (lab.)	D 1500	-	Presencia de lodos en el aceite.
Factor de potencia.	D 924	%	Perdidas eléctricas a causa de la presencia de humedad, barniz u otros productos de la oxidación.
Gravedad específica.	D 1298	%	Capacidad del aceite como refrigerante.
Evaluación visual.	D 1524	-	Color café indica presencia de agua y otros contaminantes.
Sedimentos.	D 1698	-	Estado de degeneración del aceite.
Gases disueltos.	D 3612	Ppm.	Detecta fallas incipientes.

**Tabla 3.1.2**

### **Toma de la muestra de aceite:**

El recipiente que debe usarse para tomar la muestra de aceite, debe tener las siguientes características:

- Material completamente transparente (vidrio)
- Capacidad adecuada del recipiente en ml.
- Completamente libre de impurezas (limpio)

### **Procedimiento:**

1. Llenar el recipiente con la cantidad de aceite requerida para la prueba que se realice. Ver tabla 3.1.3.
2. Enjuagar el recipiente con este aceite, y luego desecharlo.
3. Llenar el recipiente nuevamente con la cantidad requerida para la prueba. Ver tabla 3.1.3.
4. Etiquetar el recipiente con las características de placa del equipo, fecha, hora y el valor de la temperatura del aceite al momento de tomar la muestra.
5. Luego someterlo a la prueba correspondiente.

PRUEBA	NORMA ASTM	CANTIDAD DE ACEITE (ml)
Rigidez dieléctrica.	D 1816	500
Índice de neutralización.	D 974	20
Tensión interfacial.	D 971	20
Contenido de agua.	D 1533	50
Color (lab.)	D 1500	125
Factor de potencia.	D 924	250
Gravedad específica.	D 1298	125
Evaluación visual.	D 1524	10
Sedimentos.	D 1698	50
Gases disueltos.	D 3612	50

**Tabla 3.1.3**

**NOTA:** este procedimiento debe de realizarse por una persona instruida, evitar la exposición prolongada de la muestra a los rayos solares y a la contaminación excesiva de la atmósfera.

## **PRUEBA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA PARA ACEITE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 13.8 / 115 KV**

**Definición:** rigidez dieléctrica es la propiedad que indica la capacidad que tiene un aceite para soportar la tensión eléctrica a la que es sometido cuando esta en servicio, esta propiedad esta dada en **KV/mm**.

### **Objetivo:**

- Comprobar que el aceite utilizado como medio refrigerante en los transformadores de potencia cumpla con las características aislantes requeridas por la norma ASTM D 1816.

**Descripción de la prueba:** aquí se utiliza un probador de rigidez dieléctrica. Mediante la aplicación de una tensión alterna creciente entre dos electrodos sumergidos en la muestra de aceite, se toma el valor de tensión en KV, cuando se produce la ruptura.

### **Procedimiento:**

1. Verificar la certificación de calibración y las condiciones de operación del equipo de medición de rigidez dieléctrica (se recomienda OTS 100AF/2, ver figura 3.1.1.)
2. Abrir la cámara de prueba y limpiar el interior.
3. Separar la cubierta que sostiene los soportes de electrodos, del recipiente. Ver figura 3.1.2.

- 4.** Montar los electrodos correspondientes en los brazos móviles, roscar y apretar firmemente con los dedos. Ver tabla 3.1.4.
- 5.** Ajuste del espacio entre electrodos, mediante los calibradores correspondientes al valor de la norma ASTM D 1816. Ver tabla 3.1.4.
- 6.** Montar la cubierta porta electrodos en el recipiente, e introducirlo con el aceite en la cámara de prueba.
- 7.** Cerrar la compuerta de la cámara de prueba.
- 8.** Seleccionar en la pantalla de menú del equipo, la norma ASTM D 1816, ver tabla 3.1.4.
- 9.** Pulsar la tecla iniciar, y esperar a que llegue a la tensión de ruptura.
- 10.** El equipo realizara esta prueba para seis ciclos, proporcionando los datos impresos de cada ciclo y la media aritmética de estos datos.
- 11.** Comparar los valores obtenidos con los valores según la norma ASTM D 1816 que se muestra en la tabla 3.1.5. para la clasificación del estado del aceite.

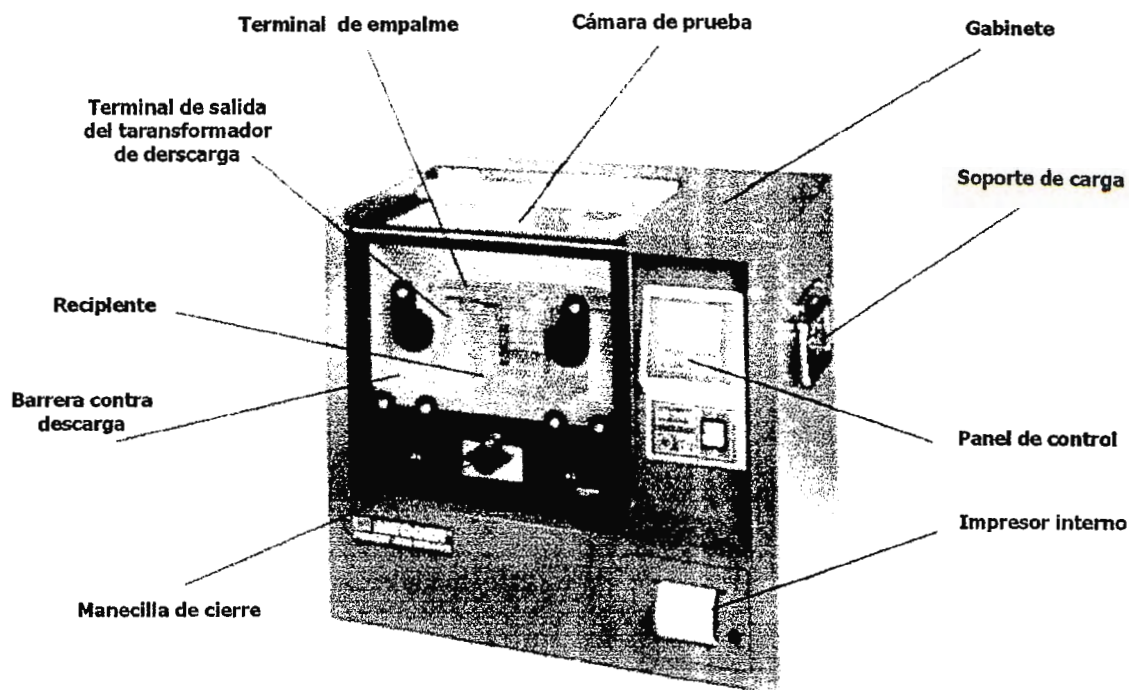


Figura 3.1.1, Equipo para la prueba de rigidez dieléctrica.

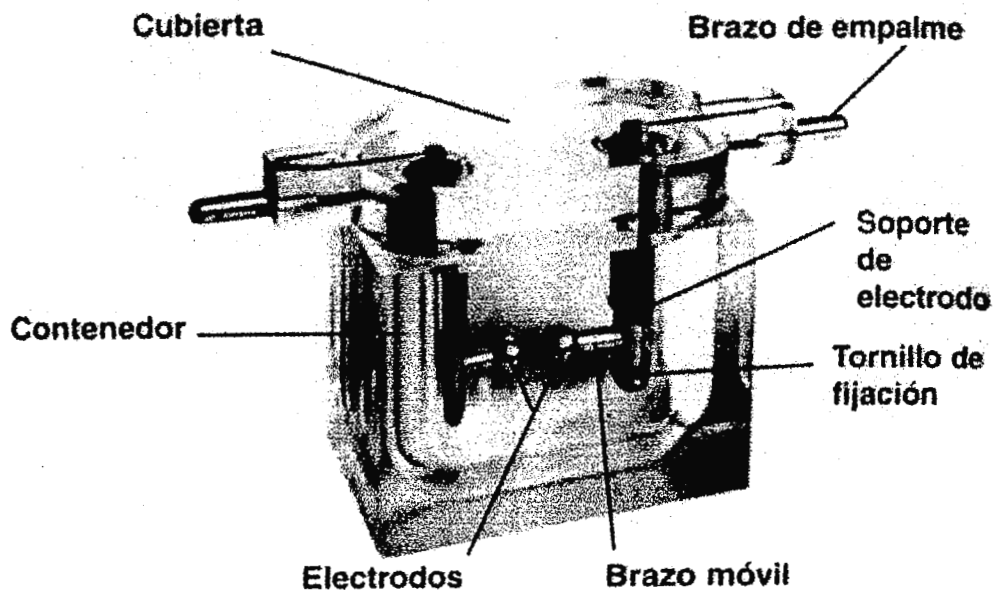





Figura 3.1.2, Recipiente de prueba

Especificación de prueba estándar seleccionada	AS 1767 BS 5874 IEC 156 NFC 27 SABS 555 UNE 21	BS148 CEI 10-1 IP 295 ГОСТ 6581 VDE 0370 STAS 286	ASTM D1816	ASTM D877
Forma de electrodo				
Espaciado de electrodo	2,5 mm		2,0 mm	2,5 mm

**Tabla 3.1.4**

RESISTENCIA DIELECTRICA DEL ACEITE	
Resistencia dielectrica media, en KV, por ASTM D 1816-82	Condición del aceite
50	Nuevo
29 o más	Bueno
23 a 28	Utilizable
Abajo de 23	Deficiente

**Tabla 3.1.5**

## VERIFICACION DEL ESTADO Y COLOR DEL ACEITE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN SERVICIO.

El color del aceite en servicio esta expresado por un valor numérico, así como también por la descripción del color, el cual es comparado con una serie de colores estándar. Los cambios en estos valores y colores generalmente ocurren durante largos periodos de tiempo. Un incremento repentino en estos es un indicativo de cambios dramáticos en las condiciones de operación de los equipos, y generalmente preceden a otros problemas mayores.

Los cambios de color de los aceites en servicio están relacionados con el deterioro, envejecimiento prematuro y contaminación de estos.

Según norma **ASTM** tenemos **D 1500** (en Lab.) para valores numéricos; y **D 1524** para colores, ver tabla 3.1.6.

ASTM D 1500	ASTM D 1524	
VALOR NUMERICO	COLOR	ESTADO DEL ACEITE
0.0 – 0.5	Claro	Nuevo
0.5 – 1.0	Amarillo pálido	Bueno
1.0 – 2.5	Amarillo	Envejecido pero utilizable
2.5 – 4.0	Amarillo brillante	Condición marginal de utilidad
4.0 – 5.5	Ambar	Mala
5.5 – 7.0	Café	Condición severa (regenerable)
7.0 – 8.5	Café oscuro	Condición extrema (desechable)

**Tabla 3.1.6**

## **PRUEBA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 13.8 / 115 KV**

### **Objetivo:**

- Verificar las condiciones del aislamiento.
- Determinar si en alguno de los devanados, primario o secundarios existe cortocircuito a tierra o entre devanados.

### **Equipo para la realización de la prueba de resistencia de aislamiento:**

Antes de utilizar el Megger es importante, verificar la certificación de calibración.

Una norma estándar y practica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente formula:

- **$M\Omega = \text{valor en KV} + 1$**

Donde el valor en KV es: el voltaje nominal del Transformador.

Los valores de resistencia de aislamiento se ven afectados por la temperatura a la cual se realiza la medición (temperatura ambiente), por lo cual debe hacerse una corrección de la resistencia a un valor de temperatura base (20°C), utilizando la siguiente formula:

- **$R = K * R_T$**

Donde **R**: es la resistencia de aislamiento en  $M\Omega$ , a la temperatura base de 20 °C.

**R<sub>T</sub>**: es la resistencia de aislamiento en  $M\Omega$ , a la temperatura ambiente.

**K**: es el factor de corrección a 20 °C.

La tabla 3.1.7, presenta los factores a los que deben referirse los valores de resistencia de aislamiento medidos a temperatura ambiente.

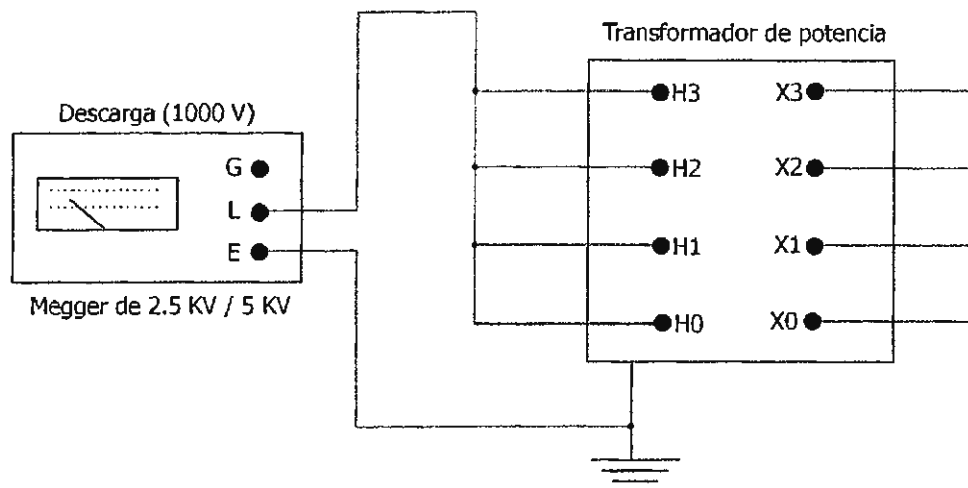
<b>Temperatura ambiente (°C)</b>	<b>Factor de corrección (K)</b>
0	0.25
5	0.36
10	0.50
15	0.75
20	1.00
25	1.40
30	1.98
35	2.80
40	3.95
45	5.60
50	7.85
55	11.20
60	15.85
65	22.40
70	31.75
75	44.70
80	63.50

**Tabla 3.1.7**

**Procedimiento:**

**Medición de la resistencia del devanado primario contra tierra.**

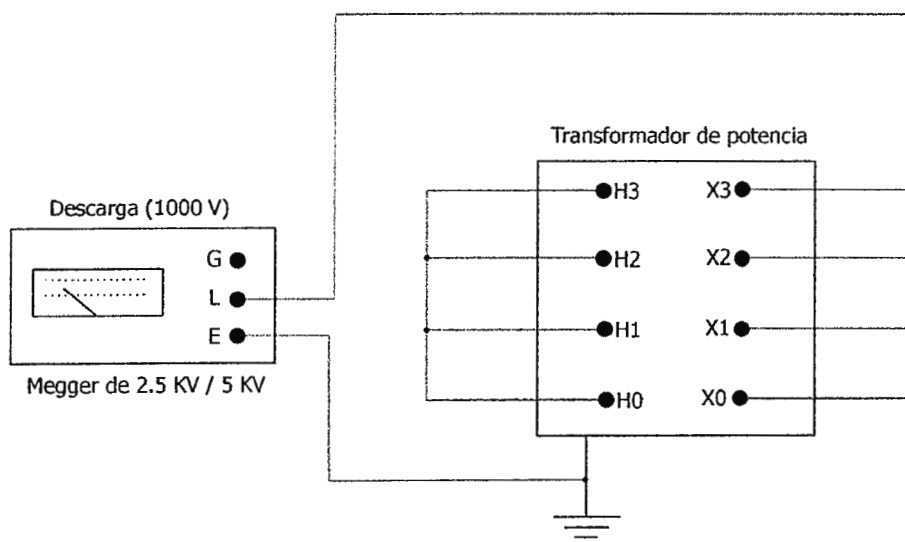
1. Cortocircuitar los terminales primarios H0, H1, H2 y H3.
2. Cortocircuitar los terminales secundarios X0, X1, X2 y X3.
3. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger a tierra. Ver figura 3.1.3.
4. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, a los terminales primarios "H".
5. Aplicar una descarga de 1000 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger(MΩ), ver figura 3.1.3.
6. Aplicar el factor de corrección a la resistencia de aislamiento medida, y referirla a 20 °C, según la tabla 3.1.5.



**Figura 3.1.3, Conexión para el devanado primario contra tierra.**

**Medición de la resistencia del devanado secundario contra tierra.**

1. Cortocircuitar los terminales secundarios X0, X1, X2 y X3.
2. Cortocircuitar los terminales primarios H0, H1, H2 y H3.
3. Conectar la punta de prueba E (Tierra) del Megger, a tierra.
4. Conectar la punta de prueba L(Línea) del Megger, a los terminales secundarios "X".
5. Aplicar una descarga de 1000 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger(MΩ), ver figura 3.1.4.
6. Aplicar el factor de corrección a la resistencia de aislamiento medida, y referirla a 20 °C, según la tabla 3.1.5.



**Figura 3.1.4, Conexión para el devanado secundario contra tierra.**

**Medición de la resistencia del devanado primario contra el devanado secundario.**

7. Cortocircuitar los terminales secundarios X0, X1, X2 y X3.

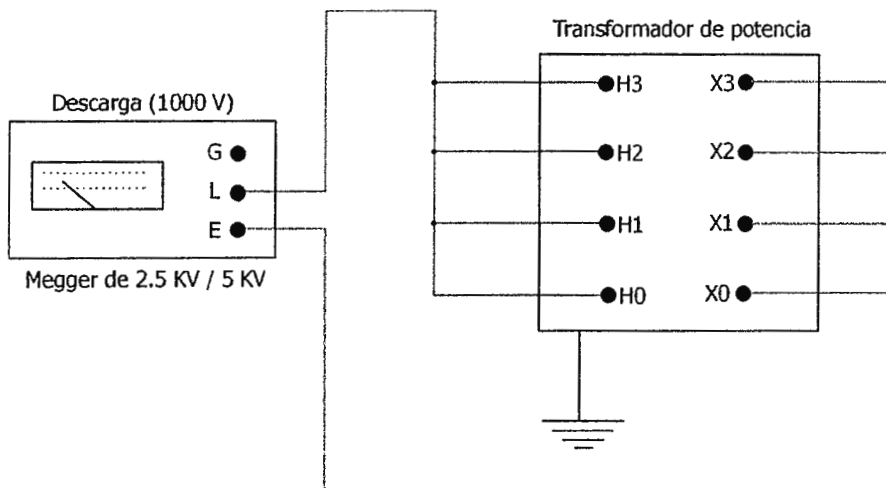
8. Cortocircuitar los terminales primarios H0, H1, H2 y H3.

1. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, al terminal primario.

2. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger, a los terminales secundarios.

3. Aplicar una descarga de 1000 Voltios durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ ), ver figura 3.1.5.

4. Aplicar el factor de corrección a la resistencia de aislamiento medida, y referirla a 20 °C, según la tabla 3.1.5.



**Figura 3.1.5, Conexión para el devanado primario contra secundario.**

**NOTA:** El procedimiento para medir la resistencia de aislamiento eléctrico, debe realizarse para cada una de las posiciones del **"TAP"** del transformador de potencia.

## **MEDICION DE LA RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS.**

### **Objetivo:**

- Verificar las pérdidas por efecto Joule.
- Verificar la elevación de temperatura bajo carga.
- Verificar que las conexiones internas estén hechas correctamente.

Utilizar un puente de wheatstone o kelvin tipo laboratorio.

Antes de utilizar el puente es importante hacer la verificación del certificado de calibración proporcionado por el fabricante. Los valores de resistencia ohmica de cada devanado se encuentran dados en la hoja de pruebas proporcionada por el fabricante.

### **Procedimiento para medición de la resistencia ohmica del devanado primario conectado en delta:**

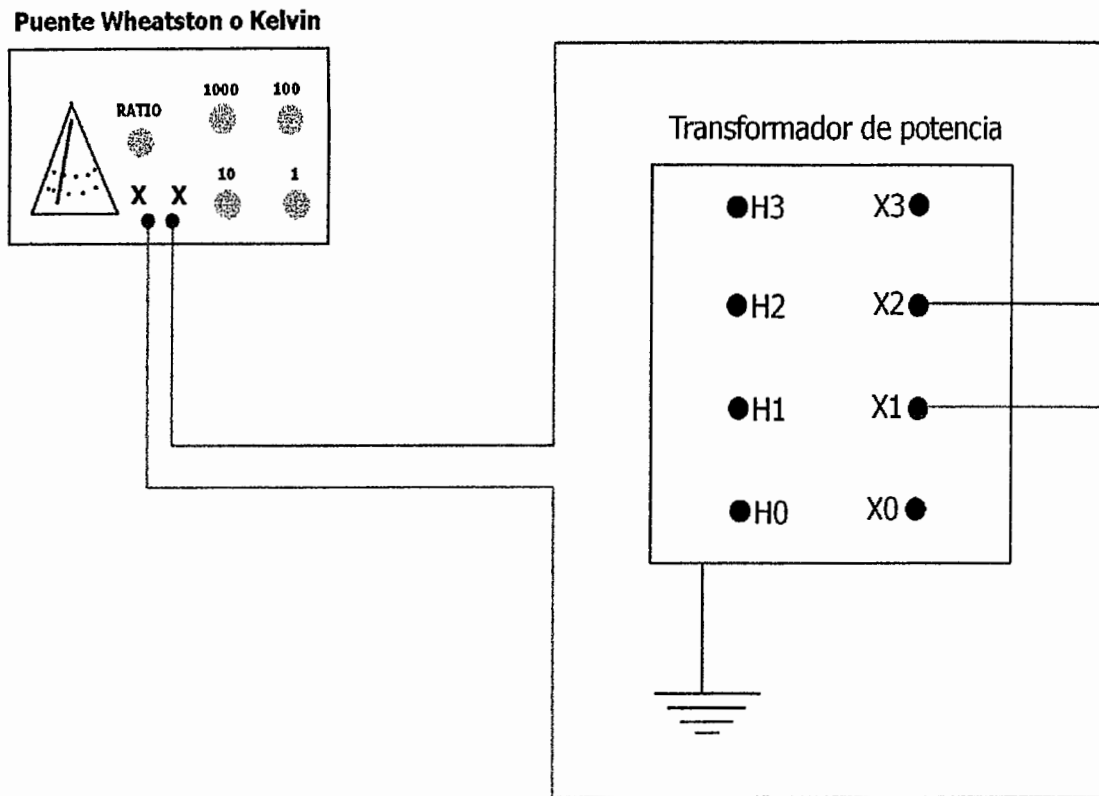
1. Ubicar el valor de resistencia más cercano del devanado a medir, en el control de relación (RATIO), del puente.
2. Conectar las puntas de prueba (puntas "X") del puente Wheatstone o Kelvin, a los terminales  $X_1$  y  $X_2$ , del devanado primario del transformador, ver figura 3.1.6 (el galvanómetro del puente se alejara hacia cualquiera de los lados de la posición de cero, registrando un valor de corriente de desequilibrio en el puente)

3. Mediante el ajuste de los otros cuatro controles de paso de **1000, 100, 10, y 1**, variar el valor de la resistencia hasta que la aguja del galvanómetro coincida en el centro con el valor de cero, como se muestra en la figura 3.1.6.
4. Multiplicar todos los valores que indican los controles para encontrar el valor de la resistencia entre los terminales **X<sub>1</sub>** y **X<sub>2</sub>**, es decir:

$$\text{➤ } R_{X_1-X_2} = N^{\circ}_{(\text{RATIO})} * N^{\circ}_{(1000)} * N^{\circ}_{(100)} * N^{\circ}_{(10)} * N^{\circ}_{(1)}$$

**Donde N°:** es el valor que señala cada control.

5. Repetir los numerales 1, 2, 3 y 4 para medir la resistencia entre los terminales **X<sub>2</sub> – X<sub>3</sub>** y **X<sub>1</sub> – X<sub>3</sub>**, referirse a la figura 3.1.6.
6. Comparar los valores de resistencia medidos con los valores proporcionados en la hoja de ensayos por el fabricante.



**Figura 3.1.6, Resistencia del devanado primario "X" (X1-X2)**

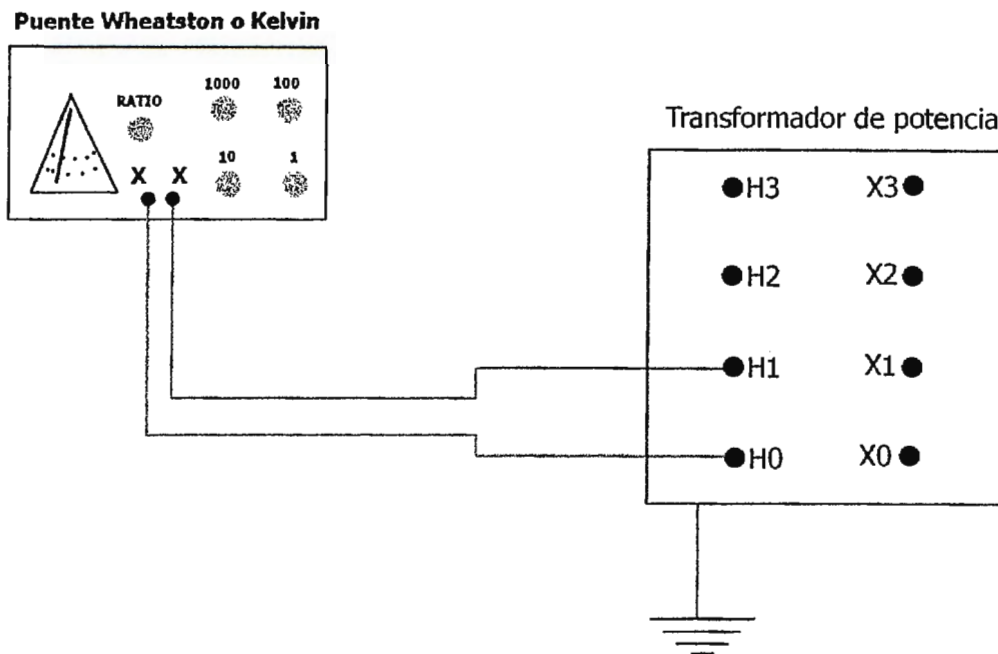
**Procedimiento para medición de la resistencia ohmica del devanado secundario conectado en estrella:**

1. Ubicar el valor de resistencia más cercano del devanado a medir, en el control de relación (RATIO), del puente.
2. Conectar las puntas de prueba (puntas "X") del puente Wheatstone o Kelvin, a los terminales  $H_0$  y  $H_1$ , del devanado secundario del transformador, ver figura 3.1.7 (el galvanómetro del puente se alejara hacia cualquiera de los lados de la posición de cero, registrando un valor de corriente de desequilibrio en el puente)
3. Mediante el ajuste de los otros cuatro controles de paso de 1000, 100, 10, y 1, variar el valor de la resistencia hasta que la aguja del galvanómetro coincida en el centro con el valor de cero, como se muestra en la figura 3.1.7.
4. Multiplicar todos los valores que indican los controles para encontrar el valor de la resistencia entre los terminales  $H_0$  y  $H_1$ , es decir:

$$\triangleright R_{H_0-H_1} = N^{\circ}_{(RATIO)} * N^{\circ}_{(1000)} * N^{\circ}_{(100)} * N^{\circ}_{(10)} * N^{\circ}_{(1)}$$

**Donde  $N^{\circ}$ :** es el valor que señala cada control.

5. Repetir los numerales 1, 2, 3 y 4 para medir la resistencia entre los terminales  $H_0 - H_2$  y  $H_0 - H_3$ , referirse a la figura 3.1.7.
6. Comparar los valores de resistencia medidos con los valores proporcionados en la hoja de ensayos por el fabricante.



**Figura 3.1.7, Resistencia del devanado primario "H" (H0-H1)**

**NOTA:** El procedimiento para medir la resistencia de aislamiento eléctrico, debe realizarse para cada una de las posiciones del "TAP" del transformador de potencia.

## PRUEBA PARA LA VERIFICACION DE LA RELACION DE TRANSFORMACION Y POLARIDAD

### Objetivo:

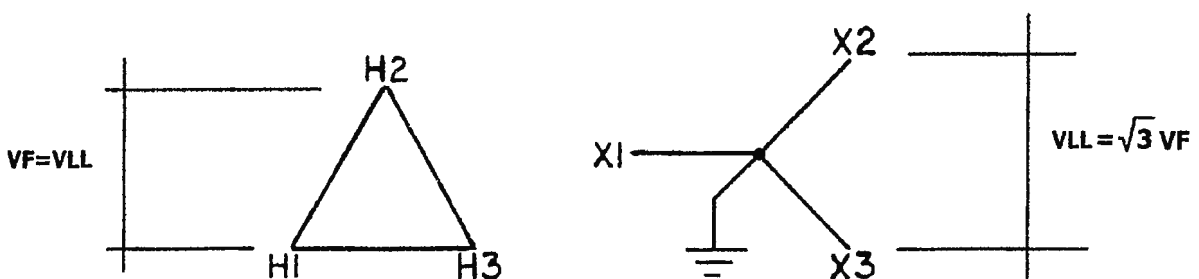
- Verificar que la relación entre bobinas este de acuerdo a los datos de placa proporcionados por el fabricante, es decir que el número de vueltas en cada devanado sea el correcto.

### Calculo teórico de la relación de transformación según datos de placa:

El valor de la relación de transformación en los transformadores de potencia se calcula a partir de los voltajes nominales primarios y secundarios.

### Ejemplo:

Los datos de un transformador "X", con **TAP de 5 posiciones** se presentan en la tabla 3.1.8. Conectado en delta en el primario - estrella aterrizado en el secundario ver figura 3.1.8



**Figura 3.1.8, Conexión Δ-Y aterrizada.**

POSICION DE TAP	VOLTAJE PRIMARIO (V1) EN KV	VOLTAJE SECUNDARIO (V2) EN KV
1	13.8	115.5
2		112.75
3		110
4		107.25
5		104.5

**Tabla 3.1.8**

El valor de la relación de transformación teórica se calcula con la siguiente formula:

$$a = \frac{V_P}{V_S}$$

Para la configuración de este ejemplo, los valores de relación para cada posición del TAP se presentan en la tabla 3.1.9.

RELACION TEORICA	H1-H3/X0-X1	H1-H2/X0-X2	H2-H3/X0-X3
<b>a<sub>1</sub></b>	13800*√3/115500 = <b>0.2079</b>	13800*√3/115500 = <b>0.2079</b>	13800*√3/115500 = <b>0.2079</b>
<b>a<sub>2</sub></b>	13800*√3/112750 = <b>0.2121</b>	13800*√3/112750 = <b>0.2121</b>	13800*√3/112750 = <b>0.2121</b>
<b>a<sub>3</sub></b>	13800*√3/110000 = <b>0.2174</b>	13800*√3/110000 = <b>0.2174</b>	13800*√3/110000 = <b>0.2174</b>
<b>a<sub>4</sub></b>	13800*√3/107250 = <b>0.2229</b>	13800*√3/107250 = <b>0.2229</b>	13800*√3/107250 = <b>0.2229</b>
<b>a<sub>5</sub></b>	13800*√3/104500 = <b>0.2288</b>	13800*√3/104500 = <b>0.2288</b>	13800*√3/104500 = <b>0.2288</b>

**Tabla 3.1.9**

## Teoría básica para el uso del TTR.

La figura 3.1.10, muestra la descripción del TTR Modelo TR800.

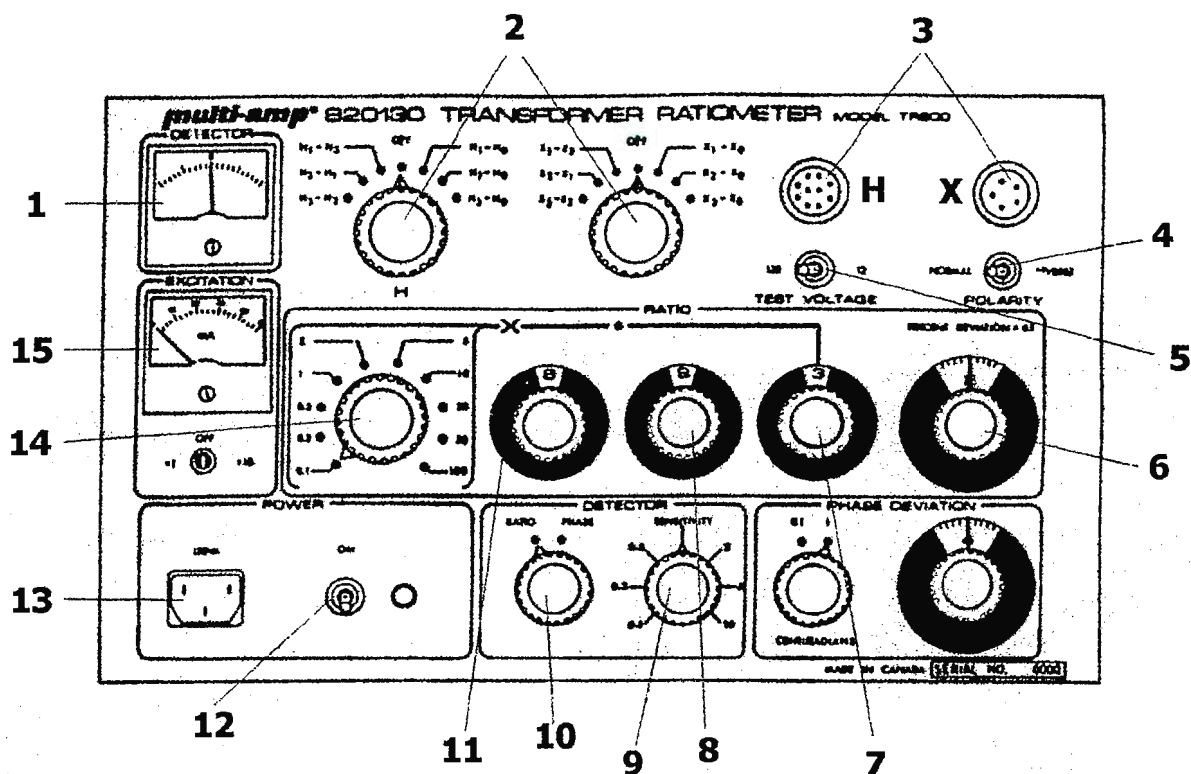
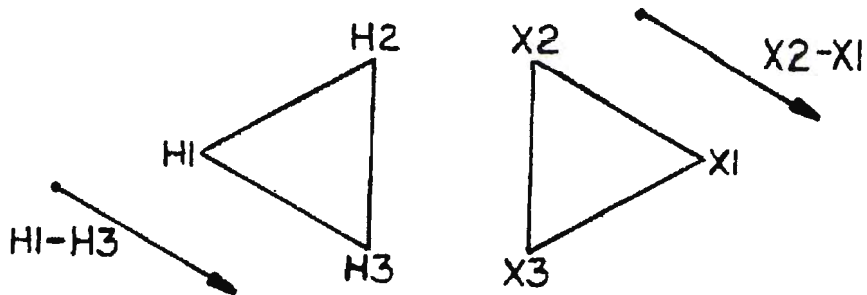


Figura 3.1.10, Descripción del TTR, MODELO TR800.

1. Detector de cero.
2. Selectores de los devanados a medir H y X.
3. Conectores de entrada H y X.
4. Interruptor de polaridad.
5. Interruptor del voltaje de prueba (120V Transformadores de potencia, 12V Transformadores de medición)
6. Selector de desviación de relación.
7. Selector de centésimas.
8. Selector de décimas.
9. Selector de sensibilidad.
10. Selector de relación y fase.
11. Selector de unidades.
12. Interruptor (ON / OFF)
13. Alimentación (120V)
14. Selector multiplicador
15. Medidor de la corriente de excitación.

- **Vectores "H" y "X" en fase, con terminales de neutro en primario (H0) y secundario (X0) del transformador. (Figura 3.1.11)**



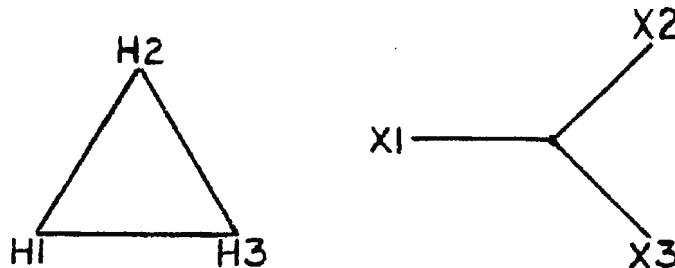
**Figura 3.1.11, Conexión Δ – Δ**

El vector **H1-H3** del lado primario, esta en paralelo con **X2-X1** de lado del secundario, es decir que los selectores H y X, deben estar en esta posición para obtener la lectura en el TTR. Otras posiciones típicas de los selectores H y X para la medición de este ejemplo se muestran en la tabla 3.1.12.

SELECTOR "H"	SELECTOR "X"	POLARIDAD
H1-H3	X2-X1	NORMAL
H2-H1	X1-X3	NORMAL
H3-H2	X3-X2	NORMAL

**Tabla 3.1.12**

- **Uso de puentes de conexión (jumpers), cuando no hay terminales de neutro disponibles en primario ni secundario del transformador (Figura 3.1.12)**



**Figura 3.1.12, Conexión DELTA-ESTRELLA**

Aparentemente **H1-H3** esta en paralelo con **X1-X0**, pero debido a que el terminal secundario **X0** no esta disponible en el transformador, una forma de medir la relación de transformación es cortocircuitando **X2** y **X3** para anular el desfase en grados eléctricos ( $30^\circ - 30^\circ = 0^\circ$ ), y obtener un vector resultante en la dirección de **X1- X0**. De esta forma puede ser comparado **H1-H3** contra **X1- (X2 cortocircuitado con X3)**, y el valor de relación (**R**) debe ser multiplicado por  $2/\sqrt{3}$ , ver tabla 3.1.13, para las distintas conexiones.

FIGURE	HIGH VOLTAGE (H)	LOW VOLTAGE (L)		JUMPER	SWITCH		MEASURED VALUE OF RATIO	VDE NOTATION	NOTES
		DIRECT	(REVERSE)		H	X			
1				--	2 - 1	2 - 1	R	--	Single Phase Transformer
2				--	1 - 0	1 - 0	R	--	Voltage Regulator
3				--	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 3 2 - 1 3 - 2	R	Yy0 (Yy6)	No Accessible Neutral
4				--	1 - 0 2 - 0 3 - 0	1 - 0 2 - 0 3 - 0	R	Yy0 (Yy6)	
5				H1 - H2 H2 - H3 H3 - H1	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 3 2 - 1 3 - 2	$\frac{\sqrt{3}}{2} R$	--	<30° (<210°)
5a				X3 - X2 X1 - X3 X2 - X1	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 3 2 - 1 3 - 2	$\frac{2}{\sqrt{3}} R$	--	<30° (<210°)
6				--	1 - 0 2 - 0 3 - 0	2 - 1 3 - 2 1 - 3	$\frac{R}{\sqrt{3}}$	--	<210° (<30°)
7				X3 - X2 X1 - X3 X2 - X1	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 3 2 - 1 3 - 2	$\frac{2}{\sqrt{3}} R$	--	No Accessible Neutral <30° (<210°)
7a				H1 - H2 H2 - H3 H3 - H1	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 3 2 - 1 3 - 2	$\frac{\sqrt{3}}{2} R$	--	No Accessible Neutral <30° (<210°)
8				--	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 0 2 - 0 3 - 0	$\sqrt{3} R$	--	No Accessible Neutral on H.V. Side <30° (<210°)
9				--	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 3 2 - 1 3 - 2	$\sqrt{3} R$	Dd0 (Dd6)	
10				X3 - X2 X1 - X3 X2 - X1	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 3 2 - 1 3 - 2	$\frac{2}{\sqrt{3}} R$	--	No Accessible Neutral on L.V. Side <30° (<210°)
10a				H1 - H2 H2 - H3 H3 - H1	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 3 2 - 1 3 - 2	$\frac{\sqrt{3}}{2} R$	--	No Accessible Neutral on L.V. Side <30° (<210°)
11				--	1 - 3 2 - 1 3 - 2	1 - 0 2 - 0 3 - 0	$\sqrt{3} R$	--	<30° (<210°)

Tabla 3.1.13

FIGURE	HIGH VOLTAGE (H)	LOW VOLTAGE (L)		JUMPER	SWITCH		MEASURED VALUE OF RATIO	VDE NOTATION	NOTES
		DIRECT	(REVERSE)		H	X			
12				--	1-3 2-1 3-2	1-3 2-1 3-2	R	Dz0 (Dz6)	
13				H3 - H2 H1 - H3 H2 - H1	1-3 2-1 3-2	1-3 2-1 3-2	$\frac{2}{\sqrt{3}} R$	--	No Accessible Neutral <30° (<210°)
13a				X1 - X2 X2 - X3 X3 - X1	1-3 2-1 3-2	1-3 2-1 3-2	$\frac{\sqrt{3}}{2} R$	--	No Accessible Neutral <30° (<210°)
14				--	1-0 2-0 3-0	1-3 2-1 3-2	$\frac{R}{\sqrt{3}}$	--	No Accessible Neutral on L.V. Side <30° (<210°)
15				--	1-3 2-1 3-2	1-3 2-1 3-2	R	--	No Accessible Neutral on H.V. Side
16				--	1-0 2-0 3-0	1-0 2-0 3-0	R	--	Three-Phase Auto-Transformer
17				--	1-3 2-1 3-2	3-0 1-0 2-0	$\sqrt{3} R$	Dy5 (Dy11)	
18				X2 - X1 X3 - X2 X1 - X3	1-3 2-1 3-2	3-2 1-3 2-1	$\frac{2}{\sqrt{3}} R$	Dy5 (Dy11)	
18a				H3 - H2 H1 - H3 H2 - H1	1-3 2-1 3-2	3-2 1-3 2-1	$\frac{\sqrt{3}}{2} R$	Dy5 (Dy11)	
19				--	1-0 2-0 3-0	1-3 2-1 3-2	$\sqrt{3} R$	Yd11 (Yd5)	
20				H3 - H2 H1 - H3 H2 - H1	1-3 2-1 3-2	1-3 2-1 3-2	$\frac{\sqrt{3}}{2} R$	Yd11 (Yd5)	
20a				X1 - X2 X2 - X3 X3 - X1	1-3 2-1 3-2	1-3 2-1 3-2	$\frac{2}{\sqrt{3}} R$	Yd11 (Yd5)	
21				--	2-1 3-2 1-3	1-0 2-0 3-0	$\sqrt{3} R$	Yz5 (Yz11)	
22				H3 - H2 H1 - H3 H2 - H1	1-3 2-1 3-2	1-3 2-1 3-2	$\frac{2}{\sqrt{3}} R$	Yz11 (Yz5)	
22a				X1 - X2 X2 - X3 X3 - X1	1-3 2-1 3-2	1-3 2-1 3-2	$\frac{\sqrt{3}}{2} R$	Yz11 (Yz5)	

Tabla 3.1.13 (Continuación)

**Equipo:**

- Un **TTR** (TEST TRANSFORMER RATIO METER)

**Procedimiento:**

1. Antes de utilizar el TTR es importante verificar la certificación de calibración vigente.
2. Verificación de la relación de transformación de los datos de placa del transformador de potencia, ver calculo teórico descrito anteriormente.
3. Ubicar el valor de relación más cercano del transformador a medir, en el selector de relación (MULTIPLICADOR), del TTR.
4. Poner el interruptor de voltaje de prueba del TTR para 120V.
5. Conectar las puntas de prueba "H" y "X" del TTR, a los terminales **H0, H1, H2, H3** y **X0, X1, X2, X3** del transformador respectivamente, ver figura 3.1.13.
6. Ubicar los selectores "H" y "X", de acuerdo a la conexión de los devanados primarios-secundarios del transformador (Y- $\Delta$ , Y-Y,  $\Delta$ -Y, etc.) y la secuencia de fases de la conexión.
7. Energizar el TTR (ON), el galvanómetro del TTR (DETECTOR) se alejara hacia cualquiera de los lados de la posición de cero, registrando un valor de corriente de desequilibrio.

8. Mediante el ajuste de los selectores de paso (unidad, décima y centésima), variar los valores hasta que la aguja del galvanómetro (DETECTOR), coincida en el centro con el valor de cero, como se muestra en la figura 3.1.13.
9. Si el procedimiento del numeral anterior, no logra que la aguja del detector coincida en cero, variar el control del porcentaje de desviación hasta llevarlo a cero.
10. Multiplicar todos los valores que indican los controles (multiplicador, unidad, décima, centésima), para encontrar el valor de la relación de transformación, es decir:

$$\text{➤ } a_x = N^{\circ}_{(\text{MULTIPLICADOR})} * N^{\circ}_{(\text{UNIDAD})} * N^{\circ}_{(\text{DECIMA})} * N^{\circ}_{(\text{CENTECIMA})}$$

**Donde  $a_x$ :** Es el valor de la relación según la ubicación de los selectores de "H" y "X".

**$N^{\circ}$ :** Es el valor que señala cada control del TTR.

10. Repetir los numerales del 1 al 9 para medir la relación en las siguientes combinaciones de los selectores de "H" y "X" para los devanados restantes a cada posición del TAP. Ver figura 3.1.13.
11. Comparar los valores de relación medidos con los valores proporcionados por el fabricante.

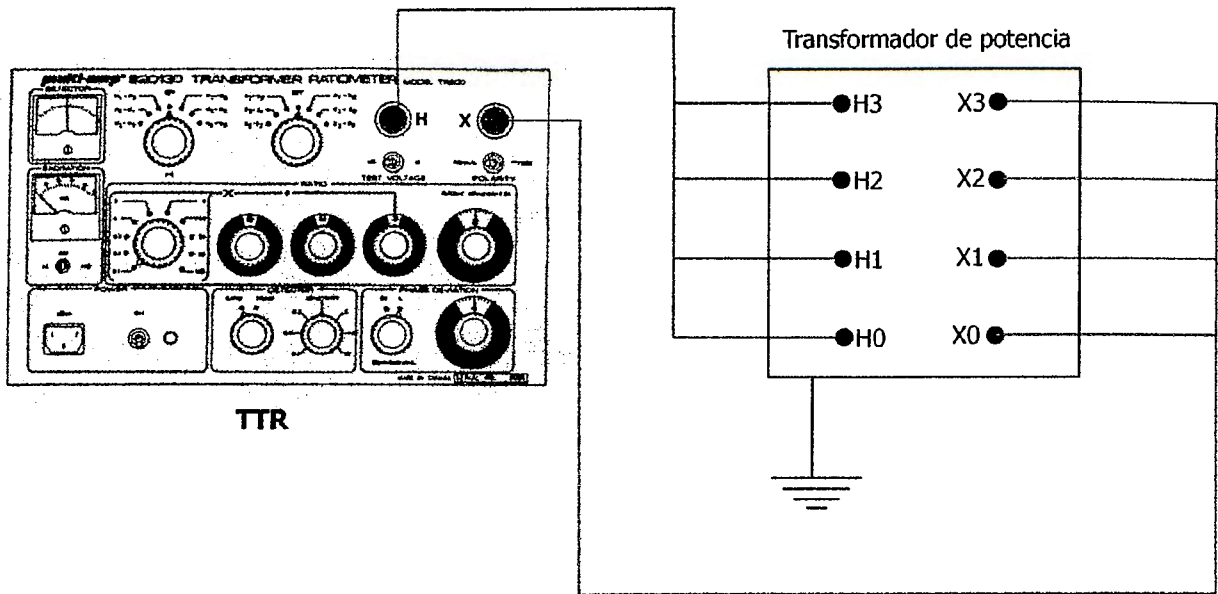
### **Determinación del porcentaje de error de la relación de transformación.**

Según la norma **ANSI** para transformadores, el error máximo aceptado es  $\pm 0.5 \%$  de desviación del dato de placa. El cual puede calcularse utilizando la siguiente formula:

$$\text{➤ } \% \text{ERROR} = \left[ \frac{(\text{Valor\_real}) - (\text{Valor\_medido})}{(\text{Valor\_real})} \right] * 100$$

### **Verificación de la polaridad mediante el TTR:**

El **TTR** es capaz de establecer la polaridad del transformador, mediante el interruptor de polaridad (referirse a la figura 3.1.10), es decir que si el interruptor esta en la posición "**NORMAL**" y el desplazamiento de la aguja del medidor de corriente de excitación es hacia la derecha, el transformador tiene polaridad aditiva. Si el interruptor esta en la posición "**REVERSE**" y el desplazamiento de la aguja es hacia la derecha, el transformador tendrá polaridad sustractiva.



**Figura 3.1.13, Conexión para medir la relación de transformación y determinar la polaridad.**

## VERIFICACION DEL RELE BUCHHOLZ

### Definición:

El Relé a gas tipo **Buchholz** (ver figura 3.1.14), es utilizado para evitar o minimizar las consecuencias producidas en el interior de los transformadores a raíz de cortocircuitos o sobrecalentamientos localizados, es decir que este actúa por la acción de:

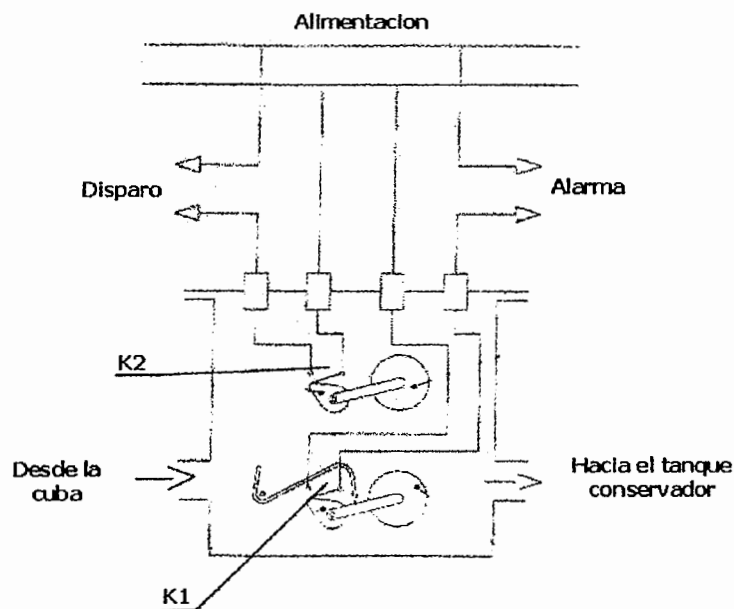
- a) La presión del aire eventualmente presente en el transformador, y la descomposición del aceite mineral que produce gases inflamables a temperaturas superiores a 350 °C, tales como acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple. (hidrogeno, monóxido de carbono, etc.)
- b) El esfuerzo dinámico de la onda de presión que se origina a raíz del paso de corrientes de cortocircuito por los devanados, degradación de los materiales aislantes por envejecimiento o erosión, como es, en este ultimo caso la perdida del aislamiento entre placas del núcleo por vibración de estas.
- c) La caída de presión hidrostática (**pgh**), generada por la disminución en el nivel del aceite dieléctrico, a raíz de fugas en el transformador o por evaporación del aceite debido a altas temperaturas.

La elevación del nivel del aceite es producido por los gases generados a raíz de los cambios súbitos de temperatura, provocados por corrientes de cortocircuito o descargas atmosféricas.

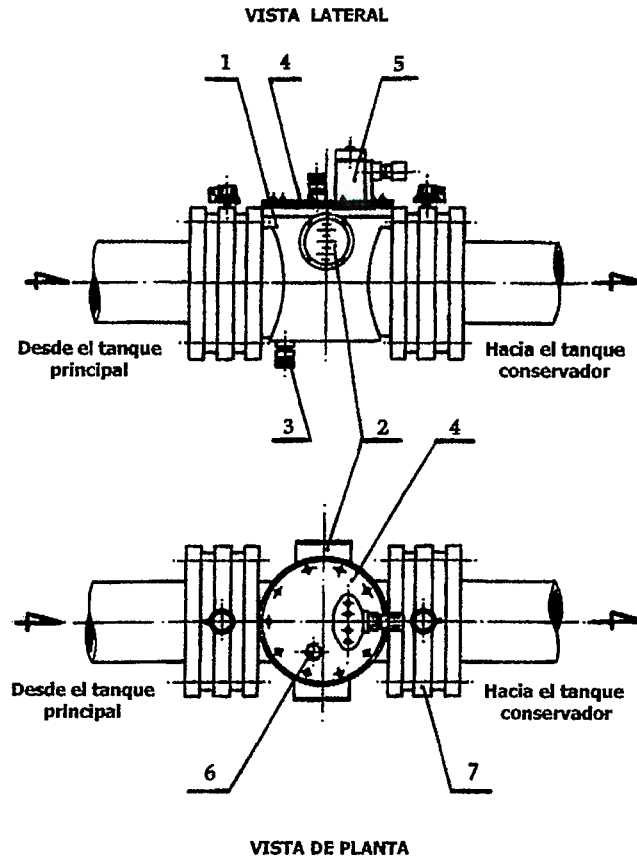
## Prueba funcional del circuito de alarma y disparo del relé Buchholz

1. Retirar la cubierta del cuerpo metálico del relé Buchholz.
2. Limpieza, revisión y aprete de los terminales del circuito de alarma y disparo del relé Buchholz. Utilizar CONTACT CLEANER.
3. Cortocircuitar los terminales **K1** y **K2** para simular el funcionamiento del circuito de alarma y disparo respectivamente, ver figura 3.1.15.

**NOTA:** En caso de que esta rutina no accione los circuitos de alarma y disparo, revisar todo el circuito que conecta al relé Buchholz como se muestra a continuación:



En la tabla 3.1.14, se presentan los procedimientos posteriores a la operación del relé Buchholz y la prueba de presencia de acetileno a los gases.



**Figura 3.1.14, Relé Buchholz**

**Descripción:**

- |   |   |
|---|---|
| <p><b>1.</b> Cuerpo metálico.</p> <p><b>2.</b> Visores graduados para la verificación y lectura del volumen del gas.</p> <p><b>3.</b> Tapón para drenaje de aceite.</p> | <p><b>4.</b> Cubierta del cuerpo metálico.</p> <p><b>5.</b> Caja de terminales eléctricos.</p> <p><b>6.</b> Válvula para purga y extracción de gases.</p> |
|---|---|

OPERACION DEL RELE	ACCION	PRUEBA DE ACETILENO	PROBLEMA
<b>Alarma, sin disparo</b>	Verificación del circuito de alarma, desenergizar el transformador y efectuar análisis de acetileno	Gas no inflamable ( <b>negativa</b> )	Restos de aire , el transformador puede entrar en operación. Si la alarma persiste sin detectarse gases inflamables, esto indica que hay entrada de aire al transformador y debe eliminarse.
		Gas inflamable ( <b>positiva</b> )	Existen fallas internas incipientes*, que deben localizarse y eliminarse antes de volver a energizar el transformador.
		-	Hay gases en el relé pero la presión es negativa por lo que al abrir la válvula de purga se absorbe aire y el nivel del aceite baja en el relé.
<b>Disparo, sin alarma</b>	Verificación del circuito de alarma, esperar a que el transformador se enfríe para energizar nuevamente	-	Disparo causado por flujo excesivo debido a que el transformador a sido sobrecargado térmicamente. (dilatación excesiva del aceite)
<b>Alarma y disparo</b>	Análisis de gases	-	Será determinado por el análisis de gases.

**Tabla 3.1.14**

\* **Fallas incipientes:** son fallas menores que con el pasar del tiempo pueden causar graves daños a los equipos.

**Valores de gas acumulado para la operación de alarma y disparo en relés buchholz de fabricación europea.**

El diámetro del tubo de interconexión, el gas acumulado (alarma) y la velocidad del aceite (disparo), están dados en base a la potencia en **MVA** del transformador de potencia, Ver tabla 3.1.15.

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	DIAMETRO DEL TUBO DE INTERCONEXION	GAS ACUMULADO (cm <sup>3</sup> ) ALARMA		VELOCIDAD DEL ACEITE (cm/s) DISPARO	
		RANGO	AJUSTE	RANGO	AJUSTE
< 1 MVA	1"	100 - 120	100	75 - 125	90
1 - 10 MVA	2"	185 - 225	210	80 - 135	100
> 10 MVA	3"	220 - 280	250	95 - 155	110

**Tabla 3.1.15**

**Análisis de gases.**

Existen dos formas para analizar los gases y determinar el tipo de problema:

- Análisis cromatografico de los gases (cuantitativo), mediante pruebas de laboratorio.
- Análisis visual de campo (cualitativo), mediante el color que este presenta.

La tabla 3.1.16, presenta una clasificación en cuanto al color del **gas** y el tipo de problema que lo origina (inspección visual)

<b>COLOR DEL GAS</b>	<b>PROBLEMA</b>
Incoloro	Presencia de aire puro
Blanco	Descomposición de papel o cartón
Amarillo	Descomposición de madera
Gris	Descomposición de acero
Negro	Descomposición de aceite

**Tabla 3.1.16**

## **VERIFICACION DE LA VALVULA DE SEGURIDAD**

### **Definición:**

La válvula de seguridad es un dispositivo que trabaja con un muelle (resorte), que permite el alivio de sobre presiones en fracción de segundos (2 milésimas de segundo aproximadamente), que se originan en el interior de los transformadores después de algún cortocircuito o descargas internas; con la finalidad de protegerlos contra posibles deformaciones o rupturas del tanque principal a raíz de las altas presiones.

Esta válvula es utilizada en transformadores con tanque conservador de aceite así como en transformadores sellados, independientemente del si el aceite es mineral o sintético. Este tipo de válvulas proporciona las siguiente ventajas:

- La posibilidad de una regulación precisa para el valor de sobre presión.
- Un cierre automático, inmediatamente después de su intervención evitando la humidificación del aceite, y entrada de polvo o suciedad al interior del transformador.

### **Prueba funcional del circuito de disparo del relé de presión súbita**

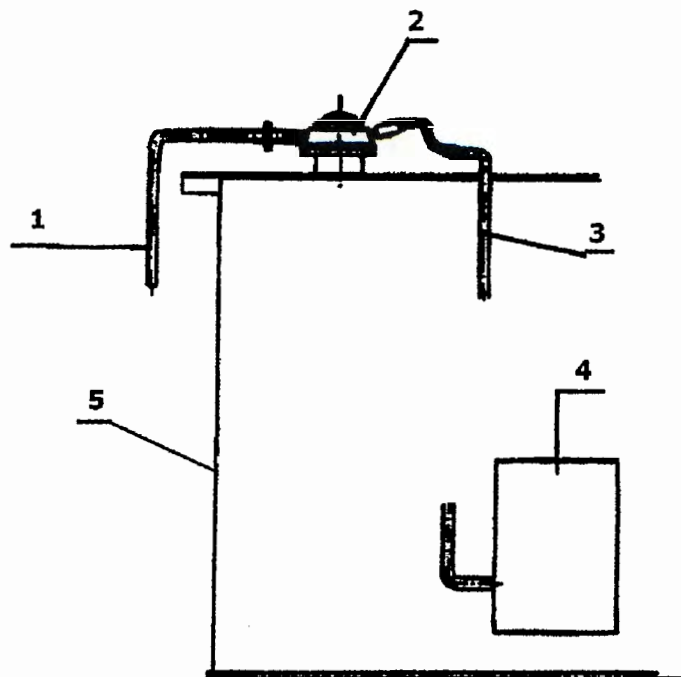
- 1.** Retirar la cubierta de la caja de contactos de la válvula de presión.
- 2.** Limpieza, revisión y aprete de los contactos del circuito de disparo del relé de presión súbita. Utilizar CONTACT CLEANER.
- 3.** Cortocircuitar los contactos del circuito de disparo en la válvula de presión, para simular el funcionamiento del circuito de disparo.

**NOTA:** En caso de que esta rutina no accione los circuitos de disparo, revisar todo el circuito que conecta al relé de presión súbita.

### **Ajuste de la presión de operación.**

La válvula esta montada en posición horizontal como se muestra en la figura 3.1.15, sin embargo puede ser montada en una posición inclinada o incluso en forma vertical, siempre que no este a una excesiva altura del nivel de aceite.

La presión de operación debe ser de  $0.70 \pm 0.7 \text{ kgf / cm}^2$  al nivel del mar; y para que esta opere correctamente el intervalo de tiempo entre dos operaciones no debe ser menor a 120 horas.



**Figura 3.1.15, Ubicación de la válvula de seguridad.**

**Descripción:**

1. Tubo para la descarga de aceite.
2. Tubo para el filamento.
3. Tubo que conecta al filamento con el microrruptor.
4. Caja de señalización.
5. Tanque principal del transformador.

**VERIFICACION DEL SECADOR DE AIRE**

**Definición:**

El secador de aire es un accesorio, que esta conectado al tubo de respiro del transformador de potencia, tiene la función de secar el aire aspirado, ver figura 3.1.14. Esta constituido de un recipiente metálico conteniendo silica-gel, con un visor inferior para la verificación del aceite así como dos visores superiores para la verificación de las condiciones de la silica-gel. Existen varios tipos de secadores dependiendo de la cantidad de silica-gel. Ver tabla 3.1.17.

SECADOR	CANTIDAD DE SILICA-GEL (Kg.)
Tipo A	1
Tipo B	2
Tipo C	5
Tipo D	7

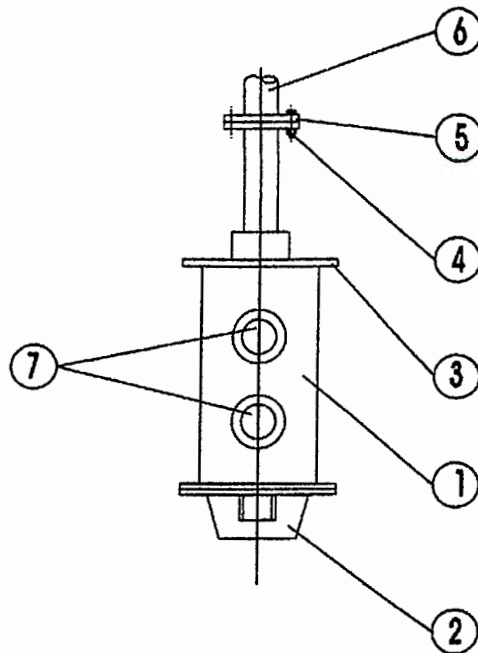
**Tabla 3.1.17**

**Verificación de la silica-gel.**

La silica-gel posee un alto poder de absorción de humedad, variando su color con el grado de humedad que posea. Ver tabla 3.1.18

COLOR DE LA SILICA-GEL	CONDICION	% DE HUMEDAD
AZUL	Seco	0
VIOLETA	Húmedo	20 al 30
ROSADO	Saturado de humedad	100

**Tabla 3.1.18**



**Figura 3.1.14, Secador de aire (Silica-gel)**

**Descripción:**

1. Secador.
2. Recipiente de aceite inferior.
3. Tapa del secador.
4. Elementos de fijación.
5. Discos de acople.
6. Tubo de respiro
7. Visores superiores para la silica-gel.

## **SECADO DE LA SILICA-GEL**

Para que la silica-gel quede libre de humedad puede colocarse en una estufa a una temperatura entre 120 y 150 °C, hasta alcanzar un color azul fuerte. Debe evitarse el sobrecalentamiento ya que la silica-gel podría sufrir fraccionamiento.

**NOTA:** nunca colocar el secador directamente en la estufa. Si se retira el secador por completo, mantenerlo en forma vertical para evitar el derrame del aceite contenido en el recipiente inferior.

## **SISTEMA DE ENFRIAMIENTO**

### **Sistema de enfriamiento forzado (ventiladores)**

#### **Definición:**

En este sistema se utilizan intercambiadores de calor montados en dos filas con válvulas de seccionamiento para permitir el desmontaje de los mismos, sin necesidad de retirar el aceite del tanque principal del transformador. El comando de las bombas y/o ventiladores se realiza manualmente o en forma automática, por medio de termostatos, termo elementos, termómetros o imagen térmica, etc... que accionan o apagan los motores en función de criterios de operación. Es de gran importancia garantizar que estos motoventiladores este trabajando siempre en forma correcta a fin de evitar elevaciones de temperatura extremas que puedan dañar la vida útil del transformador.

#### **Procedimientos de inspección y pruebas eléctricas:**

- 1.** Revisar los medidores de temperatura, los cuales pueden evidenciar posible incrustación de sedimentos en la tubería de los radiadores.
- 2.** Realizar una prueba de la operación automática y manual del sistema de ventilación.
- 3.** Medir la corriente de operación en motores de los ventiladores y compararlos con los datos de placa.
- 4.** Realizarle pruebas de aislamiento a los devanados estatoricos.

**MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO  
PARA GENERADORES SINCRONOS DE  
13.8 KV**

## GENERADORES SINCROSOS DE 13.8 KV

Para la generación de energía eléctrica en las centrales, se utilizan generadores síncronos los cuales se conocen de esta forma debido a que el campo magnético, del rotor y el estator giran a la misma velocidad.

En estos la magnitud de la tensión eléctrica generada, depende de la velocidad y la corriente de excitación.

El rotor del generador se maneja mediante un primotor y esta provisto de una excitación que es la que se encarga de proporcionar una fuente de D.C. al circuito de campo del generador. Existen dos clasificaciones:

- **ROTOR DE POLOS SALIENTES:** Poseen gran cantidad de polos, son de gran tamaño y su velocidad es baja, su principal característica es que desarrollan un torque magnético y uno de reluctancia, estos son utilizados comúnmente en centrales hidroeléctricas.
- **ROTOR DEVANADO:** Son de dos polos, y algunos de poca capacidad de cuatro polos, desarrollan solamente un torque magnético y su velocidad es alta, a estos se les conoce con el nombre de turbo – generadores, debido a que son manejados por turbinas de gran velocidad, es decir, de vapor de origen fósil, geotérmico o nuclear, así como de turbinas a gas o con motor de combustión interna.

Antes de que un generador síncrono pueda ser conectado (PARALELO) al sistema de potencia, debe establecerse que el voltaje del generador sea idéntico a la de la red en magnitud, frecuencia y fase. Este proceso se conoce como Sincronización.

**PERIODOS SUGERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO DE GENERADORES SINCROSOS.**

La tabla 3.2.1, presenta un calendario de las operaciones de verificación que deben realizarse a los generadores.

PRUEBAS Y VERIFICACIONES	PERIODO		
	HORAS	MESES	AÑOS
Potencia	1		
Corriente	1		
P.F.	1		
Corriente de excitación	1		
Temperaturas de devanado	1		
Temperaturas de cojinetes	1		
Temperatura de aire de enfriamiento	1		
Cambio de filtros de aire		1	
Rectificador rotatorio			2
Calentadores de espacio			2
Limpieza y revisión de escobillas y anillos deslizantes			2
Limpieza de las partes internas de la máquina			2
Desviación de las cuñas de ranura en el núcleo del estator			2
Condición del material aislante del devanado y del barniz			2
Desviación o aflojamiento de los devanados de campo			2
Resistencias de aislamiento eléctrico de los devanados			2
Condición del ventilador			2
Pintura y protección contra la corrosión			2
Comprobación de los rendimiento de control y del equipo de regulación al igual que los relés protectores.			2

**Tabla 3.2.1**

**NOTA:** Las rutinas de inspección y pruebas eléctricas para los generadores síncronos deben realizarse preferentemente cuando se programe un mantenimiento general (Over haul), el cual puede realizarse cada 2 años. o cuando el generador presente condiciones anormales de operación.

## **NORMAS DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO DEL GENERADOR SÍNCRONO**

- 1.** Realización de operaciones de mantenimiento en días soleados y secos.
- 2.** Verificación del correcto procedimiento de aterrizaje del generador.
- 3.** Despejar el área de trabajo de material u objetos ajenos y delimitarla con banda plástica de seguridad.
- 4.** Colocación en el panel de unidad en sala de control su correspondiente nota de **no-operar**.
- 5.** Colocación de avisos y carteles fluorescentes sobre caballetes o tableros de mando, que adviertan sobre la **no-operación** de los equipos que estén señalados bajo mantenimiento.
- 6.** Utilización del equipo de seguridad industrial. (Casco, lentes, botas, guantes, aislante, ropa y cremas protectoras para la piel)
- 7.** Utilización de escaleras de banda doble (tipo tijera), no conductoras (fibra de vidrio) no apoyarlas sobre los equipos y aisladores.
- 8.** Durante el barnizado con pistola debe estar aterrizado el equipo para barnizar, el bastidor de la máquina y los devanados del generador.

- 9.** Asegurarse que haya una adecuada circulación de aire en el lugar de trabajo y usar mascarillas.
  
- 10.** Verificación de las instrucciones de manejo en las etiquetas de disolventes, barnices y resinas peligrosas.

## PROCEDIMIENTOS PARA SACAR DE SERVICIO EL GENERADOR SÍNCRONO

1. Hacer la confirmación pertinente con los operadores encargados de sala de control, acerca de la desconexión total de la unidad de generación en la subestación de alta tensión, es decir registrar el acontecimiento de mantenimiento en el libro o bitácora de trabajo.
2. Apagar la unidad (turbina – generador) a inspeccionar.
3. Hacer una inspección visual exhaustiva en la subestación de alta tensión, con el fin de corroborar la apertura de los interruptores y seccionadores de la unidad respectiva.
4. Polarización de interruptor principal y sus respectivos seccionadores.
5. Apertura de los térmicos y desconexión de los conductores que alimentan a la unidad de mando del interruptor principal y los seccionadores respectivos. Colocar aviso de **“no-operar, hombres trabajando”**.
6. Aterrizaje del generador síncrono.

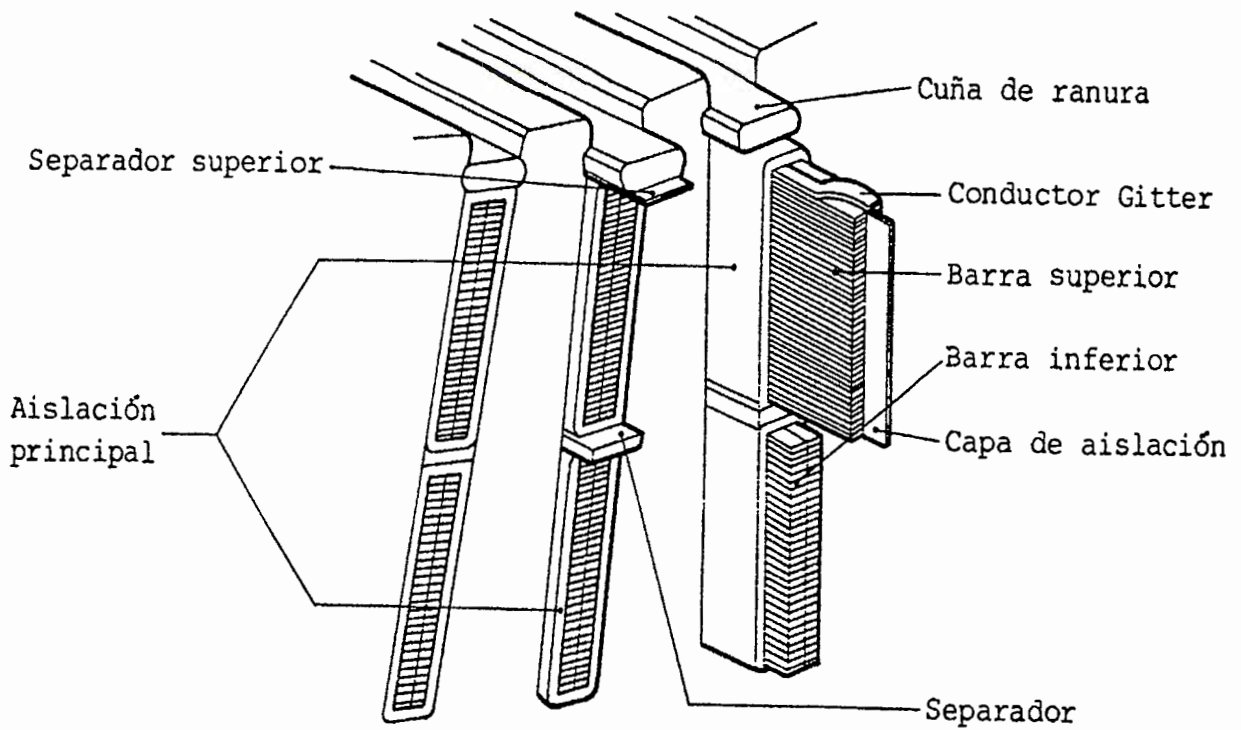
## **PROCEDIMIENTOS GENERALES DE INSPECCION Y LIMPIEZA PARA GENERADORES SINCRONOS DE 13.8KV.**

- 1.** Detección y remoción de polvo u objetos extraños en el exterior del generador.
- 2.** Remoción de herrumbre en la carcasa y piezas de soporte del generador.
- 3.** Inspección y detección de grietas y marcas de sobrecalentamiento en el exterior del generador y excitatriz.
- 4.** Limpieza, revisión y prueba funcional de termómetros y manómetros del turbo-generador.
- 5.** Limpieza, revisión, calibración (según rangos de operación) y verificación de indicación de alarmas y disparos en los monitores de excentricidad, expansión y vibración del turbo-generador.
- 6.** Limpieza de los ductos de enfriamiento, verificar que las entradas y salidas del aire estén libres de obstáculos.
- 7.** Limpieza de filtros de aire del generador utilizando (aspiradora, agua y detergentes)
- 8.** Pruebas de meggering a las RTD (Resistor Temperature Device) de los devanados y cojinetes del generador, en la tabla 3.2.2, se muestran las máximas temperaturas de operación permisibles de acuerdo a la clase de aislamiento.
- 9.** Limpieza e inspección de ductos, juntas de expansión y barras de 13.8 KV.

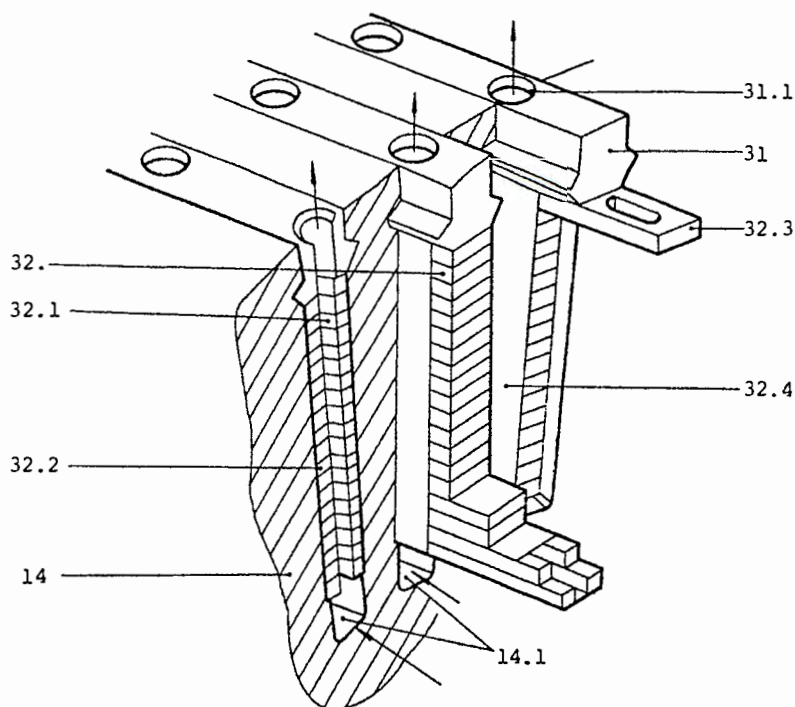
- 10.** Limpieza, inspección y pruebas eléctricas en transformadores de corriente y potencial.
- 11.** Limpieza, inspección y pruebas eléctricas a pararrayos y capacitores (filtros pasa bajos "RC"), para la eliminación de las fallas de 3° armónica.
- 12.** Revisión y apriete de tuercas, pernos en caja de bornes, piezas de soporte, uniones y terminales principales del generador.
- 13.** Inspección del interior del generador (rotor y estator), determinar contaminación, presencia de suciedad, humedad, condensación, estabilidad de sujeciones, marcas de vibración, agrietamientos y marcas de sobrecalentamientos en los devanados.
- 14.** Detección y remoción de óxido en el núcleo del estator.
- 15.** Aplicación de pintura dieléctrica en el núcleo del estator.
- 16.** Revisión y reapriete de cuñas de ranura del estator, aplicación de pegamento Loctite No.271, ver figura 3.2.1.
- 17.** Inspección del estado del barnizado del rotor y estator del generador (gastado, agrietado o desprendido), ver figura 3.2.1 y 3.2.2.
- 18.** Inspección minuciosa y detección de posibles fracturas en piezas metálicas tales como: Pernos de sujeción y devanados de inducido y campo.
- 19.** Revisión del estado de los materiales aislantes de los devanados. (capas de aislamiento sueltas)

- 20.** Limpieza, inspección y remoción de carbón en los cáñamos de amarre de las bobinas del generador.
- 21.** Limpieza, revisión y prueba funcional en directa e inversa de tiristores y rectificador rotatorio.
- 22.** Limpieza de los imanes permanentes en el rotor del PMG. (Generador de imán permanente). Utilizar bancos de trabajo hechos de madera, para evitar la pérdida del magnetismo remanente.
- 23.** Limpieza e inspección general del excitador A.C.
- 24.** Limpieza y revisión del desgaste de las escobillas en las unidades generadoras 1 y 2.
- 25.** Limpieza y revisión de los anillos deslizantes de las escobillas.
- 26.** Prueba de continuidad y revisión del estado de los conductores en caja de bornes de los equipos de instrumentación del generador.
- 27.** Limpieza, revisión y prueba funcional de las tarjetas electrónicas, relés y contactores de los circuitos del AVR. (Regulador automático de voltaje)
- 28.** Limpieza y prueba funcional de resistencias variables de control del AVR.
- 29.** Limpieza, revisión, calibración y verificación de operación de alarmas y disparos de los relés de control y protecciones del generador.

- 30.** Cambio de aceite al sistema de lubricación de cojinetes. ( Turbina – generador – excitatriz.
- 31.** Inspección de fugas de aceite en cojinetes.
- 32.** Aplicación de pintura en la superficie exterior del generador para la protección contra el herrumbre.
- 33.** Inspección de aislantes sueltos y soldaduras dañadas.
- 34.** Limpieza y revisión de los radiadores del generador.
- 35.** Limpieza y revisión de aspas o alabes del ventilador del generador.



**Figura 3.2.1, Sección de las bobinas estatoricas.**



- 14 Eje del rotor
- 14.1 Conductos enfriantes
- 31 Cuña del rotor
- 31.1 Salida de aire enfriante en la cuña
- 32. Bobina del rotor
- 32.1 Salida de aire enfriante en el conductor
- 32.2 Revestimiento de aislación
- 32.3 Tira de aislación superior
- 32.4 Revestimiento de ranura en forma de L

**Figura 3.2.2, Sección de las bobinas del rotor.**

CLASE	POTENCIA DE SALIDA	MAXIMO INCREMENTO DE TEMPERATURA	MAXIMO INCREMENTO DE TEMPERATURA	MAXIMA TEMPERATURA EN LOS DEVANADOS
		Medida por resistencia (°C)	Medida con sensor (°C)	(°C)
E	> 5000 KVA	-	-	120
E	200 KVA – 5000KVA	75	-	120
E	<200KVA	75	-	120
B	> 5000 KVA	80	85	130
B	200 KVA – 5000KVA	80	90	130
B	<200KVA	80	-	130
F	> 5000 KVA	100	105	155
F	200 KVA – 5000KVA	105	110	155
F	<200KVA	105	-	155
H	> 5000 KVA	125	130	180
H	200 KVA – 5000KVA	125	130	180
H	<200KVA	125	-	180

Tabla 3.2.2

Clase de aislamiento de los generadores de la unidad 1, 2 y 3 de la Central Geotérmica de Ahuachapán.

## **PRUEBA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO PARA GENERADORES SINCRONOS DE 13.8KV**

### **Objetivos:**

- Verificar las condiciones del aislamiento.
- Determinar cortocircuitos entre devanados a tierra y entre devanados.
- Determinar si existe humedad y contaminación en el aislamiento.

### **Equipo para la realización de la prueba de resistencia de aislamiento:**

Antes de utilizar el Megger es importante verificar la certificación de calibración.

Una norma estándar y práctica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente fórmula:

- **$M\Omega = \text{Valor en KV} + 1$**

**Donde KV es:** el voltaje nominal del generador síncrono.

**Efectos de la temperatura sobre la resistencia de aislamiento.**

La resistencia del aislamiento normalmente decrece con la elevación de la temperatura. Por tal razón conviene referir la medición a una temperatura base de 40°C y utilizar la siguiente expresión.

$$\triangleright \quad R_{40^{\circ}\text{C}} = K_t * R_M$$

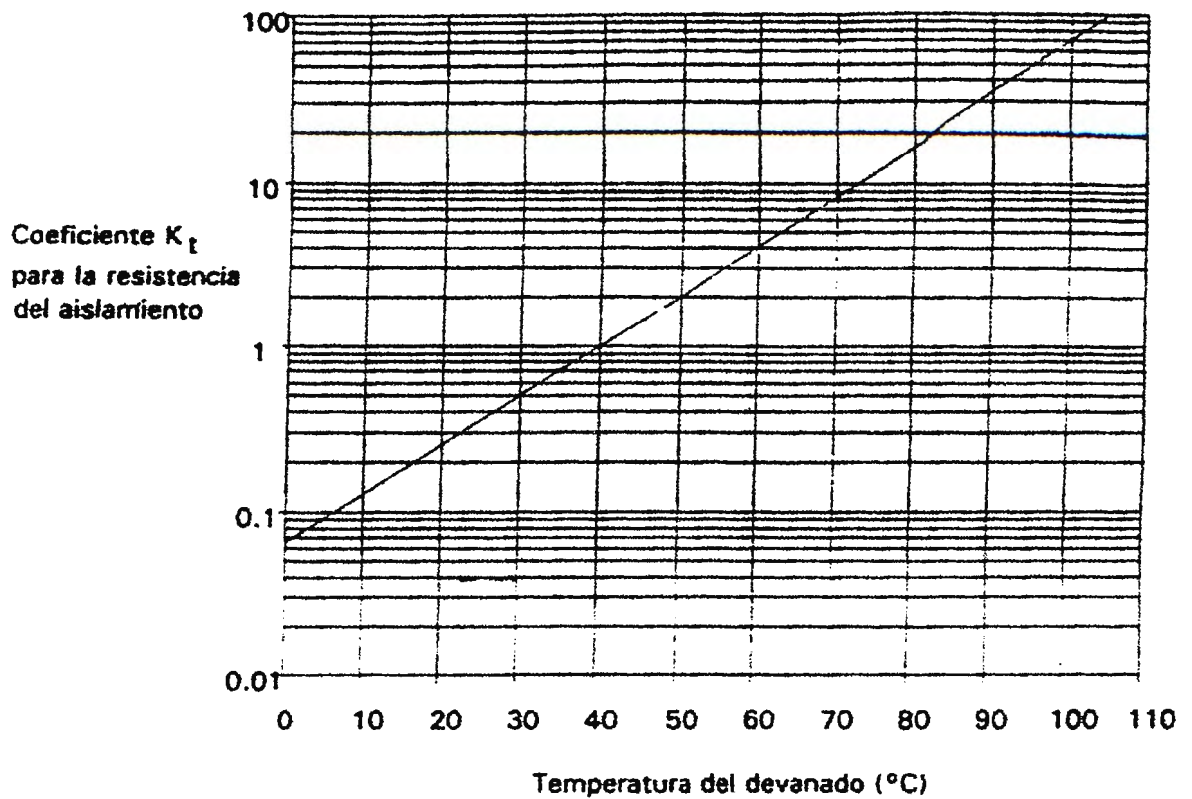
Donde:

$R_{40^{\circ}\text{C}}$  = Resistencia de aislamiento a temperatura base

$R_M$  = Resistencia de aislamiento medida a cualquier temperatura

$K_T$  = Coeficiente de resistencia de aislamiento o factor por el cual se multiplica la  $R_M$ . Para referirla a la base.

En la grafica 3.2.1 se muestran los diferentes coeficientes  $K_t$  obtenidos a partir de la temperatura medida en los devanados.

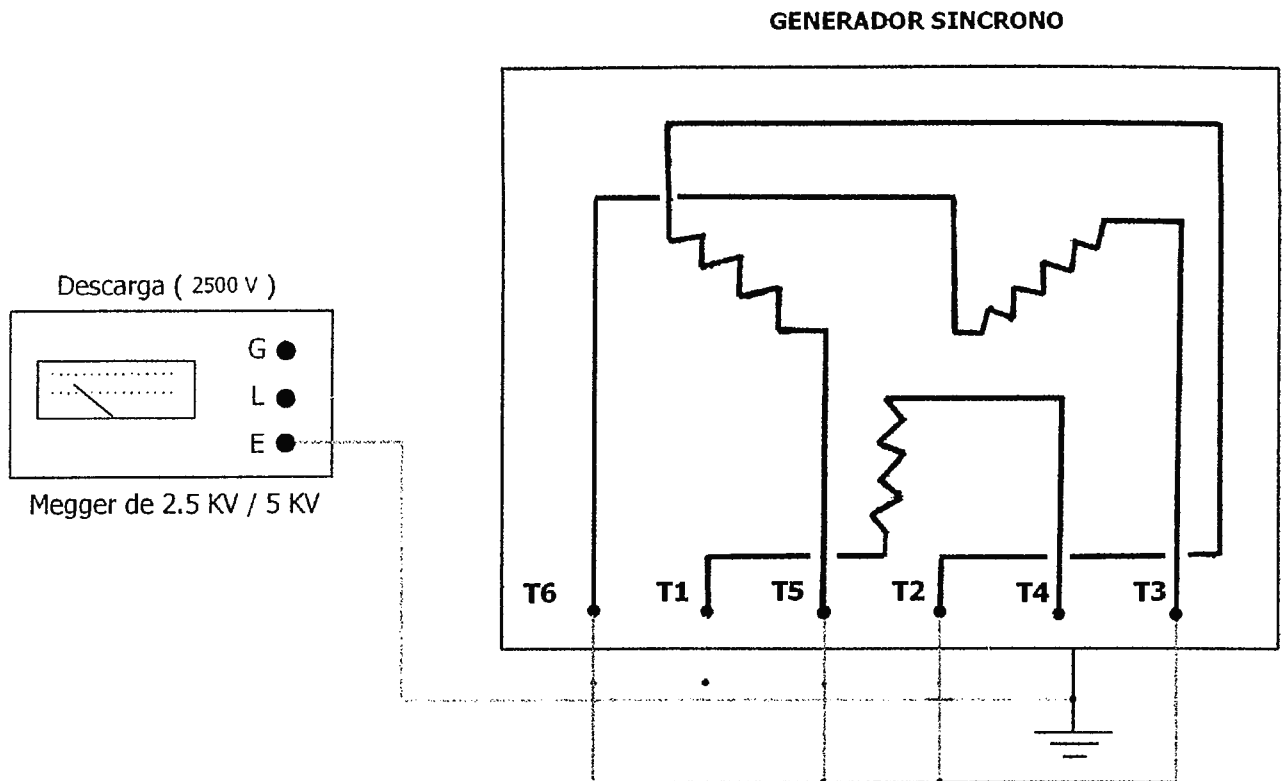


**Grafica 3.2.1, Correlación entre la resistencia de aislamiento y la temperatura de los devanados.**

**Procedimiento:**

**Medición de la resistencia de aislamiento eléctrico entre devanado y tierra.**

1. Deshacer la conexión en estrella del generador.
2. Cortocircuitar los terminales  $T_1$  y  $T_4$ .
3. Cortocircuitar los terminales  $T_6, T_5, T_2$  y  $T_3$ .
4. Conectar la punta de prueba **E** (tierra) del Megger, a tierra Ver Fig. 3.2.3.
5. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger al terminal  $T_1$ .
6. Aplicar una descarga de 2500V durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger. (**MΩ**)
7. Repetir los pasos 1, 2, 3, 4 y 5, para medir la resistencia de cada uno de los devanados  $T_2 - T_5, T_3$  y  $T_6$ .



**Figura 3.2.3, Conexión entre el devanado (T1-T4) y tierra.  
(devanados del estator vistos desde el lado de excitatriz)**

**RELACION DE FASES**

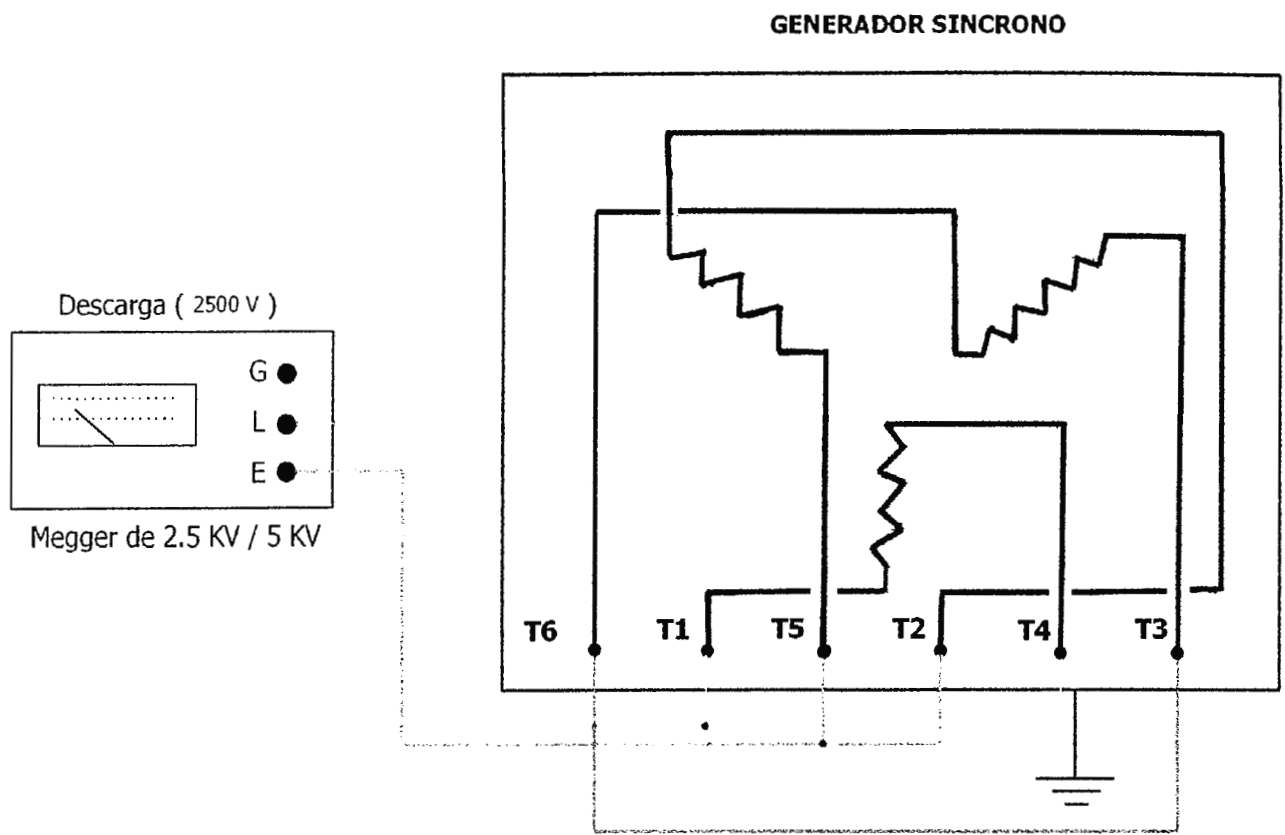
T1 → T2 → T3

**NEUTRO**

T4 → T5 → T6

### **Medición de la resistencia de aislamiento eléctrico entre devanados.**

- 1.** Deshacer la conexión en estrella del generador.
- 2.** Cortocircuitar los terminales **T<sub>1</sub>** y **T<sub>4</sub>**.
- 3.** Cortocircuitar los terminales **T<sub>2</sub>** y **T<sub>5</sub>**.
- 4.** Cortocircuitar los terminales **T<sub>3</sub>** y **T<sub>6</sub>**.
- 5.** Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger, al terminal **T<sub>1</sub>**.
- 6.** Conectar la punta de Prueba **L** (Línea del Megger, al terminal **T<sub>2</sub>**.
- 7.** Aplicar una descarga de 2500 V, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger ( $M\Omega$ ), ver figura. 3.2.4.
- 8.** Repetir los pasos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 para medir la resistencia entre **T<sub>1</sub> – T<sub>3</sub>** y **T<sub>2</sub> – T<sub>3</sub>**, de los devanados restantes.



**Figura 3.2.4, Conexión entre el devanado (T1-T4) y (T2-T5).  
(devanados del estator vistos desde el lado de excitatriz)**

### **Medición de la resistencia de aislamiento de los calentadores de espacio (Space Heater), del generador y la excitatriz.**

1. Medir la resistencia entre space heater 1 y 2.
2. Medir la resistencia entre space heater 1 y tierra ; space heater 2 y tierra.

### **Medición de la resistencia de aislamiento de cojinetes.**

1. Medir la resistencia de aislamiento en el cojinete del lado turbo-generador a tierra.
2. Medir la resistencia de aislamiento en el cojinete del lado generador-excitatriz a tierra.
3. Revisar el circuito (prueba funcional) y el estado de desgaste de los carbones de drenaje de corrientes de fuga a tierra del eje del generador.

**NOTA:** EL voltaje inducido entre el eje del generador y tierra provoca la circulación de corrientes de fuga a través del material aislante de los cojinetes, perforándolo y dañándolo, ocasionando una disminución en la medición de la resistencia de aislamiento eléctrico, por lo cual es importante su drenaje a tierra durante la operación del generador.

**Prueba de la resistencia de aislamiento para la excitatriz**

**Resistencia en los devanados estatoricos del PMG:**

Realizar las mediciones en base al procedimiento para generadores, siguiendo el orden de los terminales de cada devanado que se muestran en la tabla 3.2.3.

<b>DEVANADO – TIERRA</b>	<b>DEVANADO – DEVANADO</b>
(T1-T4) – TIERRA	(T1-T4) -( T2-T5)
(T2-T5) – TIERRA	(T2-T5) - (T3-T6)
(T3-T6) – TIERRA	(T3-T6) - (T1-T4)

**Tabla 3.2.3**

**Resistencia en los devanados de inducido del excitador AC:**

Realizar las mediciones en base al procedimiento para generadores, siguiendo el orden de los terminales de cada devanado que se muestran en la tabla 3.2.4.

<b>DEVANADO – TIERRA</b>	<b>DEVANADO – DEVANADO</b>
(T1-T4) – TIERRA	(T1-T4) -( T2-T5)
(T2-T5) – TIERRA	(T2-T5) - (T3-T6)
(T3-T6) – TIERRA	(T3-T6) - (T1-T4)

**Tabla 3.2.4**

## MEDICION DE LA RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS ESTATORICOS DEL GENERADOR SINCRONO

### Objetivo:

- Verificar las pérdidas por efecto Joule. ( $I^2R$ )
  
- Verificar que las conexiones internas estén hechas correctamente.

Utilizar un puente de wheatstone o kelvin tipo laboratorio.

Antes de utilizar el puente es importante hacer la verificación del certificado de calibración proporcionado por el fabricante. Los valores de resistencia ohmica de cada devanado se encuentran dados en la hoja de pruebas proporcionada por el fabricante.

### Procedimiento para medición de la resistencia ohmica de los devanados estatoricos del generador síncrono:

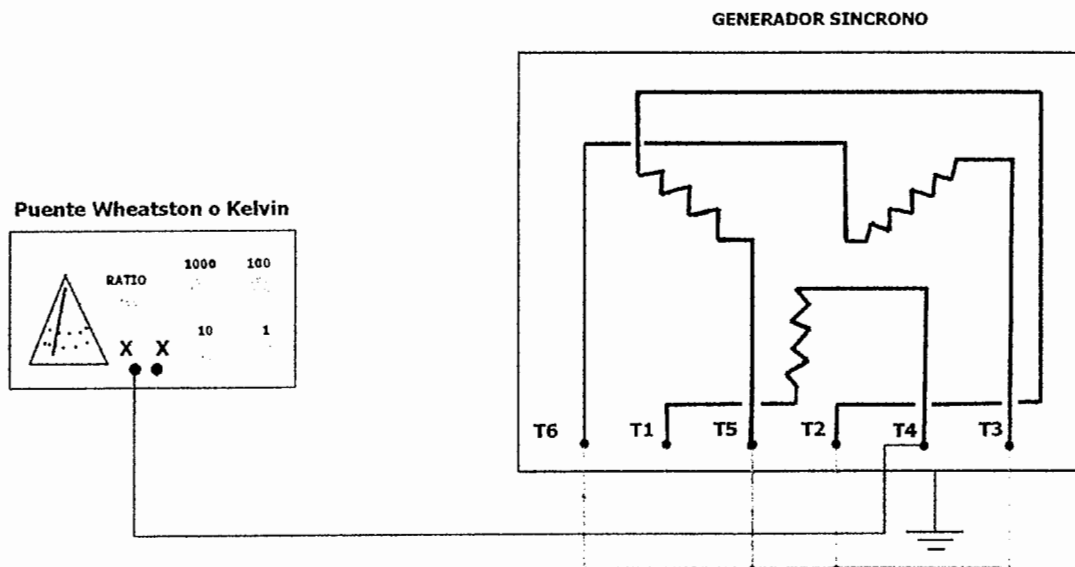
1. Ubicar el valor de resistencia más cercano del devanado a medir, en el control de relación (RATIO), del puente.
  
2. Cortocircuitar los terminales  $T_2$ ,  $T_3$ ,  $T_5$  y  $T_6$ .
  
3. Conectar las puntas de prueba (puntas "X") del puente Wheatstone o Kelvin, a los terminales  $T_1$  y  $T_4$ , del devanado del generador, ver figura 3.2.5 (el galvanómetro del puente se alejara hacia cualquiera de los lados de la posición de cero, registrando un valor de corriente de desequilibrio en el puente)
  
4. Mediante el ajuste los otros cuatro controles de paso de 1000, 100, 10, y 1, variar el valor de la resistencia hasta que la aguja del galvanómetro coincida en el centro con el valor de cero, como se muestra en la figura 3.2.5.

5. Multiplicar todos los valores que indican los controles para encontrar el valor de la resistencia entre los terminales  $T_1$  y  $T_4$ , es decir:

$$\text{➤ } R_{T1-T4} = N^{\circ}_{(\text{RATIO})} * N^{\circ}_{(1000)} * N^{\circ}_{(100)} * N^{\circ}_{(10)} * N^{\circ}_{(1)}$$

Donde  $N^{\circ}$ : es el valor que señala cada control.

5. Repetir los numerales 1, 2, 3 y 4 para medir la resistencia entre los terminales  $T_2 - T_5$  y  $T_3 - T_6$ , referirse a la figura 3.2.5.
6. Comparar los valores de resistencia medidos con los valores proporcionados en la hoja de ensayos por el fabricante.



**Figura 3.2.5, Resistencia del devanado T1-T4.  
(devanados del estator vistos desde el lado de excitatriz)**

**Procedimiento para medición de la resistencia ohmica de los devanados estatoricos de la excitatriz:**

**Resistencia Ohmica del PMG.**

Realizar las mediciones en base al procedimiento para generadores, siguiendo el orden de los terminales de cada devanado que se muestran en la tabla 3.2.5.

<b>Terminales (devanados)</b>
T1 – T4
T2 – T5
T3 – T6

**Tabla 3.2.5**

**Resistencia Ohmica del excitador AC:**

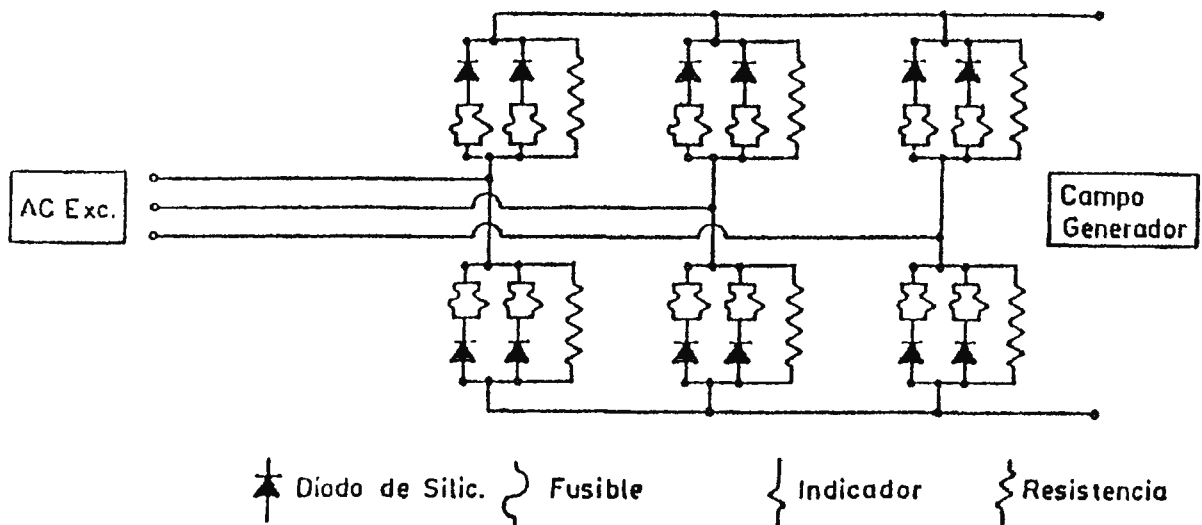
Realizar las mediciones en base al procedimiento para generadores, siguiendo el orden de los terminales de cada devanado que se muestran en la tabla 3.2.6.

<b>Terminales (devanados)</b>
T1 – T4
T2 – T5
T3 – T6

**Tabla 3.2.6**

**MEDICION DE LA RESISTENCIA EN DIRECTA Y EN REVERSA DEL RECTIFICADOR ROTATORIO UTILIZANDO UN TESTER .**

1. Medir la resistencia en directa de cada diodo utilizando un tester y leer el valor de resistencia en la escala Ohmios, ver figura 3.2.6.
2. Medir la resistencia en inversa de cada diodo utilizando un tester y leer el valor de resistencia en la escala Ohmios, ver figura 3.2.6
3. Completar la tabla 3.2.7, con valores de resistencia en directa e inversa para todos los diodos.



**Grafica 3.2.6, Rectificador rotatorio.**

	Nº.	DIRECTA ( $\Omega$ )	INVERSA ( $\Omega$ )
1	U1		
2	U1		
3	V1		
4	V1		
5	W1		
6	W1		
7	U2		
8	U2		
9	V2		
10	V2		
11	W2		
12	W2		

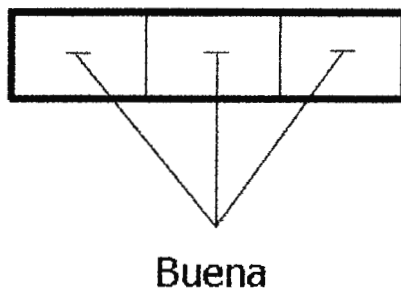
Tabla 3.2.7

## PROCEDIMIENTO PARA LA REVISION DE LAS CUÑAS DEL ESTATOR DEL GENERADOR SINCRONO

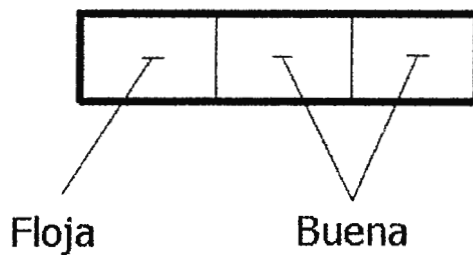
### Método de inspección de cuñas por sonido

Este método consiste en golpear sutilmente las cuñas del estator una por una, con un martillo especial hecho de fibra y escuchar el sonido que se produce. El sonido puede ser clasificado de tres maneras:

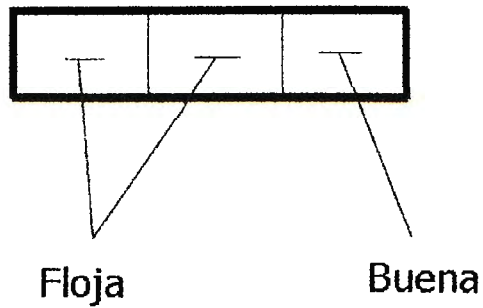
- **Sin señal:** Cuña buena. (no floja)



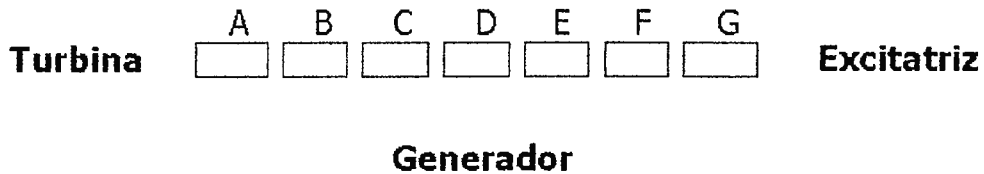
- $\Delta$  : 1/3 de la cuña floja.



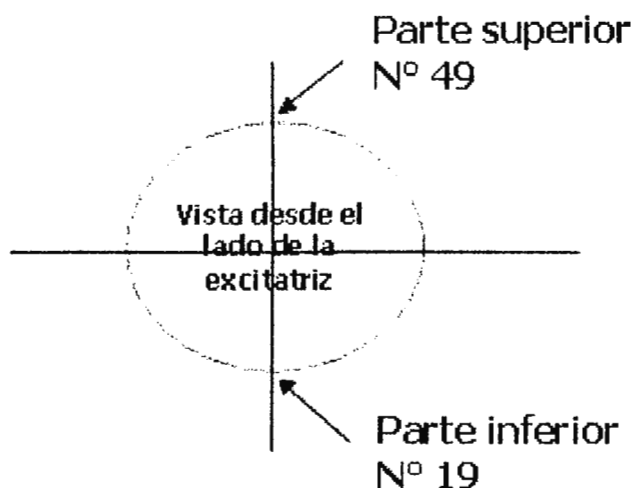
- **X:** > 2/3 de la cuña floja.



Las cuñas están distribuidas en secciones representadas por letras **A, B, C, D, E, F, G**, partiendo desde el lado de la turbina hasta el lado de la excitatriz. Como se muestra a continuación:



La ubicación de las **ranuras** se cuentan según la distribución vista desde el lado de la excitatriz, como se muestra a continuación:



La tabla 3.2.8, presenta una matriz para la revisión de las cuñas del estator del generador síncrono de 13.8 KV ubicado en la central de Ahuachapán.

Si el número de cuñas flojas excede del **33%**, debe de programarse un mantenimiento correctivo de recuñado general. Aplicar **Loctite No.271** para sujetar nuevamente las cuñas (pegarlas) y luego aplicar barniz.

**NOTA:** Se recomienda que este mantenimiento sea realizado por personal con suficiente experiencia en este tipo de trabajo, debido a lo delicado del mismo.

LADO DE LA TURBINA

LADO DE LA EXCITATRIZ

CUÑAS RANURA N°	A	B	C	D	E	F	G
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							

Tabla 3.2.8

LADO DE LA TURBINA

LADO DE LA EXCITATRIZ

RANURA Nº \ CUÑAS	A	B	C	D	E	F	G
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
51							
52							
53							
54							
55							
56							
57							
58							
59							
60							

Tabla 3.2.8 (continuación)

## **LIMPIEZA DE LOS DEVANADOS**

### **Definición:**

La humedad, polvo, suciedad, aceite y la grasa son los causantes de que el aislamiento del generador disminuya, ya que al obstruirse las separaciones de los bobinados y las conducciones del aire, se disminuye la capacidad de refrigeración del generador, con lo cual aumenta la temperatura del devanado y se acelera el envejecimiento y deterioro del mismo.

### **METODO DE LIMPIEZA**

#### **Aspiración por vacío:**

Este método es empleado si la suciedad esta seca y puede eliminarse fácilmente. Se recomienda la aspiración por vacío, ya que el soplado desplaza a mayor profundidad la suciedad entre las capas del aislamiento.

#### **Desengrasadores dieléctricos.**

La superficie de los devanados deben limpiarse, mediante un trapo humedecido con desengrasador dieléctrico. Utilizar cepillos especiales para eliminar la mayor cantidad de suciedad. En la tabla 3.2.8, se presenta un listado de los agentes limpiadores utilizados para el tratamiento de los devanados.

Antes de emplear cualquier agente limpiador, debe comprobarse su efecto perjudicial sobre la superficie de los devanados. Un ensayo practico es el siguiente:

Con un trapo humedecido con el agente limpiador, frotar la superficie a ensayar durante 5 minutos. Asegurar que la superficie permanezca húmeda durante este tiempo, luego intentar eliminar el barniz de acabado con la uña del pulgar. Si la capa está blanda o se elimina fácilmente, el limpiador es demasiado fuerte y debe probarse con otro agente limpiador.

<b>COLECTOR (aislamiento constituido por Shellac)</b>		B	X	X	X	X	X	
<b>BARNIZ O RESINA</b> Efecto disolvente o ablandante	<b>Goma de silicona</b>	C	B	X	A	X	B	
	<b>Epoxi, resina poliéster</b>	C	C	C	C	C	C	
	<b>Barniz rojo de acabado (epoxi, alcídico)</b>	C	C	B	B	B	B	
	<b>Maquinas antiguas</b>	<b>Barniz impregnante</b>	C	C	A	B	B	C
		<b>Barniz negro brillante de acabado</b>	B	B	X	X	X	A
		<b>Shellac</b>		B	A	X	X	A
<b>Barniz asfáltico</b>		B	B		X	X	A	
<b>SUCIEDAD</b> Efec. disolvente o extractivo	<b>Gasóleo incrustado, grasas y aceites</b>	E	E	F	F	F	D	
	<b>Sales</b>	Y	Y	Y	Y	Y	Y	
	<b>Pulpa de madera grasienta</b>	D	E	E	E	E	E	
	<b>Polvo de carbón grasiento</b>	E	F	F	F	F	F	
	<b>Polvo normal</b>	D	F	D	D	E	F	
<b>Proporción consistencia</b>							1:1 (volumen)	
<b>Agente limpiador</b>		<b>Alcohol isopropileno</b>	<b>Eter de petróleo 140/200</b>	<b>Acetona</b>	<b>Xileno</b>	<b>Tricloretoano</b>	<b>Eter de petróleo mas tricloretoano</b>	

TABLA 3.2.8

**Observaciones:**

**X:** No resiste al disolvente.

**A:** Poca resistencia al disolvente.

**B:** Satisfactoria resistencia al disolvente.

**C:** Buena resistencia al disolvente.

**Y:** No limpia.

**D:** Elimina poco, la suciedad.

**E:** Limpia razonablemente.

**F:** Limpia bien

**PROCESO DE SECADO**

**Definición:**

Los devanados deben secarse después de un lavado. Un secado eficaz se consigue con un adecuado equilibrio de calor y ventilación. La temperatura de secado debe ser de 90 a 100° C.

Utilizar un soplador de aire caliente, space heater, lámparas incandescentes o correr el generador en vacío por un período corto de tiempo, siguiendo las instrucciones del manual del fabricante, ya que esta operación es muy delicada y puede dañar la maquina.

**NOTA:** Cualquiera que sea el proceso de secado es esencial una adecuada renovación de aire fresco.

## **BARNIZADO DE LOS DEVANADOS**

### **Definición:**

Generalmente las sobretemperaturas por periodos de tiempo prolongados, provocan envejecimiento prematuro, haciendo que los materiales aislantes se vuelvan frágiles y se oscurezcan tempranamente, especialmente los barnices que contienen celulosa, por lo cual los devanados se rajan, deterioran o se rompen. En la tabla 3.2.8, se presentan los criterios acerca de algunos problemas y soluciones a estos.

Un acabado con barniz es una capa aplicada con pistola (una o dos capas) o brocha sobre el aislamiento. Esta protege y sella los devanados, mejora la resistencia al "tracking", retardando el envejecimiento y facilitando la limpieza.

Los devanados deben limpiarse con mucho cuidado antes de aplicar una nueva capa de barniz, para que no quede suciedad debajo de esta. El barniz que pueda desprenderse fácilmente debe eliminarse.

Si los devanados aún están calientes después de un secado, esperar a que la temperatura sea menor de 40° C (104 °F). Se debe intentar aplicar el barniz entre las bobinas y otras partes que no sean fácilmente accesibles. Deben evitarse las capas gruesas de barniz, pues se secan lentamente. Los devanados del rotor deben dejarse secar al menos durante 24 horas, a temperatura ambiente antes de ponerlas en uso. El vapor de los disolventes que proceden de los barnices son por lo general tóxicos e inflamables, por lo que debe tenerse en cuenta la seguridad industrial en el trabajo.

<b>PROBLEMA</b>	<b>SOLUCION</b>
<b>Contaminación</b>	
Mucha suciedad, conductos de refrigeración obstruidos.	Limpiar, secar si es necesario.
Suciedad conductora (carbón), baja resistencia de aislamiento eléctrico.	Limpiar, secar si es necesario.
Humedad, baja resistencia de aislamiento eléctrico.	Secar.
<b>Barniz de acabado</b>	
Mate, gastado o agrietado.	Limpiar y volver a barnizar.
Desprendido.	Eliminar barniz viejo y volver a barnizar.
<b>Piezas de soporte</b>	
Cuñas de ranura flojas.	Apretar.
Marcas de vibración.	Apretar, reforzar y volver a barnizar.**
Bobinas dobladas.	Reforzar o volver a devanar.**
<b>Envejecimiento</b>	
Oscurecimiento, ligera fragilización.	Limpiar y volver a devanar.**
Fragilización, capas de aislamiento sueltas.	Volver a devanar.**

**Tabla 3.2.8**

**\*\* Se requiere para su ejecución la opinión e instrucción de un experto, o consultar al fabricante.**

## PROTECCIONES ELECTRICAS DEL GENERADOR SINCRONO

Cuando se presentan condiciones anormales, las que generalmente son fallas, durante la operación de un generadores síncrono, es de suma importancia que sean detectadas lo mas pronto posible y que el área afectada sea aislada de inmediato.

Las fallas mas frecuentes a las que un generador esta expuesto durante su operación, son las siguientes:

- Fallas en devanados.
- Sobrecargas.
- Sobrecaentamiento en devanados y cojinetes. (chumaceras)
- Sobre velocidad.
- Perdida de campo.
- Motorización.
- Operación con corrientes desbalanceadas.
- Perdida de sincronismo.
- Sobreexcitación.
- Baja frecuencia, etc.

## **PROTECCION DE CORRIENTE DIFERENCIAL (87)**

### **Aplicación:**

las fallas en el interior de una maquina generalmente se desarrollan a partir de un cortocircuito a tierra en uno de los devanados de una fase y que frecuentemente se extienden a los devanados de las otras dos fases.

### **Teoría de operación:**

Las corrientes de cada una de las fase, en ambos lados del generador son comparadas en un circuito diferencial y cualquier desbalance o diferencia de corrientes se emplea para operar el relé diferencial que sacara de servicio al generador.

## **PROTECCION DE POTENCIA INVERSA (32)**

### **Aplicación:**

Esta protección detecta el flujo inverso de potencia real, que puede ocurrir si la turbina pierde su energía de entrada sin el correspondiente disparo del interruptor principal del generador. Es decir que la operación de esta protege al generador contra la motorización por perdida de torque en la turbina.

### **Teoría de operación:**

Cuando el flujo de potencia real (**P**) en una dirección establecida excede los limites de seteo, este relé envía una señal para sacar de línea al generador.

## **PROTECCION DE FALLA A TIERRA EN EL CAMPO DEL GENERADOR (64)**

### **Aplicación:**

Esta protección detecta cuando se presenta una falla a tierra en cualquier punto del circuito de campo. (rotor)

### **Teoría de operación:**

Al aplicar un voltaje D.C. entre el circuito de campo y tierra, se mide la corriente que circula por dicho campo, cuando se exceden los límites de seteo del relé este envía una señal para sacar de línea al generador.

## **PROTECCION DE SOBREVOLTAJE (59)**

### **Aplicación:**

Esta protección actúa para asegurar que el nivel de voltaje no exceda los límites establecidos por el fabricante del generador.

### **Teoría de operación:**

Este relé envía una señal para sacar de línea al generador cuando el voltaje excede los límites de seteo.

## **PROTECCION DE BAJO VOLTAJE (27)**

### **Aplicación:**

Esta protección actúa para asegurar que el nivel de voltaje no se encuentre por debajo de los límites establecidos por el fabricante del generador. También se aplica para prevenir condiciones de sobre corriente y calentamiento en los devanados por la operación prolongada con bajo voltaje.

### **Teoría de operación:**

Este relé envía una señal para sacar de línea al generador cuando el voltaje está por debajo de los límites de seteo.

## **PROTECCION DE BALANCE DE FASES (47)**

### **Aplicación:**

Esta protección detecta la secuencia de fases invertidas al conectar el generador en paralelo con la red de potencia. Se utiliza para prevenir el arranque de la máquina bajo condiciones de fase abierta o secuencias de fase inversa.

### **Teoría de operación:**

La salida del relé se energiza si existe la secuencia y el balance de fases correcto. Este relé proporciona la señal de cierre al interruptor principal, conectando al generador a la red de potencia. Si se presentan condiciones contrarias, el relé no se energiza, bloqueando el cierre del interruptor e impidiendo que el generador se conecte a la red de potencia.

## **PROTECCION DE VERIFICACION DE SINCRONISMO (25)**

### **Aplicación:**

Esta protección se utiliza para supervisar recierres o cualquier otra situación en donde exista peligro de paralelismo de dos circuitos fuera de sincronismo. Este **monitorea** el voltaje en los dos extremos del interruptor principal y permite cerrarlo solamente cuando el voltaje y la fase están dentro de los límites de sincronismo establecidos.

### **Teoría de operación:**

Este relé entra en operación cuando dos circuitos de A.C. están dentro de los límites deseados de voltaje, frecuencia y ángulo de fase. Permitiendo al generador entrar en línea con la red de potencia sin daño alguno, ni perturbaciones al sistema.

## **PROTECCION DE SOBRE TEMPERATURA (49)**

### **Aplicación:**

Esta protección se utiliza para monitorear la temperatura de cojinetes, u otras áreas sensibles e la temperatura tales como devanados de armadura y de campo, puente de tiristores del sistema de excitación, etc. El monitoreo se lleva a cabo por medio de Detectores Resistivos de Temperatura (RTD's)

### **Teoría de operación:**

La operación de este relé se realiza cuando la temperatura sensada por las RTD's excede un valor establecido. Este relé actúa anunciando (alarma) o sacando al generador del sistema.

## **PROTECCION DE ALTA Y BAJA FRECUENCIA (81)**

### **Aplicación:**

Se utiliza para resguardar al generador de condiciones de baja y alta frecuencia, las cuales afectan la estabilidad de la maquina y del sistema. Este relé es usado en esquemas de control de velocidad, para proteger el generador de sobre velocidades.

### **Teoría de operación:**

Este relé proporciona una señal para sacar de servicio al generador cuando la frecuencia sensada excede a los valores seteados en el relé.

## **PROTECCION DE SECUENCIA DE FASE NEGATIVA (46)**

### **Aplicación:**

Este relé protege al generador contra toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamientos en el rotor. Estas corrientes asimétricas son causadas por fallas asimétricas en alta tensión, una fase abierta en algún circuito conectado al generador o carga desbalanceada.

### **Teoría de operación:**

Los relés de sobre corriente negativa generalmente contienen un filtro de secuencias que a partir de las corrientes en las tres fases obtiene un voltaje proporcional a su componente de secuencia negativa. El cual activa al relé y envía una señal al interruptor principal y posterior disparo de la unidad.

## PROTECCIONES ESPECIALES

Las unidades generadoras poseen dos sistemas de control automático:

➤ **El regulador automático de voltaje (A.V.R):**

Mantiene el nivel de voltaje adecuado para una operación estable, cualquier variación para arriba o para abajo, es regulada automáticamente por el A.V.R. Cada regulador trae incorporado su propio sistema de protección, el cual aísla el equipo ante cualquier falla interna

➤ **El regulador de velocidad de la turbina o Gobernador de la turbina:**

Este mantiene la velocidad nominal de la turbina o la frecuencia del generador. Cualquier variación en la velocidad del grupo, es regulada automáticamente por el gobernador. Cada regulador trae incorporado su propio sistema de protección.

## **PROTECCIONES MECANICAS**

### **Alta temperatura en los cojinetes de empuje:**

Esta falla es detectada por medio de **RTD's** que miden la temperatura del babito o del aceite. Las señales de operación se ajustan para valores de temperaturas de alarma y disparo de la unidad generadora.

### **Bajo vacío en el condensador:**

Para detectar esta falla se utiliza un manómetro de vacío, el cual se acondiciona como presostato, cuando la presión de vacío disminuye a un valor establecido, se cierra un contacto de alarma o de paro de la unidad generadora.

### **Baja presión de aceite de lubricación:**

Para detectar esta falla se utiliza un manómetro para presiones positivas, el cual trabaja como presostato y actúa cuando la presión baja de su valor de seteo cerrando un contacto de alarma o disparo de la unidad generadora.

### **Alto nivel de agua en el condensador:**

Se utilizan interruptores de nivel (**Level Switch**) los cuales cierran sus contactos utilizando el agua como puente entre dos electrodos. dependiendo del nivel detectado se activa una señal de alarma, paro parcial o paro completo de la unidad generadora.

### **Alto / bajo nivel del pozo de bombas:**

Estos son interruptores (**Level Switches**) que detectan alto o bajo nivel de agua en el pozo de las bombas de agua de circulación (**BAC**) de las torres de enfriamiento. Activando una señal de alarma, paro parcial, paro completo o control de apertura / cierre de válvulas de recirculación de agua.

### **Sobre velocidad:**

Este es un sistema que utiliza sensores de velocidad que pueden ser muy variados, tales como generadores de imanes permanentes donde el voltaje en sus terminales es proporcional a la velocidad del eje, el cual esta acoplado al eje principal, es decir, cualquier variación de velocidad se refleja como variación de voltaje.

Otro tipo es el clásico taco generador, una versión simple del **P.M.G**, también existen detectores llamados **S.S.G.(Speed Sensor Generator)**, los cuales son generadores de pulsos, es decir señales analógicas a partir de las r.p.m. etc.

Estos sensores proporcionan la señal de velocidad a un relé auxiliar; si la señal excede el valor de seteo respectivo, se activa una alarma de sobre velocidad como primera etapa, si la velocidad sigue aumentando se activa el disparo total de la unidad, es decir que el **INTERLOCK** o **secuencia de protección**, manda a cerrar la válvula de admisión del vapor en la turbina, abrir el interruptor principal y el interruptor de campo del generador; todo esto es accionado simultáneamente.

Existen protecciones de sobre velocidad de naturaleza mecánica, las cuales al exceder del 15% ó 20 % de la velocidad nominal, expulsan un pin que desplaza un sistema de varillajes, el cual a su vez drena el aceite a presión, que mantiene abierta la válvula de admisión de vapor. Cuando el aceite es drenado, la válvula se cierra impidiendo el flujo de vapor, haciendo que la turbina empieza a perder velocidad hasta detenerse. El cierre de la válvula se produce simultáneamente con la apertura del interruptor principal y el interruptor de campo.

**MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO  
PARA MOTORES ELECTRICOS DE 4.16 KV DE LAS  
BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION**

## MOTORES ELECTRICOS DE 4.16 KV PARA BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION

### Motor de inducción:

El motor de inducción es aquel en el cual el campo magnético del estator induce un voltaje en las bobinas del rotor y éstas al estar cortocircuitadas permiten que circule una corriente que provoca el giro del rotor.

Debido a que el motor de inducción funciona por inducción electromagnética, el campo del rotor es intenso, por lo cual se logra un alto par en el arranque del mismo. A la parte estacionaria del motor se le llama estator y a la parte móvil rotor de esta última existen dos tipos:

- **Rotor de Jaula de Ardilla:** Este consiste de una serie de barras conductoras que están colocadas dentro de unas ranuras hechas en la superficie del rotor. Por sus diversas aplicaciones son los más utilizados en la industria. Son diseñados para funcionar con corrientes de sistemas monofásicos y trifásicos de C.A. Ver figura 3.3.1.

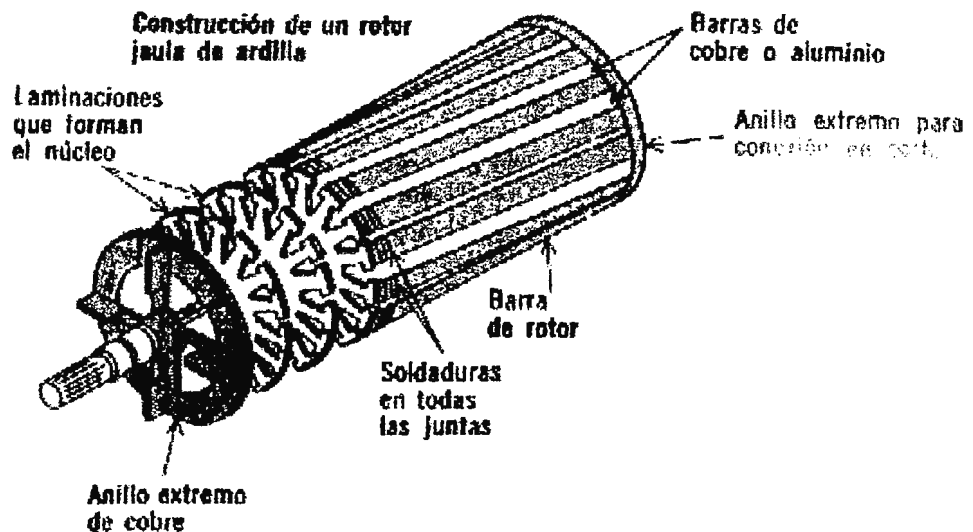
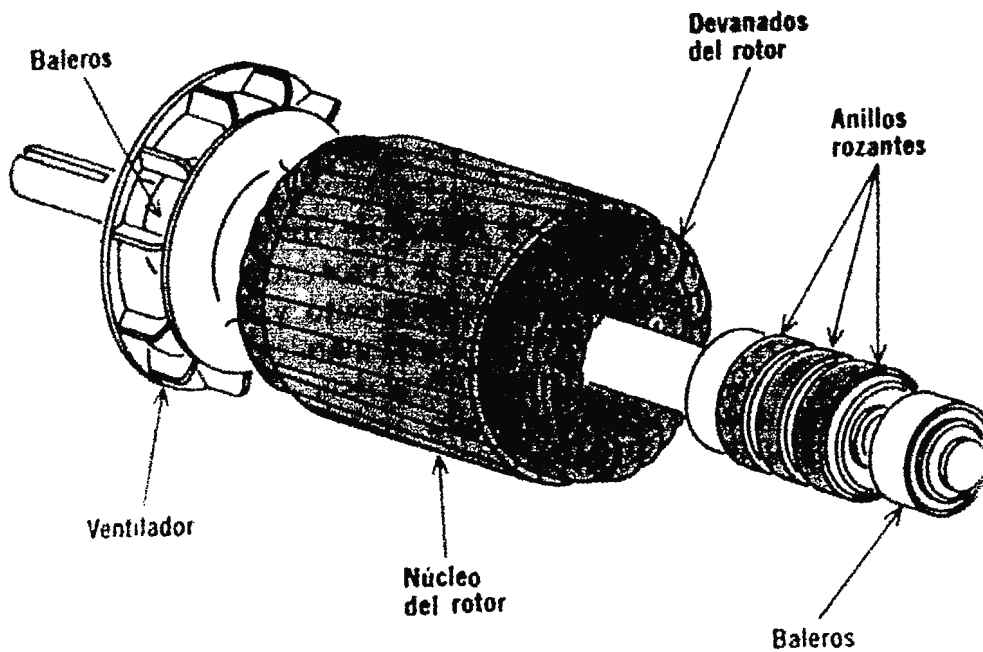


Figura 3.3.1, Rotor tipo jaula de ardilla.

➤ **Rotor Devanado:** Es aquel que tiene devanados alrededor del núcleo y cuyas terminales salen hasta tres anillos deslizantes montados sobre el eje del rotor. Una característica especial en el motor de rotor devanado es la factibilidad de variar la velocidad.

Son diseñados para funcionar con corrientes provenientes de sistemas trifásicos de A.C. Ver figura 3.3.2.



**Figura 3.3.2, Rotor devanado.**

**PERIODOS DE TIEMPO SUGERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS MOTORES ELECTRICOS DE 4.16 KV DE LAS BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION**

La tabla 3.3.1, presenta un calendario de las operaciones de verificación que deben realizarse a los motores de las BAC.

PRUEBAS Y VERIFICACIONES	FRECUENCIA		
	HORAS	MESES	AÑOS
CORRIENTE	1/2	-	-
VOLTAJE	1/2	-	-
TEMPERATURA DE LOS COJINETES	1/2	-	-
LIMPIEZA EXTERIOR (motor en operación)	-	6	-
REVISION DE LOS COJINETES	-	-	2
REAPRIETE EN LAS PIEZAS DE SOPORTE	-	-	2
REVISION DE SERPENTINES	-	-	2
LIMPIEZA, REVISION Y PRUEBA FUNCIONAL DEL CIRCUITO DE POTENCIA Y MANDO	-	-	2
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LOS DEVANADOS ESTATORICOS	-	-	2
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LOS CALENTADORES DE ESPACIO	-	-	2
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LOS CABLES DE POTENCIA	-	-	2
LIMPIEZA DE LAS PARTES INTERNAS DEL MOTOR	-	-	2
REVISION DEL BARNIZADO DE LOS DEVANADOS	-	-	2
APLICACION DE PINTURA EN EXTERIOR DEL MOTOR	-	-	2

**Tabla 3.3.1**

**NOTA:** Las rutinas de inspección y pruebas eléctricas para los motores de 4.16 KV de las BAC deben realizarse preferentemente cuando se programe un mantenimiento general (Over haul), el cual puede realizarse cada 2 años.  
O cuando el motor presente condiciones anormales de operación.

## **NORMAS DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO DE MOTORES ELECTRICOS DE 4.16 KV DE LAS BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION**

- 1.** Realización de operaciones de mantenimiento en días soleados.
- 2.** Verificación del correcto procedimiento de polarización del motor.
- 3.** Despejar el área de trabajo de material u objetos ajenos y delimitarla con banda plástica de seguridad.
- 4.** Colocación de avisos y carteles fluorescentes sobre caballetes o tableros de mando, que adviertan sobre la **no-operación** de los equipos que estén señalados bajo mantenimiento.
- 5.** Utilización del equipo de seguridad industrial. (Casco, lentes, botas, guantes de cuero)
- 6.** Utilización de escaleras de banda doble (tipo tijera), no conductoras (fibra de vidrio) no apoyarlas sobre los equipos.
- 7.** Asegurarse que haya una adecuada circulación de aire en el lugar de trabajo y usar mascarillas.
- 8.** Verificación de las instrucciones de manejo en las etiquetas de disolventes, barnices y resinas peligrosas.

**PROCEDIMIENTO PARA SACAR DE SERVICIO A LOS MOTORES DE 4.16 KV DE LAS BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION (BAC)**

1. Hacer la confirmación pertinente con los operadores encargados de sala de control, acerca de la desconexión del Motor **CWPA y CWPB**, es decir registrar el mantenimiento en el libro o bitácora de trabajo.
  
2. Apagado del motor **CWPA y CWPB**.
  
3. Apertura, extracción y aterrizaje de los interruptores 152CWPA y 152CWPB. Colocar aviso de **"no-operar, hombres trabajando"**. Ver figura 3.3.3.
  
4. Desacoplar el eje del motor de la parte mecánica (bomba).

**Nota:** El mantenimiento simultáneo de los dos motores de las BAC, solo es posible con la unidad de generación apagada.

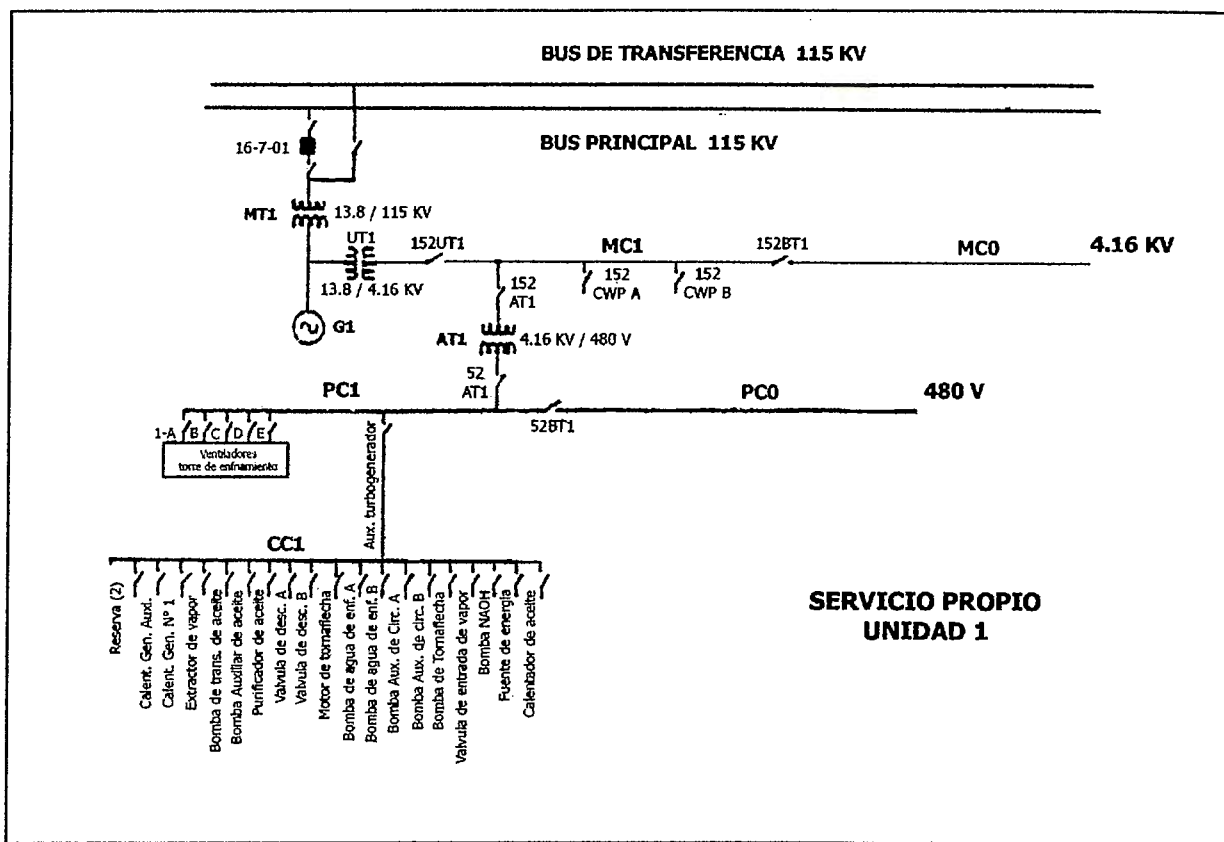
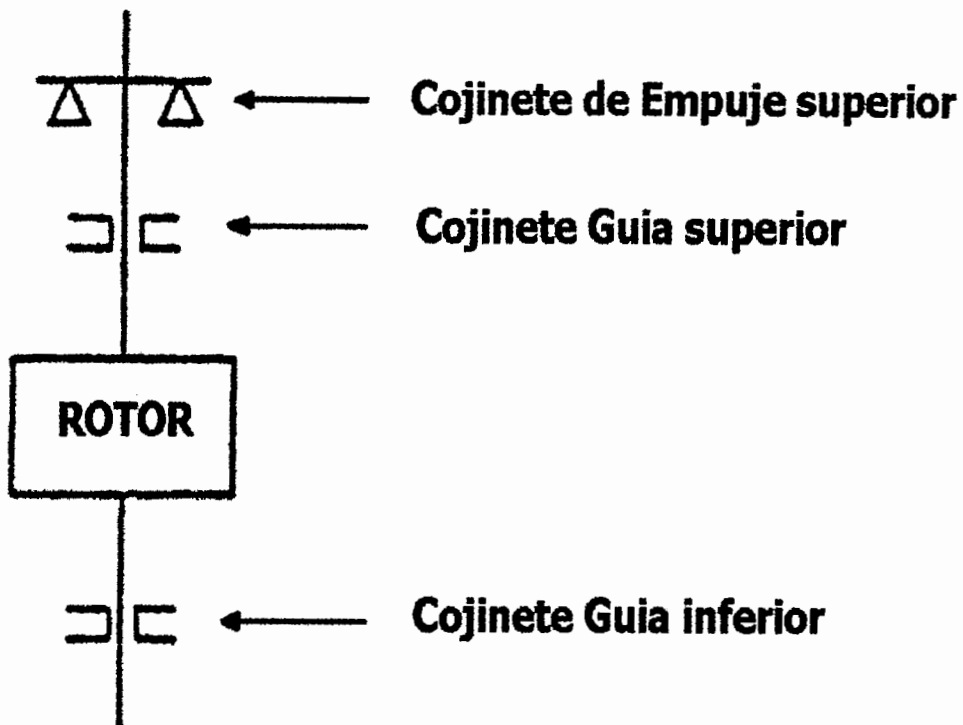


Figura 3.3.3, Sección del diagrama unifilar unidad 1. (barras y equipos Auxiliares)

**PROCEDIMIENTOS GENERALES DE INSPECCION Y LIMPIEZA DE MOTORES ELECTRICOS DE 4.16 KV DE LAS BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION**

1. Remoción de herrumbre en la carcasa y piezas de soporte de los motores. Utilizar lija N° 2, en las partes afectadas.
2. Aplicación de pintura o laca anticorrosiva en la carcasa para evitar el deterioro a causa del herrumbre.
3. Limpieza general en el exterior y caja de conexiones de los motores
4. Limpieza e inspección del ventilador de los motores.
5. Revisión y apriete de cuñas del rotor y estator.
6. Inspección del cojinete inferior (**GUIA** o **RADIAL**) y superiores (**GUIA** y **EMPUJE** o **AXIAL**). Revisión del desgaste y medición de holguras. Ver figura 3.3.4.
7. Lubricación de cojinetes **GUIAS** y **EMPUJE**. (lubricados con agua)
8. Revisión, apriete de tuercas y pernos en la caja de borneras, y piezas de soporte de los motores.
9. Limpieza e inspección del interior de los motores (rotor y estator) determinar: contaminación, humedad y marca de sobrecalentamientos en los devanados.

- 10.** Inspección del estado del barnizado del rotor y estator. (gastado, agrietado y desprendido)
- 11.** Revisión del estado de los materiales aislantes de los devanados. (capas de aislamiento sueltas)
- 12.** Limpieza, inspección y remoción de carbón en los cáñamos de amarre de las bobinas del generador.
- 13.** Limpieza e inspección de fugas en serpentín del sistema de enfriamiento de los devanados estatoricos del motor.
- 14.** Prueba de continuidad, meggering y revisión del estado de los conductores.
- 15.** Aplicación de barniz (spray) a los devanados del rotor y estator.
- 16.** Limpieza, revisión y prueba funcional de los micro switches de disparo por vibración, lubricación y enfriamiento.
- 17.** Prueba de arranque. (**start up**)



**Figura 3.3.4, Arreglo de cojinetes de los motores de 4.16 KV de las BAC.**

## **PRUEBA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO PARA LOS MOTORES DE 4.16 KV DE LAS BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION**

### **Objetivo:**

- Verificar las condiciones del aislamiento.
- Determinar si en alguno de los devanados estatoricos existe cortocircuito a tierra o entre devanados.

### **Equipo para la realización de la prueba de resistencia de aislamiento:**

Antes de utilizar el Megger es importante, verificar la certificación de calibración.

Una norma estándar y practica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente formula:

- **$M\Omega = \text{valor en KV} + 1$**

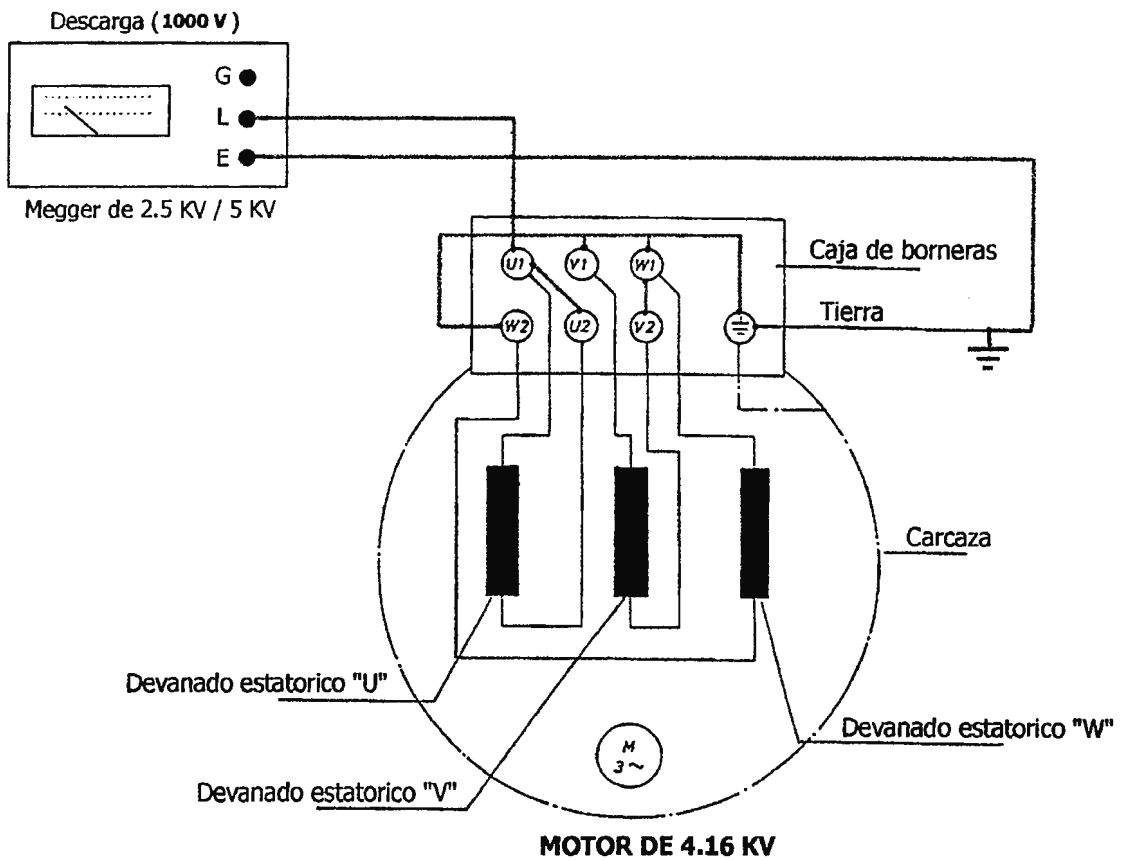
Donde el valor en KV es: el voltaje nominal del motor.

### **Procedimiento:**

#### **Medición de la resistencia de aislamiento entre devanado y tierra.**

- 1.** Cortocircuitar los terminales **U<sub>1</sub>** y **U<sub>2</sub>**.
- 2.** Cortocircuitar los terminales **V<sub>1</sub>** ,**V<sub>2</sub>** , **W<sub>1</sub>** y **W<sub>2</sub>** y aterrizar.
- 3.** Conectar la punta de prueba **E** (tierra) del Megger, a tierra Ver Fig. 3.3.5.
- 4.** Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger al terminal **U<sub>1</sub>**.

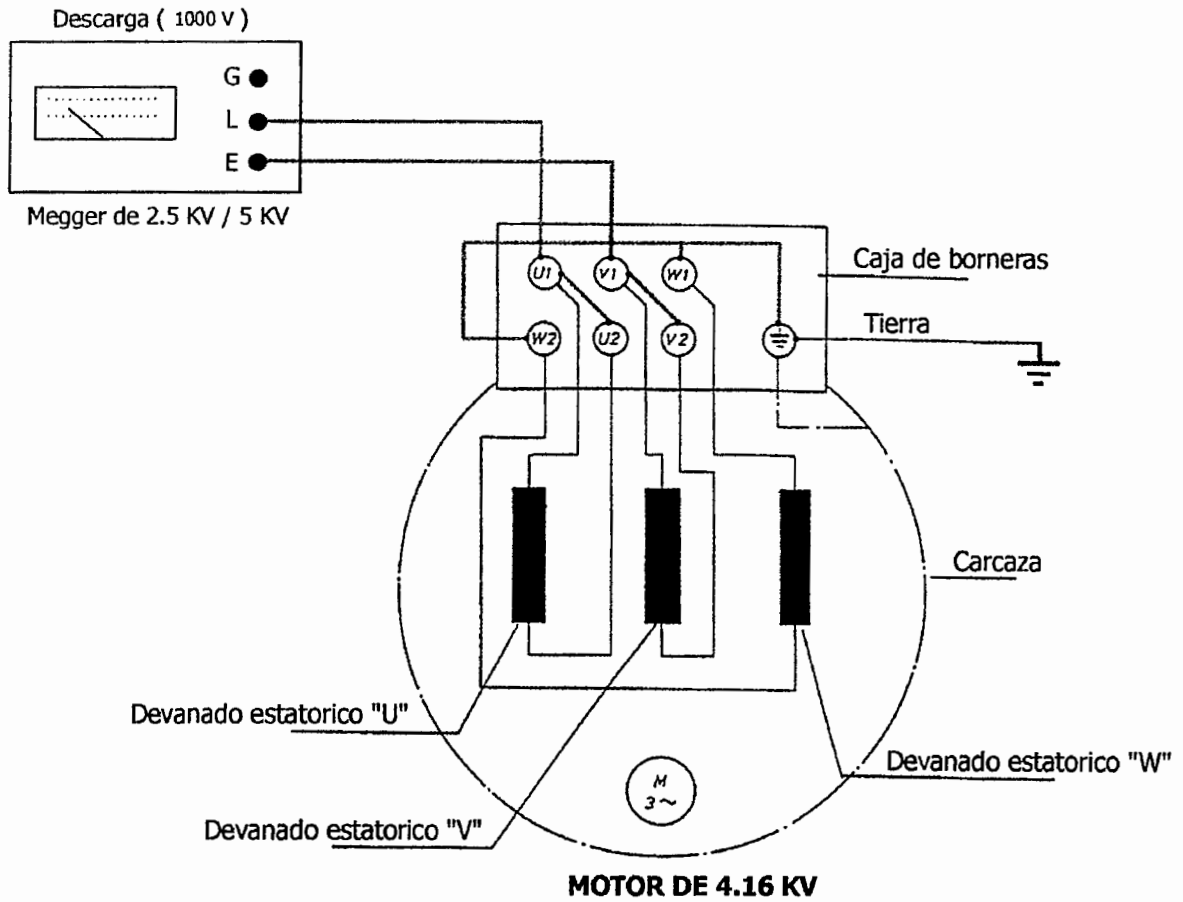
5. Aplicar una descarga de 1000V durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger. ( $M\Omega$ )
6. Repetir los pasos 1, 2, 3, 4 y 5 para medir la resistencia de cada uno de los devanados **V** y **W**.



**Figura 3.3.5, Conexión entre el devanado "U" y tierra.**

**Medición de la resistencia de aislamiento entre devanados.**

- 1.** Cortocircuitar los terminales **U<sub>1</sub>** y **U<sub>2</sub>**.
- 2.** Cortocircuitar los terminales **V<sub>1</sub>** y **V<sub>2</sub>**.
- 3.** Cortocircuitar los terminales **W<sub>1</sub>** y **W<sub>2</sub>** y aterrizar.
- 4.** Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger, al terminal **U<sub>1</sub>**.
- 5.** Conectar la punta de Prueba **L** (Línea) del Megger, al terminal **V<sub>2</sub>**.
- 6.** Aplicar una descarga de 1000 V, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger ( $M\Omega$ ), ver Fig. 3.3.6.
- 7.** Repetir los pasos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 para medir la resistencia entre los devanados **V – W** y **U – W**.



**Figura 3.3.6, Conexión entre el devanado "U" y "V".**

**Medición de la resistencia de aislamiento eléctrico de los space heater (Calentadores de espacio), de los motores de 4.16 KV de las BAC.**

1. Medir la resistencia entre space heater 1 y 2.
2. Medir la resistencia entre space heater 1 y tierra ; space heater 2 y tierra.
8. Aplicar una descarga de 1000 V, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger. ( $M\Omega$ )

**Medición de la resistencia de aislamiento eléctrico a los cables de alimentación de los motores de 4.16 KV de las BAC.**

1. Medir la resistencia entre la fase R y Tierra.
2. Medir la resistencia entre la fase S y Tierra.
3. Medir la resistencia entre la fase T y Tierra.
9. Aplicar una descarga de 1000 V, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger. ( $M\Omega$ )

## MEDICION DE LA RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS ESTATORICOS DE LOS MOTORES DE 4.16 KV DE LAS BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION

### Objetivo:

- Verificar que las conexiones internas estén hechas correctamente.
- Verificar la continuidad de las bobinas.

Utilizar un puente de wheatstone o kelvin tipo laboratorio.

Antes de utilizar el puente es importante hacer la verificación del certificado de calibración proporcionado por el fabricante. Los valores de resistencia ohmica de cada devanado se encuentran dados en la hoja de pruebas proporcionada por el fabricante.

### Procedimiento para la medición de la resistencia ohmica de los devanados estatoricos de los motores:

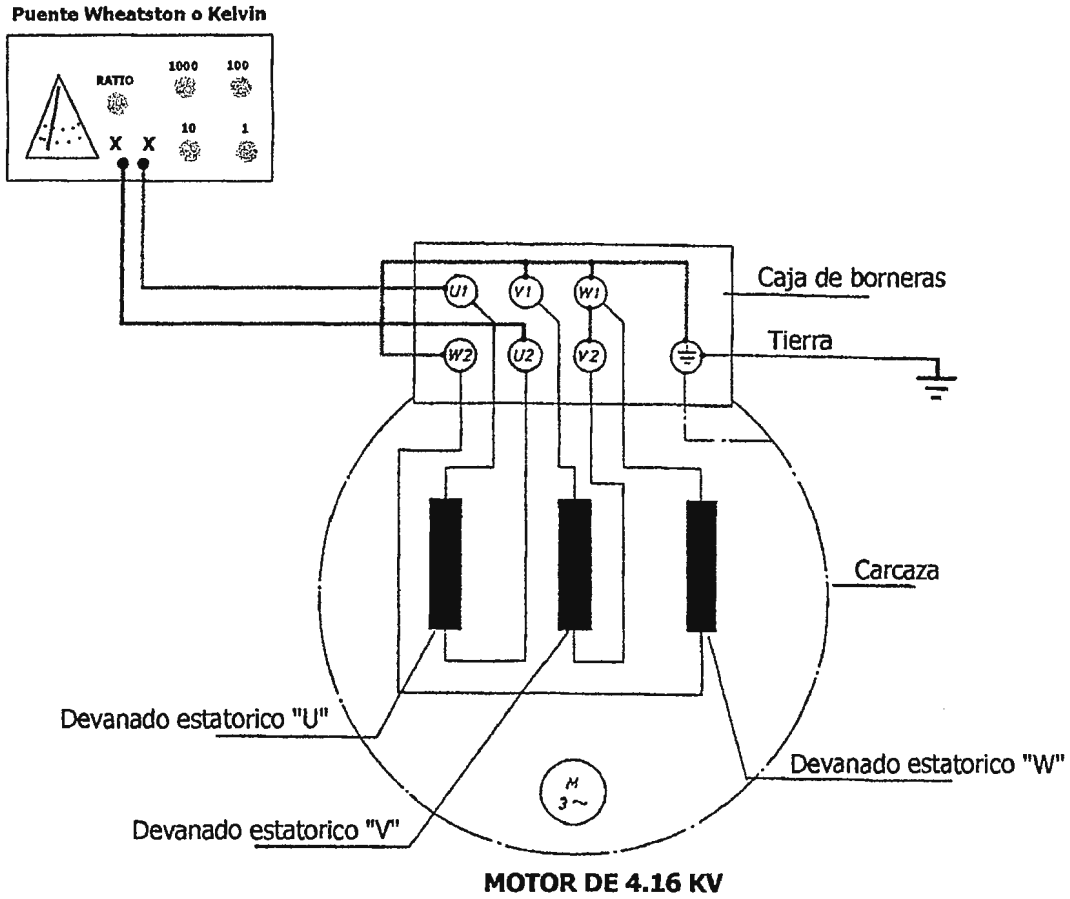
1. Ubicar el valor de resistencia más cercano del devanado a medir, en el control de relación (RATIO), del puente.
2. Conectar las puntas de prueba (puntas "X") del puente Wheatstone o Kelvin, a los terminales  $U_1$  y  $U_2$ , del devanado del motor, ver figura 3.3.7. (el galvanómetro del puente se alejara hacia cualquiera de los lados de la posición de cero, registrando un valor de corriente de desequilibrio en el puente)
3. Mediante el ajuste de los otros cuatro controles de paso de **1000**, **100**, **10**, y **1**, variar el valor de la resistencia hasta que la aguja del galvanómetro coincida en el centro con el valor de cero, como se muestra en la figura 3.3.7.

4. Multiplicar todos los valores que indican los controles para encontrar el valor de la resistencia entre los terminales  $U_1$  y  $U_2$ , es decir:

$$\text{> } R_{U_1-U_2} = N^{\circ}_{(\text{RATIO})} * N^{\circ}_{(1000)} * N^{\circ}_{(100)} * N^{\circ}_{(10)} * N^{\circ}_{(1)}$$

**Donde  $N^{\circ}$ :** es el valor que señala cada control.

5. Repetir los numerales 1, 2, 3 y 4 para medir la resistencia entre los terminales  $V_1 - V_2$  y  $W_1 - W_2$ , referirse a la figura 3.3.7.
6. Comparar los valores de resistencia medidos con los valores proporcionados en la hoja de ensayos por el fabricante.



**Figura 3.3.7, Resistencia ohmica del devanado "U".**

**CAPITULO IV**  
**MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO**  
**A SWITCHGEAR**

**MANTENIMIENTO ELECTRICO  
PREVENTIVO A BARRAS, GABINETES E  
INTERRUPTORES DE 4.16 KV Y 480 V**

## **BARRAS, GABINETES E INTERRUPTORES DE 4.16 KV Y 480 V**

### **Barras colectoras:**

Barras colectoras o **BUS – BAR** son aquellas que se utilizan para recolectar la potencia de las fuentes (generadores) y distribuirlas a todas las cargas. (equipos auxiliares)

Estas barras también son llamadas soleras, y son fabricadas de cobre o aluminio. Se utilizan para transportar grandes corrientes especialmente en interiores, son mas económicas, son eléctricamente superiores para transportar corriente directa y poseen una excelente ventilación debido a la gran superficie de radiación en comparación con su sección transversal, especialmente en posición vertical. Sin embargo estas presentan baja resistencia mecánica al pandeo, debido a los esfuerzos de cortocircuito, mayores perdidas por efecto superficial y de proximidad cuando trabajan con corriente alterna y requieren un numero mayor de aisladores de soporte.

### **Gabinetes:**

Básicamente los gabinetes son unidades modulares que se utilizan para albergar interruptores, relés, indicadores de operación, barras, etc.

Generalmente son estructuras de acero remachadas, libres de mantenimiento, minimizando así trabajos posteriores de soldadura, atornillado o ajuste.

Estas estructuras están dimensionadas de tal forma que aseguran un fácil montaje de los aparatos eléctricos para los que están diseñados, así como para futuros equipos a instalarse en los tableros.

**Interruptores:**

La función del interruptor es conectar y desconectar los circuitos bajo condiciones normales o anormales, que pueden ser de corriente a plena carga, vacío o cortocircuito.

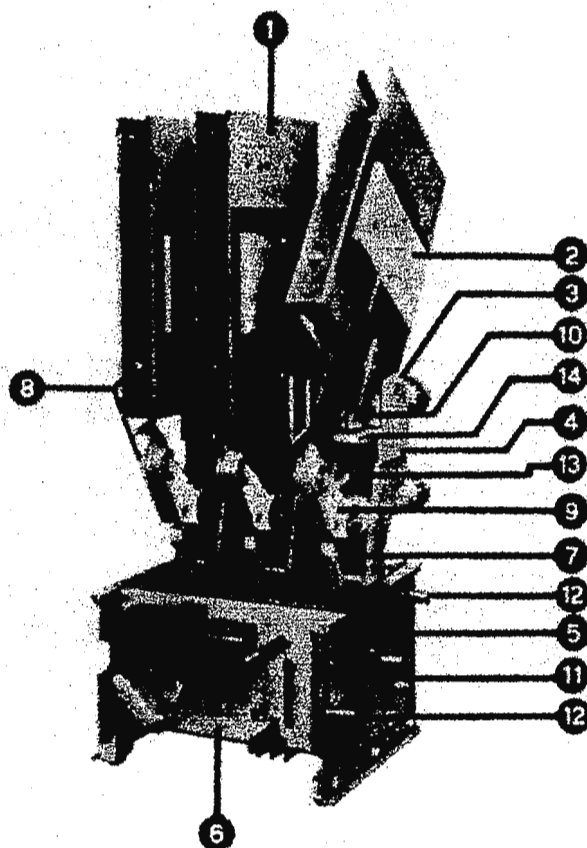
Los datos nominales de un interruptor deben considerar las siguientes condiciones de operación:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Fallas de línea corta.
- Operación de fase durante las salidas del sistema.
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

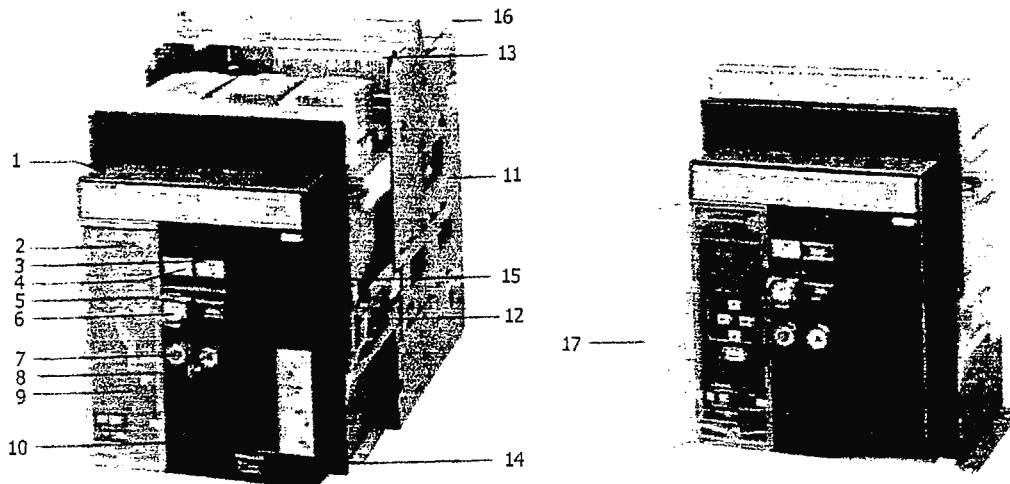
## DESCRIPCION DE LOS INTERRUPTORES DE 4.16 KV (MAGRINI) Y 480 V (SIEMENS)

### Descripción:

1. Cámara de interrupción.
2. Núcleo magnético.
3. Perno de fijación y rotación de la cámara de interrupción.
4. Estructura aislante de soporte de los contactos y pasantes.
5. Bastidor de chapa.
6. Panel de comando.
7. Brazo de comando de los contactos móviles.
8. Conexión metálica entre el pasante inferior y el cuerno anterior de la cámara de interrupción.
9. Contacto móvil.
10. Contacto fijo.
11. Dispositivo para el comando de los contactos auxiliares.
12. Rodillo para el comando de la barrera de protección de los contactos de conexión al tablero.



**Figura 4.2.1, Interruptor de 4.16 KV tipo DHF, MAGRINI.**



**Figura 4.2.2, Interruptor de 480 V tipo 3WN6, SIEMENS.**

**Descripción:**

- |  |   |
|--|---|
| <p><b>1.</b> Interruptor extraíble.</p> <p><b>2.</b> Pulsador de señalización y rearme para contactos de disparo y bloqueo mecánico de rearme.</p> <p><b>3.</b> Indicador del acumulador de energía.</p> <p><b>4.</b> Indicador del estado de conexión.</p> <p><b>5.</b> Indicador "listo para conectar".</p> <p><b>6.</b> Pulsador de conexión mecánico.</p> <p><b>7.</b> Pulsador de desconexión.</p> <p><b>8.</b> Pulsador de conexión eléctrico.</p> <p><b>9.</b> Disparo por sobrecorriente.</p> <p><b>10.</b> Indicador de posición del interruptor.</p> | <p><b>11.</b> Bastidor.</p> <p><b>12.</b> Guías.</p> <p><b>13.</b> Conectores auxiliares.</p> <p><b>14.</b> Agujero para manivela.</p> <p><b>15.</b> Palanca de accionamiento.</p> <p><b>16.</b> Contacto de señalización de posición del interruptor.</p> <p><b>17.</b> Tapa transparente.</p> |
|--|---|

**PERIODOS DE TIEMPO SUGERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO DE BARRAS,  
GABINETES E INTERRUPTORES DE 4.16 KV Y 480 V**

Las rutinas de inspección a gabinetes y las pruebas eléctricas para las barras colectoras e interruptores deben realizarse preferentemente cuando se programe un mantenimiento general (Over haul), el cual puede realizarse cada 2 años.

## MANTENIMIENTO EN BASE AL NUMERO DE OPERACIONES DE LOS INTERRUPTORES DE 4.16 KV

La tabla 4.2.1, presenta un criterio para el mantenimiento de los interruptores de 4.16 KV MAGRINI.

	TIPO DE INTERRUPCION EN BASE AL PORCENTAJE DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO			
	100 %	60 %	30 %	CORRIENTE DE SERVICIO
<b>NUMERO DE INTERRUPCIONES</b>	20	15	10	150
<b>TIPO DE MANTENIMIENTO</b>	Revisión de contactos y partes internas de las cámaras de interrupción	Limpieza exterior resistencia de aislamiento y prueba funcional	Limpieza exterior e interior, lubricación de los mecanismos de accionamiento y prueba funcional.	Limpieza exterior y prueba funcional

**Tabla 4.2.1**

**NORMAS DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO DE BARRAS, GABINETES E INTERRUPTORES DE 4.16 KV, 480 V**

- 1.** Realizar las operaciones de mantenimiento en días soleados y secos.
- 2.** Verificación del correcto procedimiento de aterrizaje de los interruptores, luego de ser puestos fuera de servicio.
- 1.** Verificación del correcto procedimiento de aterrizaje del BUS - BAR de la unidad de generación en mantenimiento.
- 3.** Despejar el área de trabajo de materiales u objetos ajenos y delimitarla con banda plástica de seguridad.
- 4.** Colocación en el panel de unidad en sala de control con su correspondiente nota de **no-operar** la unidad de generación bajo mantenimiento.
- 5.** Colocación de avisos y carteles fluorescentes sobre caballetes o tableros de mando de los interruptores, que adviertan sobre la **no-operación** de los equipos que estén señalados bajo mantenimiento.
- 6.** Utilización del equipo de seguridad industrial. (botas aislantes, guantes de cuero, casco, lentes, etc.)
- 7.** Utilización de escaleras de banda doble (tipo tijera), no conductoras (fibra de vidrio), no apoyarlas sobre los gabinetes o equipos .

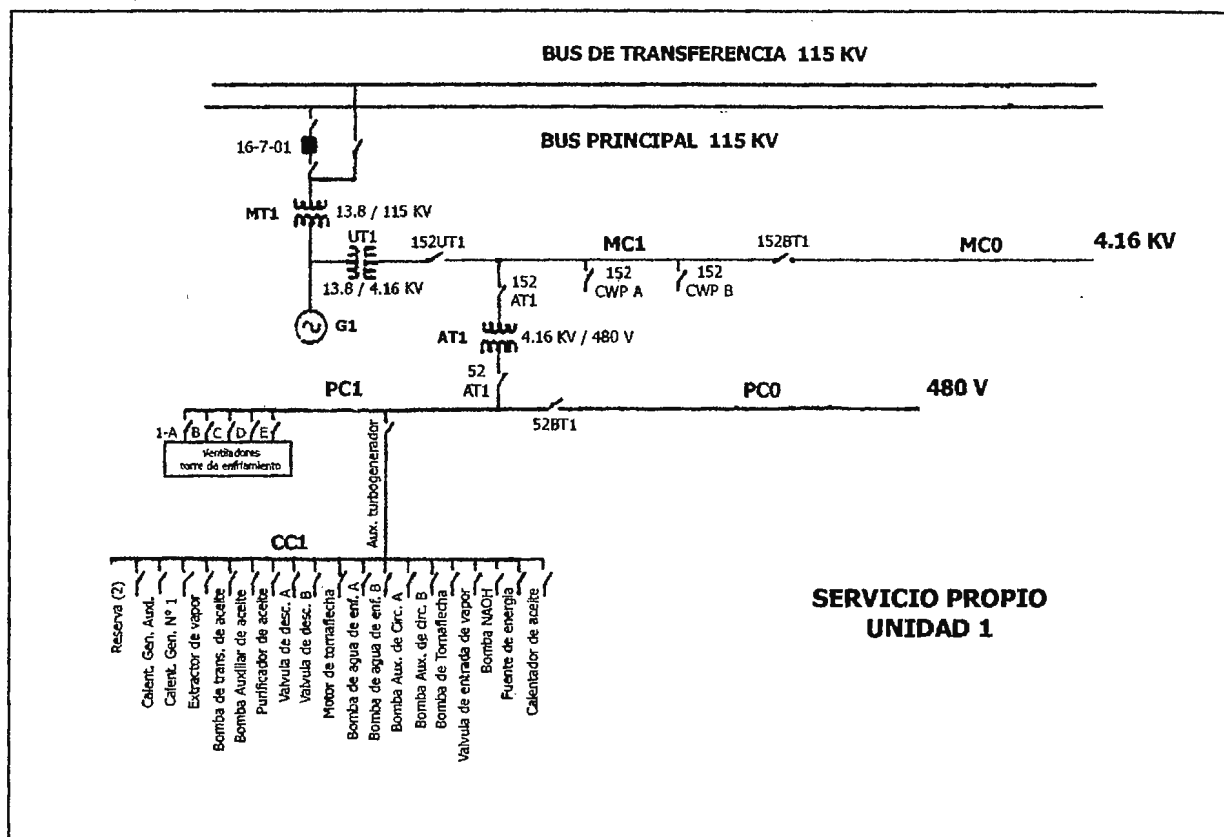
- 8.** Verificación del destensado de los muelles de cierre y apertura de los interruptores.

**Nota:** el incumplimiento de las normas antes mencionadas, puede ocasionar la muerte, daño a los equipos y al medio ambiente.

## PROCEDIMIENTOS PARA SACAR DE SERVICIO LAS BARRAS E INTERRUPTORES DE 4.16 KV (MAGRINI) Y 480 V (3WN6 DE SIEMENS)

1. Hacer la confirmación pertinente con los operadores encargados de sala de control, acerca del mantenimiento a switchgear (Barras de 4.16 KV y 480 V), es decir registrar el acontecimiento en el libro o bitácora de trabajo.
2. Apagar la unidad ( turbina — Generador) de las barras a inspeccionar.
3. Apertura, extracción y aterrizaje de los interruptores de los equipos auxiliares del turbogenerador conectados al centro de control de 480V (**CC1**)
4. Apertura, extracción y aterrizaje de los interruptores de alimentación de los motores de los ventiladores de la torre de enfriamiento (1 – A, B, C, D, E), conectados a la barra **PC1** de 480V. Colocar aviso de " **no-operar, hombres trabajando**."
5. Apertura, extracción y aterrizaje de los interruptores 152BT1 y 152UT1 para aislar la barra **MC1** de 4.16 KV. Colocar aviso de " **no-operar, hombres trabajando**". Ver figura 4.1.1.
6. Apertura, extracción y aterrizaje de los interruptores 152AT1 y 52AT1 para sacar de servicio el transformador **AT1**. (4.16 KV/480 V) Colocar aviso de " **no-operar, hombres trabajando**". Ver figura 4.1.1.
7. Descarga de los muelles (resortes) de cierre y apertura de los interruptores 152BT1, 152UT1, 152AT1 y 52AT1.

8. Apertura, extracción y aterrizaje del interruptor 52BT1 para aislar la barra **PC1**, ver figura 4.1.1.
9. Descarga de los muelles de cierre y apertura del interruptor 52BT1.
10. Conectar la barra **PC1** y **MC1** solidamente a tierra, utilizando puentes y conectores especiales para aterrizaje.



**Figura 4.1.1, Sección del diagrama unifilar unidad 1.  
(Barras e Interruptores de 4.16 KV y 480 V)**

## **PROCEDIMIENTOS GENERALES DE INSPECCION Y LIMPIEZA PARA BARRAS, GABINETES E INTERRUPTORES DE 4.16 KV Y 480 V**

### **Barras o BUS – BAR:**

- 1.** Detección y remoción de polvo u objetos extraños en toda la superficie y soportes de la barra.
- 2.** Reapreté de pernos, tuercas en las estructuras de soporte (aisladores), de las barras.
- 3.** Revisión y ajuste de los aisladores de fibra sintética ubicados entre las barras (dos o mas unidades)
- 4.** Inspección minuciosa y detección de posibles fracturas o deformaciones en las barras ocasionados por cortocircuitos y sobrecalentamientos.
- 5.** Revisión, reapriete de los contactos en las borneras laterales y limpieza mediante un limpiador de contactos (CONTACT CLEANER), o una cuchilla fina.
- 6.** Prueba de continuidad, meggering y revisión del estado de todos los conductores (indicios de sobrecalentamiento, cambio de color “oscurecimiento” y deterioro en la cubierta de los cables)

### **Gabinetes e Interruptores:**

- 1.** Detección y remoción de polvo u objetos extraños en la parte superior y toda la superficie de los interruptores.
- 2.** Limpieza de la superficie interna y externa del gabinete de los interruptores.
- 3.** Remoción de herrumbre en el interior y exterior de los gabinetes. Utilizar lija Nº 2 sobre las partes afectadas.
- 4.** Aplicación de pintura o laca anticorrosiva en los gabinetes para evitar deterioro a causa del herrumbre.
- 5.** Remoción de polvo en los dispositivos mecánicos y eléctricos de accionamiento del interruptor, utilizando una aspiradora portátil.
- 6.** Reapriete de pernos, tuercas en los mecanismos y piezas de soporte de los interruptores.
- 7.** Limpieza, revisión, barnizado y cambio de cojinetes a los motores de recarga de los resortes.
- 8.** limpieza, revisión, reapriete de contactos y borneras mediante un limpiador de contactos. (CONTACT CLEANER)

## **PRUEBA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO PARA BARRAS DE SOLERA DE 4.16 KV Y 480 V**

### **Objetivo:**

- Determinar si en algún tramo de la barra existe cortocircuito a tierra o entre barras.

### **Equipo para la realización de la prueba de resistencia de aislamiento:**

Antes de utilizar el Megger es importante, verificar la certificación de calibración.

Una norma estándar y practica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente formula:

- **$M\Omega = \text{valor en KV} + 1$**

Donde el valor en KV es: el voltaje nominal de la barra.

### **Procedimiento:**

#### **Medición de la resistencia de aislamiento de la barra "U" contra tierra.**

1. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger solidamente a tierra.
2. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, a la barra bajo prueba "U".

3. Aplicar una descarga de 1000 Voltios a la barra de 4.16 KV, y 500 voltios a la barra de 480 V, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ ).
4. Repetir los numerales 1, 2 y 3, para las barras **V y W**.

**Medición de la resistencia de aislamiento entre la barra "U" y "V".**

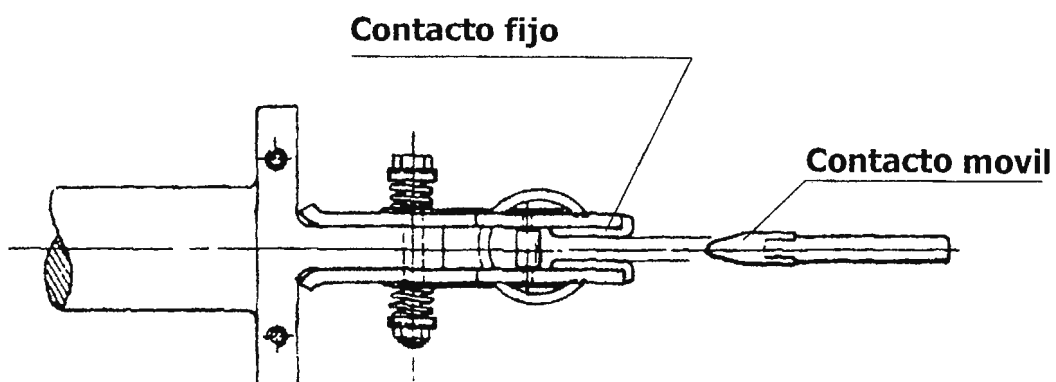
1. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger a la barra "**U**".
2. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, a la barra "**W**".
3. Aplicar una descarga de 1000 Voltios a la barra de 4.16 KV, y 500 voltio a la barra de 480 V, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ ).
4. Repetir los numerales 1, 2 y 3, para la resistencia de aislamiento entre las barras **U-W, V-W**.

## **PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION Y TRATAMIENTO DE LOS CONTACTOS PARA INTERRUPTORES DE 4.16 KV (MAGRINI)**

Se deberá hacer un control del desgaste debido al alto grado de quemaduras que estos pueden tener, ya que se ven sometidos a calentamientos producidos por las corrientes que circulan a través de ellos durante la ruptura del arco eléctrico.

### **Contacto fijo y móvil:**

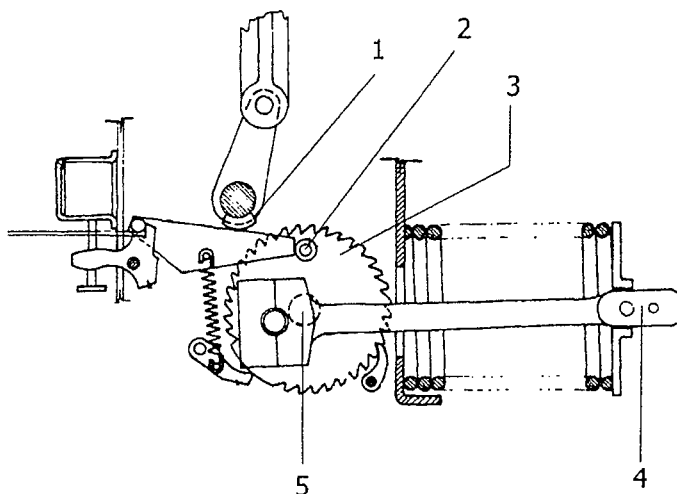
- 1.** Inspección visual del deterioro del contacto fijo, ver Figura 4.2.4.
- 2.** Para quemaduras leves, limpiar el carbón alojado en el contacto fijo, utilizando lija o una lima fina.
- 3.** Si el contacto fijo presenta quemaduras medias o graves se recomienda el cambio total de los contactos, (consultar el manual del fabricante **"FABBRICHE RIUNITE MAGRINI – SCARPA e MAGNANO, M. S. M. Societa per Azioni"**)
- 4.** Inspección visual del deterioro del contacto móvil, ver Figura 4.2.4.
- 5.** Para quemaduras leves, limpiar el carbón alojado en el contacto móvil, utilizando lija fina.
- 6.** Si el contacto móvil presenta quemaduras medias o graves se recomienda el cambio total de los contactos, (consultar el manual del fabricante **"FABBRICHE RIUNITE MAGRINI – SCARPA e MAGNANO, M. S. M. Societa per Azioni"**)



**Figura 4.2.4, Contacto fijo y contacto móvil.**

## PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION Y LUBRICACION EN EL MECANISMO DE ACCIONAMIENTO PARA INTERRUPTORES DE 4.16 KV

1. Realizar una revisión minuciosa de las piezas mecánicas, rodamientos, cojinetes etc. con el propósito de detectar posibles desperfectos.
2. Lubricación del mecanismo de accionamiento (rodillo de enganche, cigüeñal, brazo de accionamiento, etc.), aplicando **polisulfuro de molibdeno**, Ver figura 4.2.5.
3. Lubricación de los dientes de engranaje en los mecanismos de apertura y cierre, aplicando grasa tipo **TERESSO 68** de productos ESSO.



**Figura 4.2.5, Sistema de accionamiento.**

### Descripción:

- |   |                         |
|---|-------------------------|
| 1. Brazo de accionamiento de los contactos. | 3. Engranaje o rodillo. |
| 2. Brazo auxiliar.                          | 4. Biela.               |
|   | 5. Cigüeñal.            |

## **PRUEBA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO PARA INTERRUPTORES DE 4.16 KV Y 480 V**

### **Objetivo:**

- Verificar las condiciones del aislamiento.
  
- Determinar si existe cortocircuito entre fases o de fase a tierra.

### **Equipo para la realización de la prueba de resistencia de aislamiento:**

Antes de utilizar el Megger es importante, verificar la certificación de calibración.

Una norma estándar y practica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente formula:

- **$M\Omega = \text{valor en KV} + 1$**

Donde el valor en KV es: el voltaje nominal del interruptor.

### **Procedimiento:**

#### **Medición de la resistencia de aislamiento de la fase "U" contra tierra.**

1. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger solidamente a tierra.
  
2. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, a la fase bajo prueba "U".

- 3.** Aplicar una descarga de 1000 Voltios para los interruptores de 4.16 KV, y 250 voltios para los interruptores de 480 V, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ ).
- 4.** Repetir los numerales 1, 2 y 3, para las fases **V y W**.

**Medición de la resistencia de aislamiento entre las fases "U" y "V".**

- 1.** Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger a la fase **"U"**.
- 2.** Conectar la punta de prueba **L** (Línea) del Megger, a la fase **"V"**.
- 3.** Aplicar una descarga de 1000 Voltios para los interruptores de 4.16 KV, y 250 voltios para los interruptores de 480 V, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger( $M\Omega$ ).
- 4.** Repetir los numerales 1, 2 y 3, para la resistencia de aislamiento entre las fases **U-W, V-W**.

## **PRUEBA DE TENSION MINIMA PARA LA OPERACION DE LAS BOBINAS DE CIERRE Y APERTURA DE LA UNIDAD DE ACCIONAMIENTO DE LOS INTERRUPTORES DE 4.16 KV Y 480 V**

### **Objetivos:**

- Verificación de la tensión mínima de corriente directa a la cual operan.

### **Procedimiento:**

Equipo utilizado para esta prueba:

- Fuente variable de corriente directa.
- Un voltímetro.

1. Conectar las bobinas en paralelo a la fuente y el voltímetro.
2. Incrementar lentamente la tensión hasta que la bobina opere.
3. Lectura de la tensión aplicada y comparar con el dato del fabricante.

**Otro tipo de pruebas de rutina son:**

- Mando a distancia cierre y apertura.
- Mando local cierre y apertura.
- Verificación del contador de maniobras.
- Alimentación del motor eléctrico de los muelles.
- Medición de la corriente de operación de los motores de accionamiento de los muelles.

**CAPITULO V**  
**MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO**  
**A LOS MOTORES DE LOS EQUIPOS AUXILIARES**

**MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO  
PARA MOTORES ELECTRICOS DE LOS EQUIPOS  
AUXILIARES A 480 V**

## **MOTORES ELECTRICOS**

El motor eléctrico es una máquina que convierte la energía eléctrica en energía mecánica, con el objeto de efectuar trabajo útil. Entre los tipos de motores eléctricos podemos mencionar:

- Motores monofásicos de inducción C.A.
- Motores trifásicos asíncronos (de inducción)
- Motores de corriente continua
- Motores trifásicos síncronos

### ➤ **Motores trifásicos de inducción.**

Estos motores son los mas utilizados en la central geotérmica de Ahuachapán. Los motores de inducción trifásicos vienen en una gran gama de tipos constructivos según la aplicación. Constan de tres bobinas que forman la armadura (estator), el rotor puede ser jaula de ardilla o bobinado (alto par). Dentro de las aplicaciones de estos motores en los equipos auxiliares en la central son los siguientes:

- Motores de las bombas de transferencia de aceite.
- Motores de las bombas auxiliares de aceite.
- Motores de los purificadores de aceite.
- Motores de los torna flecha de la turbina.
- Motores de las bombas de agua de enfriamiento **A** y **B**.

- Motores de las bombas auxiliares de circulación **A** y **B**.
- Motores de las bombas del sistema de tratamiento de químicos.
- Motores de las válvulas de descarga.
- Motores de las bombas auxiliares de aceite de lubricación.
- Motores de los agitadores de soda cáustica.
- Motor del compresor general e instrumentación.
- Motores del sistema de aire acondicionado.
- Motores de los ventiladores de las torres de agua de enfriamiento.
- Motores de las bombas de extracción de gases del pozo de condensado, etc.

**PERIODOS DE TIEMPO SUGERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS MOTORES ELECTRICOS DE 480V DE LOS EQUIPOS AUXILIARES**

La tabla 5.1.1, presenta un calendario de las operaciones de verificación que deben realizarse a los motores de los equipos auxiliares.

PRUEBAS Y VERIFICACIONES	FRECUENCIA		
	HORAS	MESES	AÑOS
CORRIENTE	1	-	-
VOLTAJE	1	-	-
LIMPIEZA EXTERIOR	-	1	-
REAPRIETE EN LAS PIEZAS DE SOPORTE	-	1	-
LIMPIEZA, REVISION Y PRUEBA FUNCIONAL DEL CIRCUITO DE POTENCIA Y MANDO	-	6	-
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LOS DEVANADOS ESTATORICOS	-	-	1
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LOS CABLES DE POTENCIA	-	-	1
CAMBIO DE BALEROS	-	-	1*
LIMPIEZA DE LAS PARTES INTERNAS DEL MOTOR	-	-	2
REVISION DEL BARNIZADO DE LOS DEVANADOS	-	-	2
APLICACION DE PINTURA EN EXTERIOR DEL MOTOR	-	-	2

**Tabla 5.1.1**

\* El cambio de baleros esta sujeto al uso y desgaste.

**NOTA:** Debido a que la central posee dos set de equipos auxiliares para cada unidad de generación, uno en operación y otro en stand-by, el mantenimiento esta sujeto a las necesidades propias de la planta. La tabla 5.1.1, es una propuesta la cual no esta sujeta a un riguroso cumplimiento.

## **NORMAS DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS MOTORES DE LOS SISTEMAS AUXILIARES**

- 1.** Realización de operaciones de mantenimiento en días soleados y secos en motores a la intemperie.
- 2.** Verificación del correcto procedimiento de polarización del motor.
- 3.** Despejar el área de trabajo de material u objetos ajenos y delimitarla con banda plástica de seguridad.
- 4.** Colocación de avisos y carteles fluorescentes sobre caballetes o tableros de mando, que adviertan sobre la **no-operación** de los equipos que estén señalados bajo mantenimiento.
- 5.** Utilización del equipo de seguridad industrial. (Casco, lentes, botas, guantes aislantes, etc.)
- 6.** Utilización de escaleras de banda doble (tipo tijera), no conductoras (fibra de vidrio) no apoyarlas sobre los equipos.
- 7.** Asegurarse que haya una adecuada circulación de aire en el lugar de trabajo y usar mascarillas.
- 8.** Verificación de las instrucciones de manejo en las etiquetas de disolventes, barnices y resinas peligrosas.

## **PROCEDIMIENTO PARA SACAR DE SERVICIO A LOS MOTORES DE LOS EQUIPOS AUXILIARES**

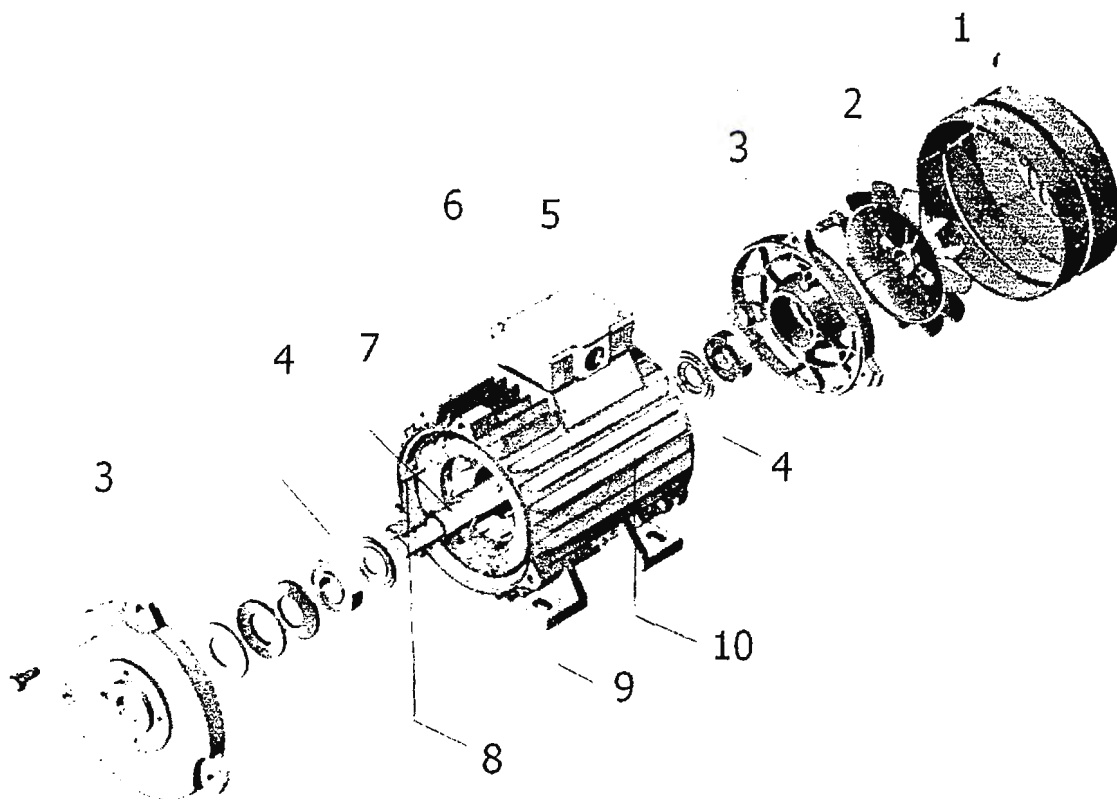
- 1.** Hacer la confirmación pertinente con los operadores encargados de sala de control, acerca de la desconexión de los equipos auxiliares a dar mantenimiento, es decir registrar el mantenimiento en el libro o bitácora de trabajo.
- 2.** Realizar el cambio de operación de los equipos auxiliares A, a los equipos auxiliares B de reserva en Stand-by, para efectos de mantenimiento.
- 3.** Apertura de los térmicos y desconexión de los conductores que alimentan a la unidad de potencia de los motores. Colocar aviso de "no-operar, hombres trabajando".
- 4.** Desacoplar el eje del motor de los equipos mecánicos (bombas, ventiladores, etc.) , si es necesario, esta operación debe ser realizada por el personal de mantenimiento mecánico.

**NOTA:** Este procedimiento esta sujeto a las necesidades de operación continua de la planta, ya que para el mantenimiento a los motores de equipos auxiliares no es necesario apagar la unidad de generación respectiva, debido a que se cuenta con un set de equipos auxiliares en reserva.

**PROCEDIMIENTOS GENERALES DE INSPECCION Y LIMPIEZA DE MOTORES ELECTRICOS DE EQUIPOS AUXILIARES**

- 1.** Remoción de herrumbre en la carcasa y piezas de soporte de los motores. Ver figura 5.1.1.
- 2.** Limpieza general en el exterior de los motores. (aletas, caja de conexiones), Ver figura 5.1.1.
- 3.** Limpieza e inspección del ventilador en los motores. Ver figura 5.1.1.
- 4.** Revisión y apriete de cuñas del rotor. Ver figura 5.1.1.
- 5.** Inspección y cambio de baleros. (cojinetes), Ver figura 5.1.1.
- 6.** Revisión y apriete de tuercas, pernos en caja de bornes y piezas de soporte de los motores. Ver figura 5.1.2.
- 7.** Limpieza e inspección del interior de los motores (rotor y estator) determinar: contaminación, humedad, bobinas dobladas y marca de sobrecalentamientos en los devanados. Ver figura 5.1.3.
- 8.** Inspección del estado del barnizado del rotor y estator. (gastado, agrietado y desprendido), Ver figura 5.1.3.
- 9.** Revisión del estado de los materiales aislantes de los devanados. (capas de aislamiento sueltas, y acumulación de carbón en los cáñamos de amarre)

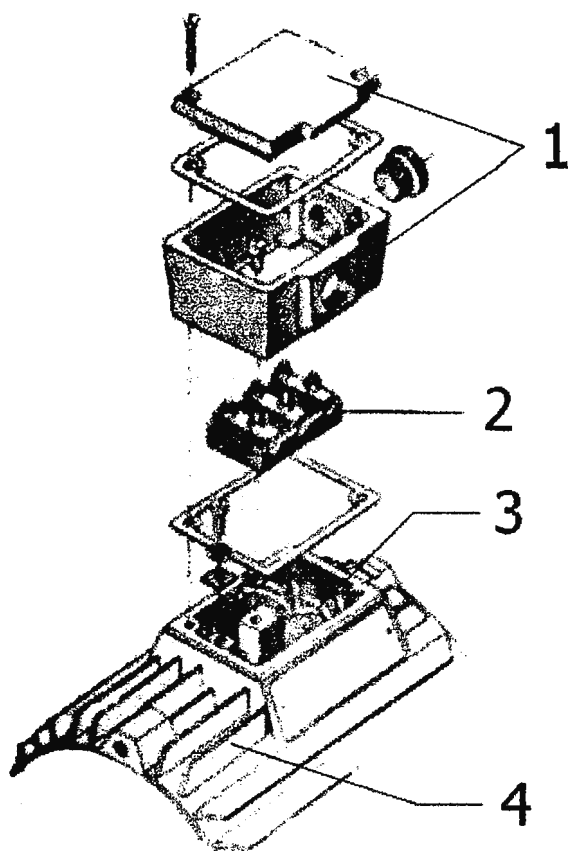
- 10.** Revisión de terminales sueltos y alambres internos rotos.
- 11.** Aplicación de pintura o laca anticorrosiva en la carcasa para evitar el deterioro a causa del herrumbre.
- 12.** Comprobación del balanceo dinámico, para reducir vibraciones y ruido.
- 13.** Limpieza y lubricación de cojinetes.
- 14.** Limpieza, revisión y prueba funcional del circuito de potencia y mando.
- 15.** Prueba de continuidad, meggering y revisión del estado de los conductores.
- 16.** Comprobación del etiquetado de cables y conexiones de los motores.
- 17.** Aplicación de barniz (spray) a los devanados del rotor y estator.



**Figura 5.1.1, Partes del motor de inducción.**

**Descripción:**

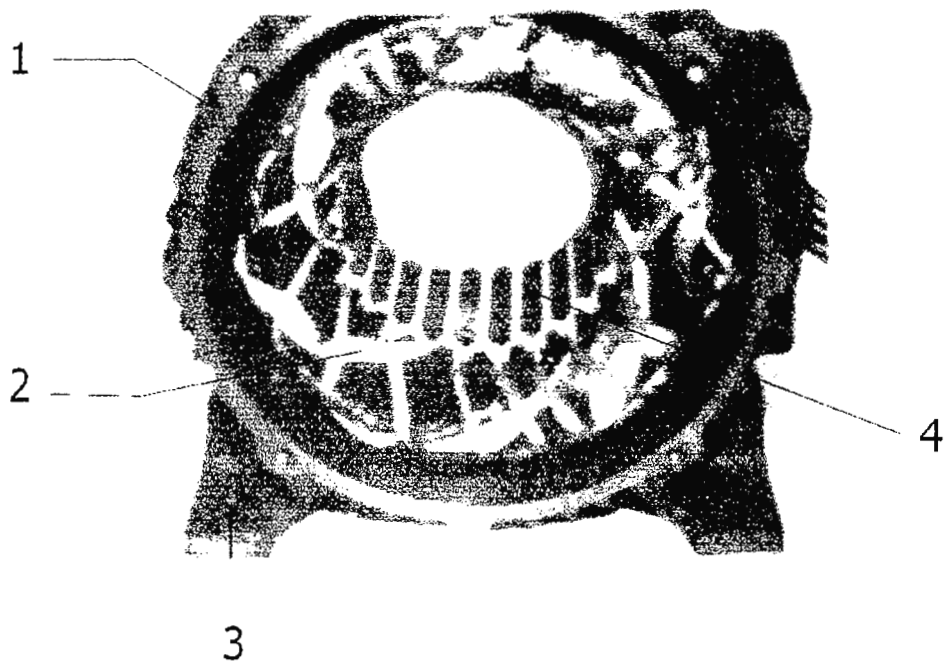
- |                            |                                  |
|----------------------------|----------------------------------|
| <b>1.</b> Cubierta.        | <b>6.</b> Devanados estatoricos. |
| <b>2.</b> Ventilador.      | <b>7.</b> Eje del rotor.         |
| <b>3.</b> Porta cojinetes. | <b>8.</b> Cuñas del rotor.       |
| <b>4.</b> Baleros.         | <b>9.</b> Piezas de soporte.     |
| <b>5.</b> Caja de bornes.  | <b>10.</b> Carcaza. (aletas)     |



**Figura 5.1.2, Partes de la caja de bornes.**

**Descripción:**

1. Caja de bornes.
2. Regleta de bornes.
3. Terminales de los devanados
4. estatoricos.
5. Carcaza.



**Figura 5.1.3, Partes internas del motor de inducción.**

**Descripción:**

1. Carcaza.
2. Devanados estatoricos.
3. Piezas de soporte.
4. Armadura.

## **PRUEBA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO PARA MOTORES ELECTRICOS DE LOS EQUIPOS AUXILIARES**

### **Objetivos:**

- Verificar las condiciones del aislamiento.
- Determinar cortocircuitos entre devanados a tierra y entre devanados.
- Determinar si existe humedad y contaminación en el aislamiento.

### **Equipo para la realización de la prueba de resistencia de aislamiento:**

Antes de utilizar el Megger es importante verificar la certificación de calibración.

Una norma estándar y práctica para la verificación de la resistencia de aislamiento esta dada por la siguiente fórmula:

$$\text{➤ } M\Omega = \text{Valor en KV} + 1$$

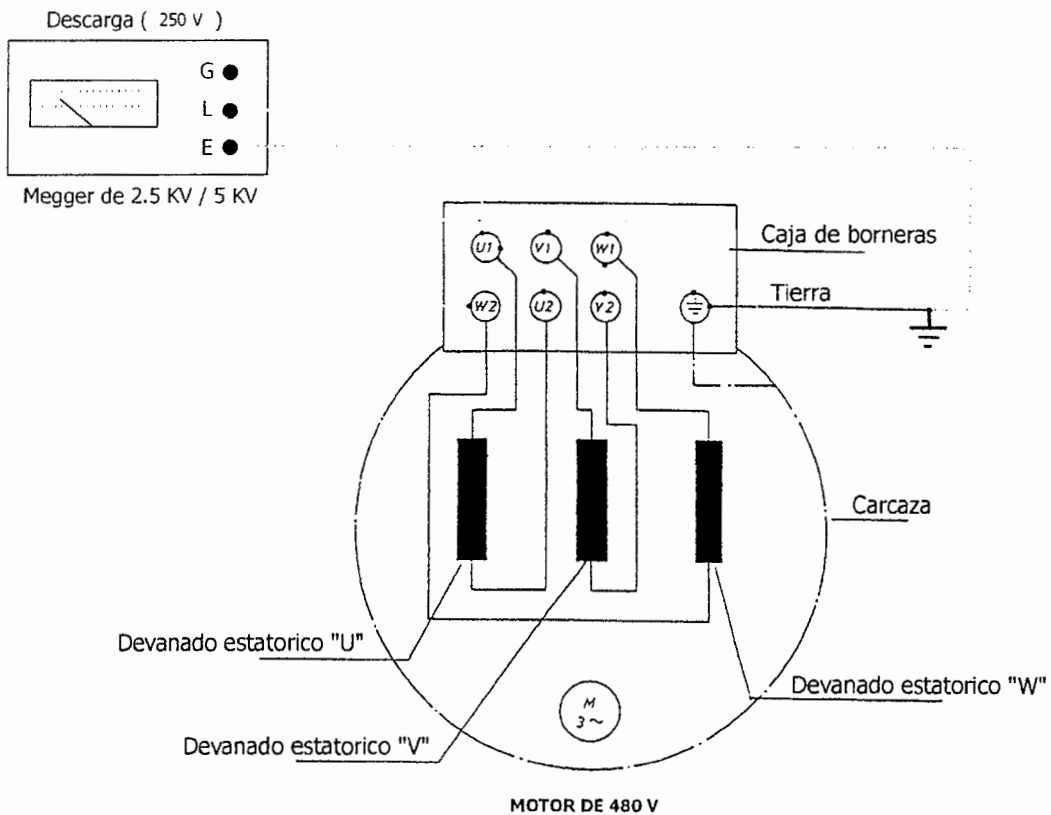
Donde KV es: el voltaje nominal del motor.

### **Procedimiento**

#### **Medición de la resistencia de aislamiento entre devanado y tierra.**

1. Cortocircuitar los terminales del devanado **U<sub>1</sub>** y **U<sub>2</sub>**.
2. Cortocircuitar los terminales **V<sub>1</sub>** , **V<sub>2</sub>** , **W<sub>1</sub>** y **W<sub>2</sub>** y aterrizar.

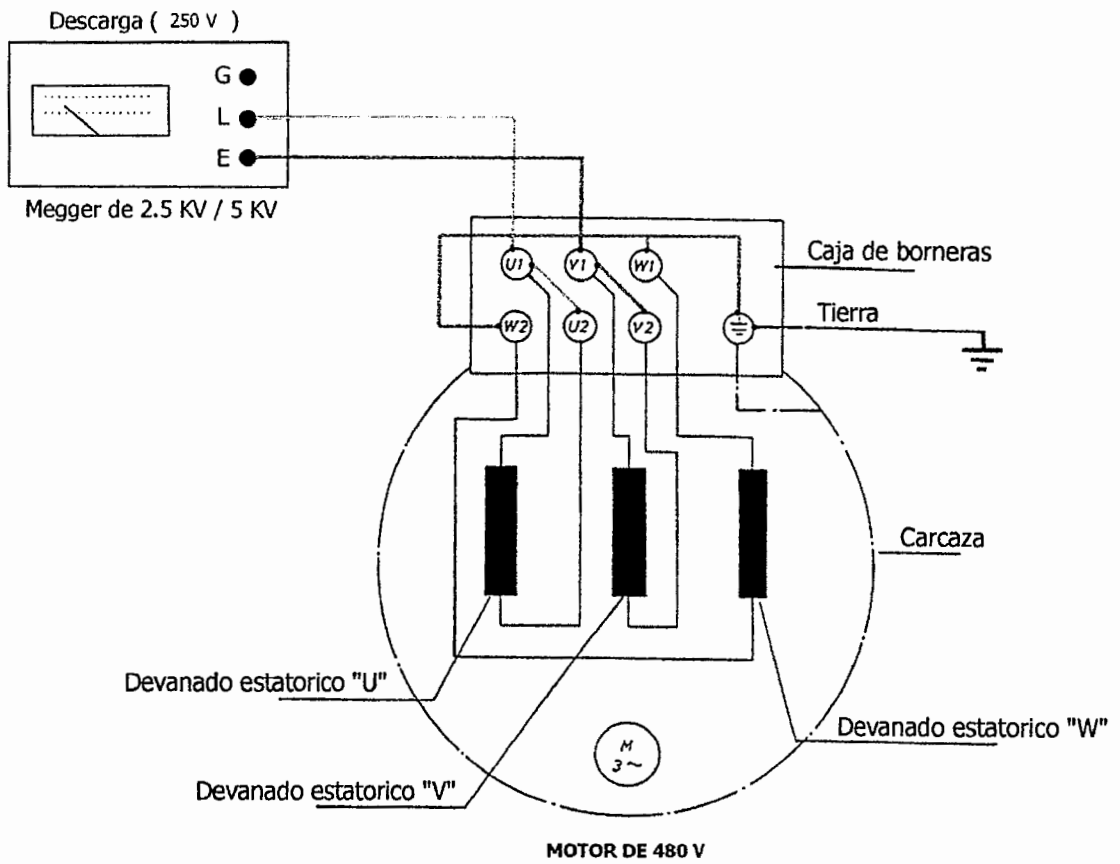
3. Conectar la punta de prueba **E** (tierra) del Megger, a tierra Ver Fig. 5.1.4.
4. Conectar la punta de prueba **L** (Línea) el Megger al terminal **U<sub>1</sub>**.
5. Aplicar una descarga de 250V durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger. ( $M\Omega$ )
6. Repetir los pasos 1, 2, 3, 4 y 5 para medir la resistencia de cada uno de los devanados **V** y **W**.



**Figura 5.1.4, Conexión entre el devanado "U" y tierra.**

**Medición de la resistencia de aislamiento entre devanados.**

1. Cortocircuitar los terminales **U<sub>1</sub>** y **U<sub>2</sub>**.
2. Cortocircuitar los terminales **V<sub>1</sub>** y **V<sub>2</sub>**.
3. Cortocircuitar los terminales **W<sub>1</sub>** y **W<sub>2</sub>** a tierra
4. Conectar la punta de prueba **E** (Tierra) del Megger, al terminal **U<sub>1</sub>**.
5. Conectar la punta de Prueba **L** (Línea) del Megger, al terminal **V<sub>2</sub>**.
6. Aplicar una descarga de 250 V, durante un minuto y leer el valor de la resistencia en la escala del Megger ( $M\Omega$ ), ver Fig. 5.1.5.
7. Repetir los pasos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 para medir la resistencia entre los devanados **V – W** y **U – W**.



**Figura 5.1.5, Conexión entre el devanado "U" y "V".**

## CONCLUSIONES

- Las pruebas de mantenimiento a los equipos eléctricos están regidos por normas estándar internacionales, es importante apegarse a ellas para la obtención de datos y diagnósticos confiables.
- Es importante la supervisión calificada por parte de ingenieros electricistas, en cuanto a respetar las normas y procedimientos de mantenimiento contenidos en este manual, a el fin de evitar daños a los equipos y al personal.
- El presente manual contiene una recopilación de procedimientos y rutinas de mantenimiento preventivo e información acerca de los equipos eléctricos en la planta de Ahuachapán, constituyendo un marco de referencia que puede ser ampliado por la experiencia adquirida por el personal encargado de efectuar el mantenimiento en la central.
- Este trabajo constituye un gran aporte a la central de Ahuachapán debido a que actualiza mucha de la información con respecto a los equipos eléctricos, que en algunos casos no esta accesible o que no existe debido a la antigüedad de los equipos y la planta en general.
- El aporte de este trabajo al que hacer interno de la central, es muy importante, ya que permitirá un desarrollo más integral por parte de su personal, así como también contribuirá al desarrollo académico para los futuros ingenieros o profesionales de nuestro país.
- Este trabajo es una contribución al fortalecimiento de la relación Universidad Don Bosco – Central Geotérmica de Ahuachapán, en el campo técnico y de ingeniería contextualizado en el convenio que mantienen ambas entidades

## RECOMENDACIONES

- ✓ Es importante para el mantenimiento de los equipos, tomar en consideración las normas de seguridad industrial contenidas en este manual, a fin de evitar accidentes de trabajo al personal. Es responsabilidad de **GESAL** velar por el cumplimiento de dichas normas.
- ✓ **GESAL** tiene la responsabilidad de proporcionar el equipo de seguridad industrial al personal encargado de ejecutar el mantenimiento a los equipos.
- ✓ Algunos de los equipos utilizados para las distintas pruebas contenidas en manual están disponibles en la central de Ahuachapán, sin embargo se recomienda la adquisición de equipo especializado para pruebas tales como relación de transformación (**TTR**), medición de corrientes de fuga (**Hi Pot**), contenido de agua en el aceite, etc.
- ✓ Se recomienda confirmar la vigencia de los certificados de calibración de los equipos de prueba, utilizados para el mantenimiento de los equipos eléctricos de la planta, a fin de obtener mediciones confiables acordes a las normas estándar, que permitan la óptima operación de los mismos.
- ✓ Se recomienda seguir los procedimientos para sacar de servicio a los equipos contenidos en este manual, con el fin de minimizar daños a estos, al sistema y al personal. Sin embargo queda a criterio de **GESAL** utilizarlos según considere conveniente.

- ✓ Se recomienda para la manipulación de este manual, que el personal posea conocimientos técnicos de electricidad para asegurar la integridad de los equipos y el personal mismo.
- ✓ Se recomienda un estudio previo de este manual, para un mejor entendimiento de los procedimientos y rutinas de inspección de mantenimiento, con fines de capacitación de personal.
- ✓ Se recomienda la utilización de las hojas de registro contenidas en este manual, con el propósito de crear un record del mantenimiento efectuado a cada uno de los equipos.
- ✓ Se recomienda realizar el mantenimiento preventivo a los equipos eléctricos durante el mantenimiento mayor (Over Haul) de cualquiera de las unidades de generación, con el objeto de no interrumpir la producción del servicio energético.
- ✓ Si durante el análisis de campo a los aceites dieléctricos en servicio de los transformadores se presentan valores anormales, se recomienda realizar un análisis cromatografico en laboratorios especializados para determinar las causas de la anormalidad.

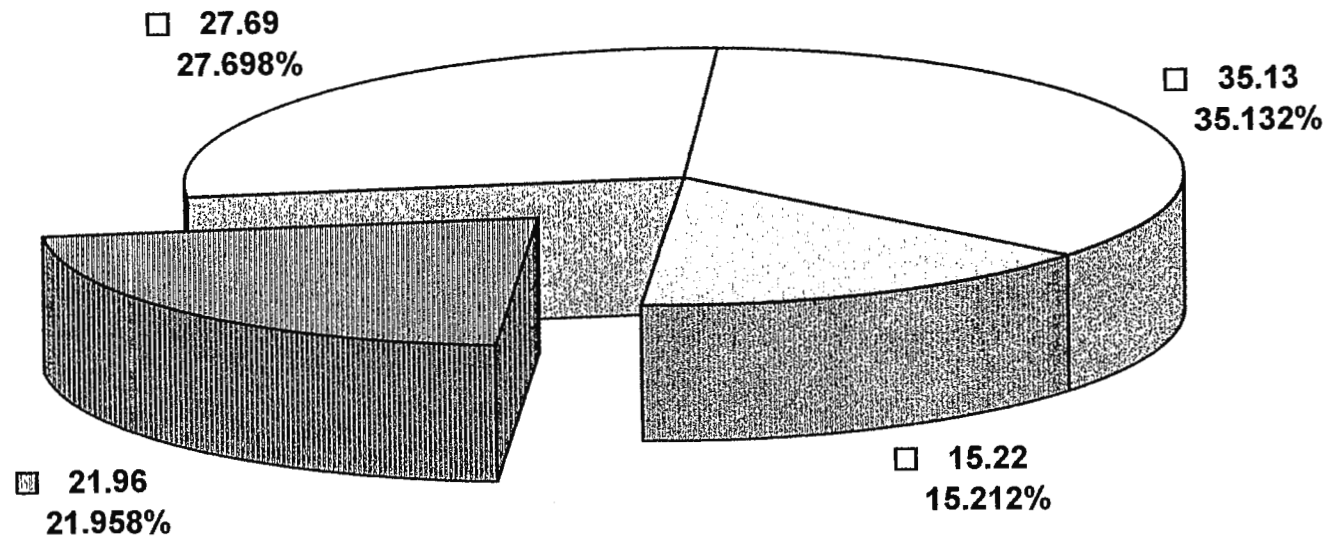
## **BIBLIOGRAFIA**

- ✓ **Motores eléctricos**, HARRY MILEAL / EDITORIAL LIMUSA.
- ✓ **Maquinas eléctricas**, JESUS RAPP OCARIZ / EDITORIAL VAGMA BILBAO.
- ✓ **Maquinas eléctricas**, STEPHEN J. CHAPMAN / Mc GRAW HILL.
- ✓ **Manual de mantenimiento a maquinas eléctricas**, ABB INDUSTRY.
- ✓ **Manual del turbo-generador**, FUJI ELECTRIC CO. LTD UNIDAD 3.
- ✓ **Manual del turbo-generador**, MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES LTD UNIDAD 1 / 2.
- ✓ **Manual para interruptores de pequeño volumen de aceite**, ASEA 5409 506SP / LAK 77-11-30; 700SP-11 / LAK 76-10-06; 706SP-4 / LAK 78-06-06.
- ✓ **Manual para transformador de potencial**, RITZ INSTRUMENT TRANSFORMERS, INC. / B- 1B- CVT-01.
- ✓ **Manual para transformador de corriente**, KONKAR INSTRUMENT TRANSFORMERS CO.
- ✓ **Mantenimiento a transformadores de potencia**, CORNALUB INGENIERIA DE LA LUBRICACION MEXICO.

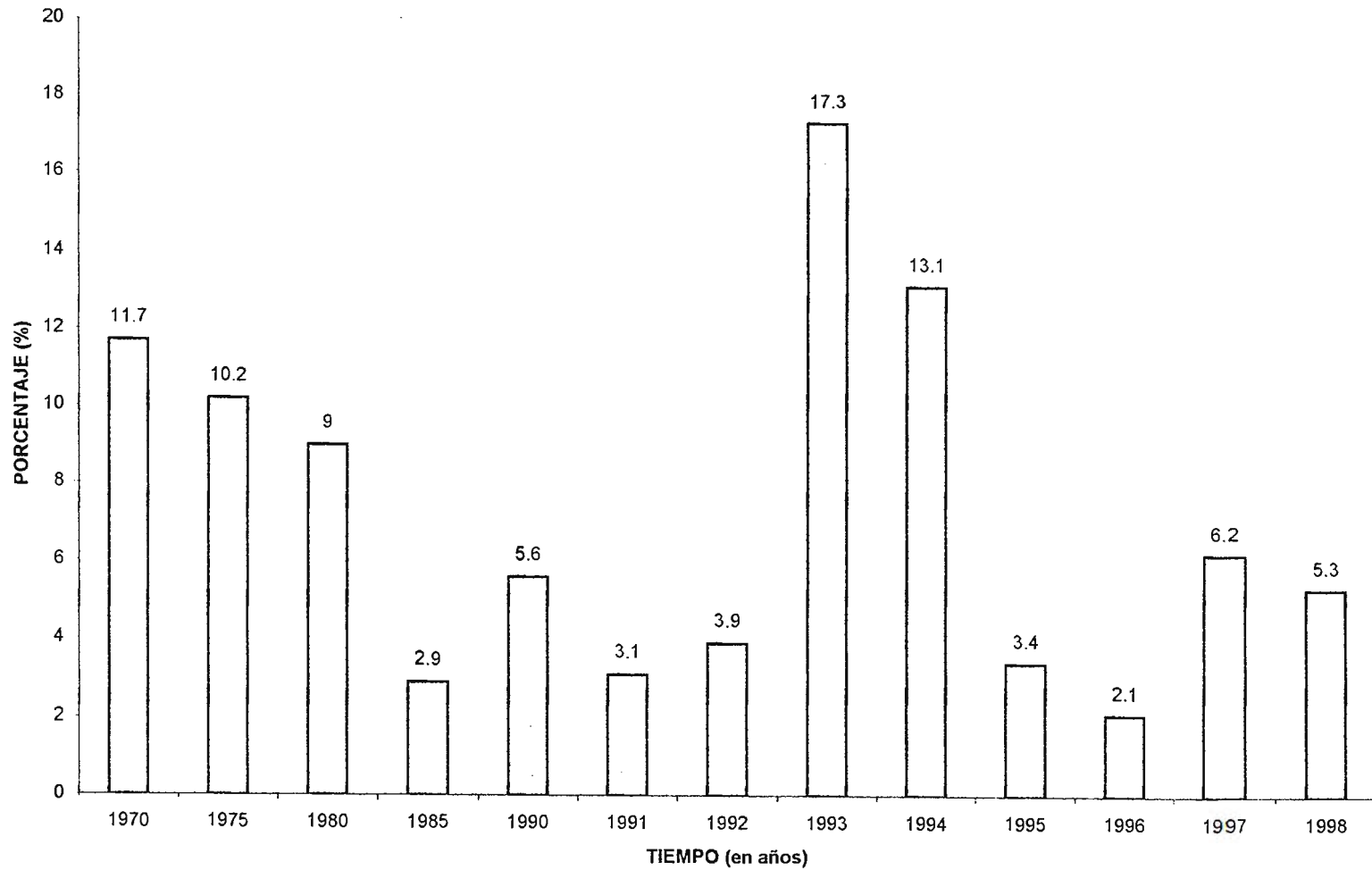
- ✓ **Pruebas a transformadores de potencia**, ERASMO AGUILERA ROJAS  
C.F.E. TECNOLAB MEXICO.
- ✓ **Mantenimiento de los aceites en servicio**, CONFERENCIA SOBRE  
ACEITES AISLANTES ELECTRICOS, ASINEL / Dr. JOSE ROLAND DE LA UNION  
ELECTRICA FENOSA DE ESPAÑA.
- ✓ **Análisis de gases disueltos como elemento de diagnostico de avería  
en transformadores de potencia**, por Dr. F. CRESPO ASINEL.
- ✓ **Técnicas de análisis para el control de aceites aislantes para  
transformadores de potencia**, POR Dr. P. YUNTA ASINEL.
- ✓ **Manual para interruptores de 4.16 KV**, MAGRINI FABBRICHE RIUNITE,  
MAGRINI – SCARPA E MAGNANO, M.S.N SOCIETD PER AZIONI BERGAMO  
ITALY.
- ✓ **Manual para interruptores de 480 V**, 3WN6 DE SIEMENS.
- ✓ **Manual para transformadores de potencia de 13.8 / 115 KV**, JEUMONT  
SCHNEIDER.
- ✓ **Manual para transformadores de potencia de 13. / 115 KV**, COEMSA  
ANSALDO S.A.
- ✓ **Manual del ingeniería eléctrica**, Mc GRAW HILL.
- ✓ **Manual del ingeniería mecánica**, Mc GRAW HILL.

# **ANEXOS**

**GRAFICA 1**  
**ESTRUCTURA DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE RECURSO AL 30 DE ENERO DEL 2001**  
**(SISTEMA CEL)**

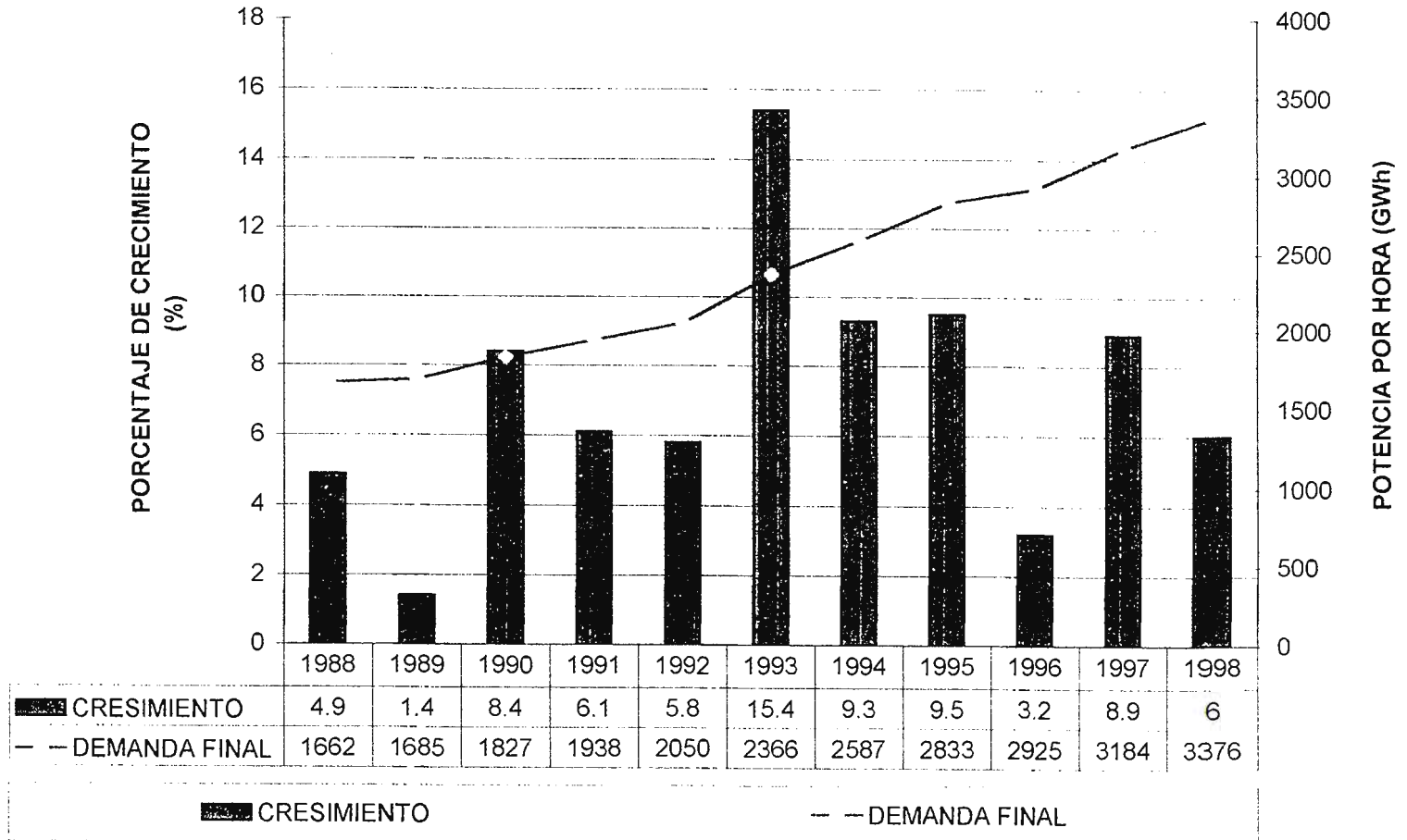


**GRAFICO 2**  
**TASA DE CRECIMIENTO DE LA GENERACION NETA**  
**DEL SISTEMA CEL**



Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas N.º 29  
Incluye generación de Nejapa Power, no así el intercambio con Guatemala.

**GRAFICO 3**  
**CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA**  
**(1988 - 1998)**



Fuente: SIGET



**GESAL**

## SECCIONADOR

### > DATOS TECNICOS

SUBESTACION .....	TENSION NOMINAL (KV) .....
N° DE SECCIONADOR .....	CORRIENTE NOMINAL (A) .....
FABRICANTE .....	CORRIENTE TERMICA .....
TIPO .....	(KA / seg.) .....
N° DE SERIE .....	BIL (KV) .....
AÑO DE FABRICACION .....	FRECUENCIA (Hz) .....
FASE .....	

### > INSPECCION VISUAL

#### CONCEPTO

#### RESULTADOS

ESTRUCTURA SOPORTE	.....
PORCELANA	.....
PINTURA	.....
LUBRICACION	.....
CONTACTO FIJO	.....
CONTACTO MOVIL	.....
TIMONERIA	.....
CUERNOS DE ARQUEO	.....
CONEXIONES	.....

➤ **PRUEBAS DE ACCIONAMIENTO**

CIERRE MANUAL .....

APERTURA MANUAL .....

AJUSTE DE CONTACTOS .....

SINCRONISMO AL CIERRE .....

➤ **PRUEBAS ELECTRICAS**

**Resistencia de contactos**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

<b>FASE SECCIONADOR</b>	<b>μ Ohmios</b>
<b>A</b>	
<b>B</b>	
<b>C</b>	

**Medición de temperatura de contactos**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

<b>FASE SECCIONADOR</b>	<b>Temp. °C</b>
<b>A</b>	
<b>B</b>	
<b>C</b>	

**OBSERVACIONES** .....  
.....  
.....  
.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR:**.....

**APROBADO POR** :.....

**FECHA** :.....



**GESAL**

## **INTERRUPTOR DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE**

### ➤ **DATOS TECNICOS**

<b>SUBESTACION</b> .....	<b>TENSION NOMINAL (KV)</b> .....
<b>Nº INTERRUPTOR</b> .....	<b>CORRIENTE NOMINAL (A)</b> .....
<b>FABRICANTE</b> .....	<b>CORRIENTE CC (KA)</b> .....
<b>TIPO</b> .....	<b>BIL (KV)</b> .....
<b>Nº DE SERIE</b> .....	<b>TENSION NOMINAL</b>
<b>AÑO DE FABRICACION</b> .....	<b>BOBINA DE CIERRE (V)</b> .....
<b>Nº DE POLOS</b> .....	<b>TENSION NOMINAL</b>
<b>FASE</b> .....	<b>BOBINA DE APERTURA (V)</b> .....
<b>Nº DE OPERACIONES</b> .....	<b>TENSION NOMINAL</b>
<b>FRECUENCIA(Hz)</b> .....	<b>DEL MOTOR (V)</b> .....

### ➤ **INSPECCION VISUAL**

#### **CONCEPTO**

#### **RESULTADOS**

ESTRUCTURA SOPORTE	.....
NIVEL DE ACEITE	.....
FUGAS DE ACEITE	.....
PORCELANA	.....
GABINETE DE MANDO	.....
DISPOSITIVO DE MANDO ELECTRICO	.....
CABLES, CONEXIONES E IDENTIFICACION	.....
PINTURA	.....
LUBRICACION	.....
CONTACTO FIJO	.....
CONTACTO MOVIL	.....

➤ **PRUEBAS ELECTRICAS**

SIMULTANEIDAD ENTRE POLOS .....  
TENSION MINIMA DE OPERACION .....  
DE LAS BOBINAS DE CIERRE Y APERTURA .....  
MANDO A DISTANCIA CIERRE Y APERTURA .....  
MANDO LOCAL CIERRE Y APERTURA .....  
VERIFICACION CONTADOR DE MANIOBRA .....  
CONTINUIDAD EN CABLES .....  
UNIDAD DE MANDO .....

➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

<b>CONEXION DE POLOS</b>	<b>(MΩ)</b>
<b>A - TIERRA</b>	
<b>B - TIERRA</b>	
<b>C - TIERRA</b>	

➤ **PRUEBAS DE ACEITE**

**RIGIDEZ DIELECTRICA**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

NORMA: .....

<b>FASE INTERRUPTOR</b>	<b>PRUEBA 1(KV)</b>	<b>PRUEBA 2(KV)</b>	<b>PRUEBA 3(KV)</b>
<b>A</b>			
<b>B</b>			
<b>C</b>			

➤ **PRUEBA DE PUREZA**

EXISTENCIA DE PARTICULAS .....

**OBSERVACIONES** .....

.....

.....

.....

.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR:**.....

**APROBADO POR** :.....

**FECHA** :.....



**GESAL**

## TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

### ➤ DATOS TECNICOS

<b>SUBESTACION</b>	.....	<b>TENSION NOMINAL (KV)</b>	.....
<b>Nº DEL TC</b>	.....	<b>CORRIENTE NOMINAL (A)</b>	.....
<b>FABRICANTE</b>	.....	<b>CORRIENTE TERMICA</b>	.....
<b>TIPO</b>	.....	<b>(KA / Seg.)</b>	.....
<b>Nº DE SERIE</b>	.....	<b>CORRIENTE DINAMICA</b>	.....
<b>AÑO DE FABRICACION</b>	.....	<b>(Kacr)</b>	.....
<b>FASE</b>	.....	<b>BIL (KV)</b>	.....
<b>RELACION (A)</b>	.....	<b>FRECUENCIA (Hz)</b>	.....
<b>BURDEN</b>	.....	<b>PRECISION</b>	.....

### ➤ INSPECCION VISUAL

#### CONCEPTO

#### RESULTADOS

ESTRUCTURA SOPORTE	.....
NIVEL DE ACEITE	.....
FUGAS DE ACEITE	.....
CONEXION A TIERRA	.....
REAPRETE DE PERNOS Y CONTACTOS	.....
CABLES, CONEXIONES E IDENTIFICACION	.....
PORCELANA	.....
PINTURA	.....

➤ **PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

AMPERAJE PRIMARIO: .....

	DEVANADO X		DEVANADO Y		DEVANADO Z		DEVANADO W	
	X1-X2	X2-X3	Y1-Y2	Y2-Y3	Z1-Z2	Z2-Z3	W1-W2	W2-W3
<b>AMPERIOS SECUNDARIO</b>								

AMPERAJE PRIMARIO: .....

	DEVANADO X		DEVANADO Y		DEVANADO Z		DEVANADO W	
	X1-X2	X2-X3	Y1-Y2	Y2-Y3	Z1-Z2	Z2-Z3	W1-W2	W2-W3
<b>AMPERIOS SECUNDARIO</b>								

AMPERAJE PRIMARIO: .....

	DEVANADO X		DEVANADO Y		DEVANADO Z		DEVANADO W	
	X1-X2	X2-X3	Y1-Y2	Y2-Y3	Z1-Z2	Z2-Z3	W1-W2	W2-W3
<b>AMPERIOS SECUNDARIO</b>								

Calculo de la relación de transformación:

$$a = \frac{I_p}{I_s}$$

El valor promedio de la relación de transformación es:

$$a_{PROM} = \frac{a_{(25A)} + a_{(40A)} + a_{(50A)}}{3}$$

➤ **PRUEBA DE POLARIDAD**

ADITIVA

SUSTRACTIVA

➤ **PRUEBA DE SATURACIÓN**

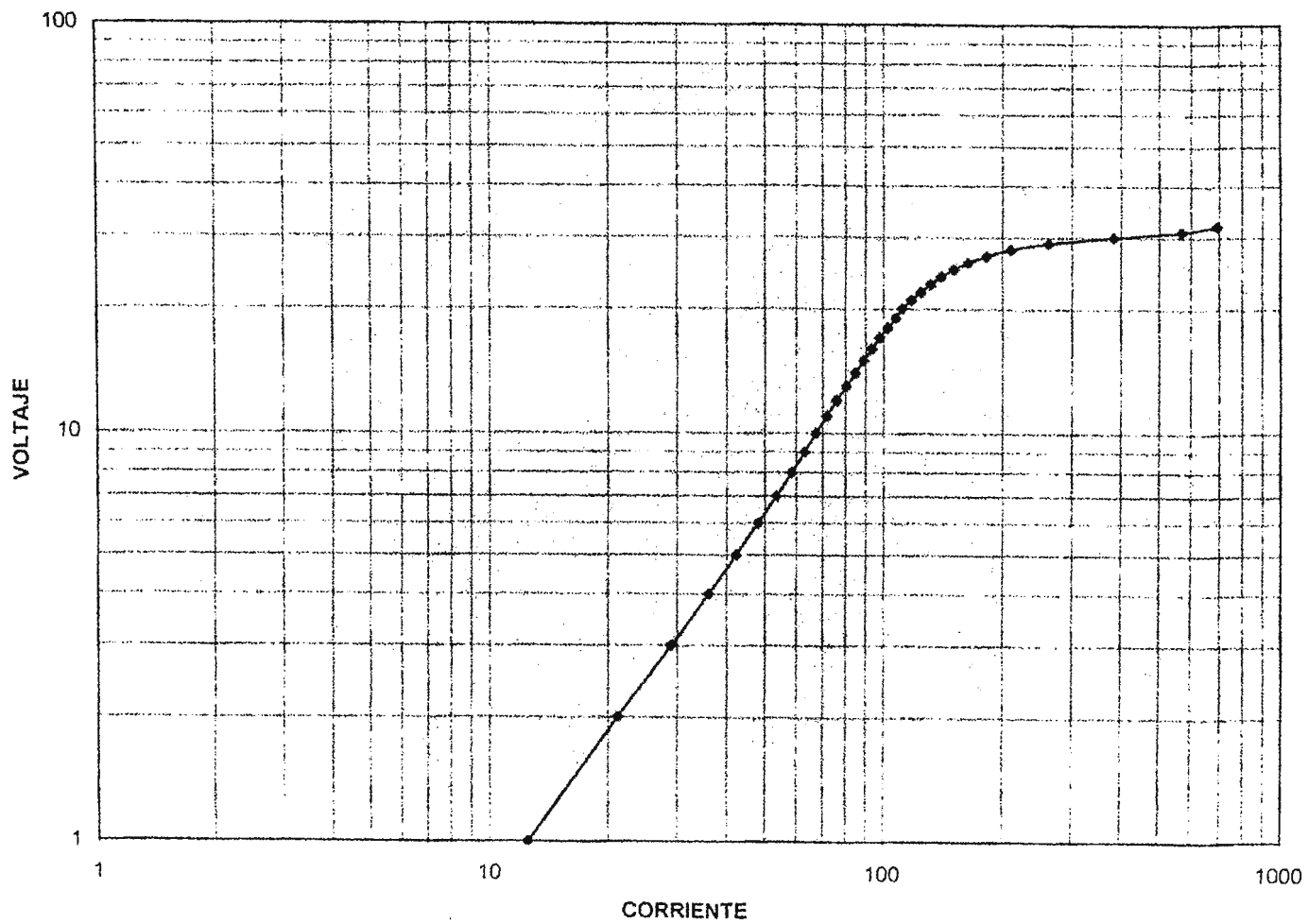
EQUIPO DE PRUEBA.....

.....

<b>voltaje</b>	<b>Corriente (mA)</b>
<b>1</b>	
<b>3</b>	
<b>6</b>	
<b>9</b>	
<b>12</b>	
<b>15</b>	
<b>18</b>	
<b>21</b>	
<b>24</b>	
<b>27</b>	
<b>30</b>	

**NOTA:** Plotear los puntos obtenidos en la tabla anterior en papel logarítmico y comparar con la curva de saturación proporcionada por el fabricante.

### Curva típica de saturación.



➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

CONEXION	(MΩ)
PRIMARIO - TIERRA	
SECUNDARIO - TIERRA	
PRIMARIO - SECUNDARIO	

➤ **RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS SECUNDARIOS**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

DEVANADO	(Ω)
X	
Y	
Z	
U	
W	

**OBSERVACIONES** .....

.....

.....

.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR:**.....

**APROBADO POR** : .....

**FECHA** : .....



**GESAL**

## TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

### > DATOS TECNICOS

<b>SUBESTACION</b>	.....	<b>TENSION NOMINAL (KV)</b>	.....
<b>N° DEL TP</b>	.....	<b>BIL (KV)</b>	.....
<b>FABRICANTE</b>	.....	<b>FRECUENCIA (Hz)</b>	.....
<b>TIPO</b>	.....	<b>PRECISION</b>	.....
<b>N° DE SERIE</b>	.....		
<b>AÑO DE FABRICACION</b>	.....		
<b>FASE</b>	.....		
<b>RELACIÓN (A)</b>	.....		
<b>BURDEN</b>	.....		

### > INSPECCION VISUAL

#### CONCEPTO

#### RESULTADOS

ESTRUCTURA SOPORTE	.....
NIVEL DE ACEITE	.....
FUGAS DE ACEITE	.....
CONEXION A TIERRA	.....
REAPRETE DE PERNOS Y CONTACTOS	.....
CABLES, CONEXIONES E IDENTIFICACION	.....
PORCELANA	.....
PINTURA	.....

➤ **PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

.....

VOLTAJE PRIMARIO: .....

	DEVANADO X		DEVANADO Y		DEVANADO Z		DEVANADO W	
	X1-X3	X2-X3	Y1-Y3	Y2-Y3	Z1-Z3	Z2-Z3	W1-W3	W2-W3
<b>VOLTAJE SECUNDARIO</b>								

VOLTAJE PRIMARIO: .....

	DEVANADO X		DEVANADO Y		DEVANADO Z		DEVANADO W	
	X1-X3	X2-X3	Y1-Y3	Y2-Y3	Z1-Z3	Z2-Z3	W1-W3	W2-W3
<b>VOLTAJE SECUNDARIO</b>								

VOLTAJE PRIMARIO: .....

	DEVANADO X		DEVANADO Y		DEVANADO Z		DEVANADO W	
	X1-X3	X2-X3	Y1-Y3	Y2-Y3	Z1-Z3	Z2-Z3	W1-W3	W2-W3
<b>VOLTAJE SECUNDARIO</b>								

Calculo de la relación de transformación:

$$a_1 = \frac{V_{\text{PRIMARIO}}}{V_{\text{SECUNDARIO}}} = \frac{V_{(120V)}}{V_{(X1-X2, Y1-Y2)}} =$$

El valor promedio de la relación de transformación es:

$$a_{1\text{PROM}} = \frac{[a_{1(120V)} + a_{1(240V)} + a_{1(480V)}]}{3} =$$

➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

CONEXION	(MΩ)
PRIMARIO - TIERRA	
SECUNDARIO - TIERRA	
PRIMARIO - SECUNDARIO	

➤ **RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS SECUNDARIOS**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

DEVANADO	(Ω)
X	
Y	
Z	
U	
W	

**OBSERVACIONES** .....

.....

.....

.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR:**.....

**APROBADO POR** : .....

**FECHA** : .....



**GESAL**

## PARARRAYOS

### > DATOS TECNICOS

SUBESTACION .....	TENSION NOMINAL (KV) .....
Nº DE PARARRAYOS .....	TENSION DE OPERACIÓN .....
FABRICANTE .....	MAXIMA CONTINUA (KV) .....
TIPO .....	CLASE .....
Nº DE SERIE .....	BIL (KV) .....
AÑO DE FABRICACION .....	FRECUENCIA (Hz) .....
FASE .....	

### > INSPECCION VISUAL

#### CONCEPTO

#### RESULTADOS

ESTRUCTURA SOPORTE .....
PORCELANA .....
PINTURA .....
CONEXION A RED DE TIERRA .....

### > PRUEBAS ELECTRICAS

#### Resistencia de aislamiento

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

FASE PARARRAYOS	(MΩ)
A	
B	
C	

**Medición de corrientes de fuga**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

<b>FASE PARARRAYOS</b>	<b>(<math>\mu</math> A)</b>
<b>A</b>	
<b>B</b>	
<b>C</b>	

➤ N° DE DESCARGAS (MEDIDOR DE DESCARGAS) .....

**OBSERVACIONES** .....

.....

.....

.....

.....

.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR:**.....

**APROBADO POR** :.....

**FECHA** :.....



**GESAL**

## TRANSFORMADOR DE POTENCIA

### ➤ DATOS TECNICOS

<b>SUBESTACION</b> .....	<b>TENSION NOMINAL (KV)</b> .....
<b>Nº DEL T. POTENCIA</b> .....	<b>CORRIENTE NOMINAL (A)</b> .....
<b>FABRICANTE</b> .....	<b>BIL (KV)</b> .....
<b>TIPO</b> .....	<b>FRECUENCIA (Hz)</b> .....
<b>Nº DE SERIE</b> .....	<b>POTENCIA NOMINAL (MVA)</b> .....
<b>AÑO DE FABRICACION</b> .....	<b>TIPO DE ENFRIAMIENTO</b> .....
<b>RELACION (A)</b> .....	

### ➤ INSPECCION VISUAL

<u>CONCEPTO</u>	<u>RESULTADOS</u>
ESTRUCTURA SOPORTE	.....
NIVEL DE ACEITE	.....
FUGAS DE ACEITE	.....
CONEXION A TIERRA	.....
REAPRETE DE PERNOS Y CONTACTOS	.....
CABLES, CONEXIONES E IDENTIFICACION	.....
PORCELANA	.....
PINTURA	.....
CONMUTADOR DE DERIVACIÓN	.....
ESTADO DE LOS TERMÓMETROS	.....
CONEXION PRIMARIA Y SECUNDARIA	.....
ESTADO DE INSTRUMENTACION	.....
COLOR DE LA SILICA-GEL	.....



➤ **PRUEBA DE POLARIDAD**

ADITIVA

SUSTRACTIVA

➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

CONEXION	(MΩ)
PRIMARIO - TIERRA	
SECUNDARIO - TIERRA	
PRIMARIO - SECUNDARIO	

➤ **RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

DEVANADOS PRIMARIOS	(Ω)
H0-H1	
H0-H2	
H0-H3	

DEVANADOS SECUNDARIOS	(Ω)
X1-X2	
X2-X3	
X3-X1	

Comparar con hoja de ensayos del fabricante.

➤ **PRUEBAS DE ACEITE**

**RIGIDEZ DIELECTRICA**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

NORMA: .....

	<b>MUESTRA 1 (KV/mm)</b>	<b>MUESTRA 2 (KV/mm)</b>
<b>VALOR PROMEDIO</b>		

Valor promedio medido en KV/mm directamente del probador de rigidez dieléctrica.  
Comparar según norma.

➤ **Verificación visual mediante el color del aceite:**

<b>MORMA ASTM D 1524</b>	
<b>COLOR</b>	<b>ESTADO DEL ACEITE</b>
Claro	Nuevo
Amarillo pálido	Bueno
Amarillo	Envejecido pero utilizable
Amarillo brillante	Condición marginal de utilidad
Ambar	Mala
Café	Condición severa (regenerable)
Café oscuro	Condición extrema (desechable)

Color:.....

➤ **Otras pruebas eléctricas:**

PRUEBA FUNCIONAL DE OPERACIÓN AUTOMÁTICA DEL SISTEMA DE VENTILACION

.....

PRUEBA FUNCIONAL DE OPERACION MANUAL DEL SISTEMA DE VENTILACION

.....

MEDICION DE LA CORRIENTE DE OPERACION EN MOTORES DE LOS VENTILADORES

.....

PRUEBAS DE AISLAMIENTO A LOS DEVANADOS ESTATORICOS DE LOS MOTORES DE  
LOS VENTILADORES.....

.....

➤ **Prueba funcional del relé Buchhol**

.....

➤ **Prueba funcional del relé de presión súbita**

.....

➤ **Prueba funcional del indicador del nivel de aceite**

.....

**OBSERVACIONES** .....  
.....  
.....  
.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR:**.....

**APROBADO POR** :.....

**FECHA** :.....



**GESAL**

## **GENERADOR SINCRONO**

### ➤ **DATOS TECNICOS**

<b>SUBESTACION</b> .....	<b>POTENCIA NOMINAL</b>
<b>UNIDAD N°</b> .....	<b>(MVA)</b> .....
<b>FABRICANTE</b> .....	<b>VOLTAJE NOMINAL</b>
<b>TIPO DE</b>	<b>(KV)</b> .....
<b>ENFRIAMIENTO</b> .....	<b>CORRIENTE NOMINAL</b>
<b>N° DE SERIE</b> .....	<b>(A)</b> .....
<b>AÑO DE FABRICACION</b> .....	<b>FACTOR DE POTENCIA</b> .....
<b>TIPO DE EXCITACION</b> .....	<b>FRECUENCIA NOMINAL</b> .....
<b>VELOCIDAD NOMINAL</b> .....	<b>TIPO DE AISLAMIENTO</b> .....
	<b>PRIMOTOR</b> .....

### ➤ **INSPECCION VISUAL**

#### **CONCEPTO**

#### **RESULTADOS**

ESTRUCTURA SOPORTE	.....
REAPRETE DE PERNOS Y CONTACTOS	.....
PINTURA	.....
FILTROS DE AIRE	.....
FUGA DE ACEITE EN COJINETES	.....
RADIADORES	.....
VENTILADOR INTERNO DE ENFRIAMIENTO	.....
CAÑAMOS DE AMARRE DE LAS BOBINAS	
DEL ESTATOR	.....
ESTADO DEL BARNIZ	.....
ESTADO DE LOS MATERIALES AISLANTES	.....
DUCTOS, JUNTAS DE EXPANSION Y BARRAS	.....
DESGASTE DE ESCOBILLAS	.....
ESTADO DE LOS ANILLOS DESLIZANTES	.....
ESTADO DE LOS IMANES PERMANENTES	.....

➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO DEL GENERADOR SINCRONO**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

<b>CONEXION DE DEVANADOS</b>	<b>(MΩ)</b>
<b>(T1-T4) - TIERRA</b>	
<b>(T2-T5) - TIERRA</b>	
<b>(T3-T6) - TIERRA</b>	
<b>(T1-T4) - (T2-T5)</b>	
<b>(T2-T5) - (T3-T6)</b>	
<b>(T3-T6) - (T1-T4)</b>	
<b>CALENTADORES DE ESPACIO</b>	
<b>SH 1 - TIERRA</b>	
<b>SH 2 - TIERRA</b>	
<b>SH 1 - SH 2</b>	
<b>COJINETES</b>	
<b>(TUR-GEN) - TIERRA</b>	
<b>(GEN-EXC) - TIERRA</b>	

➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO DE LA EXCITATRIZ**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

<b>DEVANADOS ESTATORICOS DEL PMG</b>	
<b>CONEXION DE DEVANADOS</b>	<b>(MΩ)</b>
(T1-T4) – TIERRA	
(T2-T5) – TIERRA	
(T3-T6) – TIERRA	
(T1-T4) – (T2-T5)	
(T2-T5) – (T3-T6)	
(T3-T6) – (T1-T4)	
<b>DEVANADOS DEL INDUCIDO DEL EXCITADOR AC</b>	
<b>CONEXION DE DEVANADOS</b>	<b>(MΩ)</b>
(T1-T4) – TIERRA	
(T2-T5) – TIERRA	
(T3-T6) – TIERRA	
(T1-T4) – (T2-T5)	
(T2-T5) – (T3-T6)	
(T3-T6) – (T1-T4)	

➤ **RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS ESTATORICOS DEL GENERADOR SINCRONO**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

CONEXION DE DEVANADOS	( $\Omega$ )
T1 – T4	
T2 – T5	
T3 – T6	

➤ **RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS ESTATORICOS DE LA EXCITATRIZ**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

DEVANADOS DEL INDUCIDO DEL EXCITADOR AC	
CONEXION DE DEVANADOS	( $\Omega$ )
T1 – T4	
T2 – T5	
T3 – T6	

DEVANADOS ESTATORICOS DEL PMG	
CONEXION DE DEVANADOS	( $\Omega$ )
T1 – T4	
T2 – T5	
T3 – T6	

➤ **MEDICION DE LA RESISTENCIA EN DIRECTA Y REVERSA DEL RECTIFICADOR ROTATORIO**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

N°.		DIRECTA ( $\Omega$ )	INVERSA ( $\Omega$ )
1	U1		
2	U1		
3	V1		
4	V1		
5	W1		
6	W1		
7	U2		
8	U2		
9	V2		
10	V2		
11	W2		
12	W2		

➤ **OTRAS PRUEBAS ELECTRICAS**

MEGGERING A LAS RTD's .....

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL .....

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE .....

MEDICION DE CAPACITORES .....

PRUEBA FUNCIONAL DEL A.V.R. ....

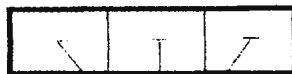
➤ **PRUEBA FUNCIONAL DE LAS PROTECCIONES DEL GENERADOR  
(ALARMA Y DISPARO "INTERLOCK")**

<u>PROTECCION</u>	<u>ALARMA</u>		<u>DISPARO</u>	
	<u>SI</u>	<u>NO</u>	<u>SI</u>	<u>NO</u>
POTENCIA INVERSA.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
FALLA A TIERRA DEL CIRCUITO DE CAMPO.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
BAJO VOLTAJE.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SOBRE VOLTAJE.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
BALANCE DE FASES.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SOBRE TEMPERATURA.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ALTA Y BAJA FRECUENCIA.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SECUENCIA DE FASE NEGATIVA.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ALTA TEMPERATURA EN COJINETES DE EMPUJE.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
BAJO VACIO EN EL CONDENSADOR.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
BAJA PRESION DE ACEITE DE LUBRICACION.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>



➤ **REVISION DE LAS CUÑAS DEL ESTATOR DEL GENERADOR SINCRONO**

**Sin señal:** Cuña buena. (no floja)



Buena

$\Delta$ : 1/3 de la cuña floja.



Floja

Buena

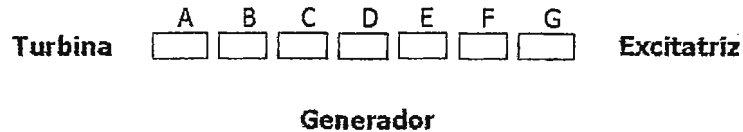
**X:** > 2/3 de la cuña floja.



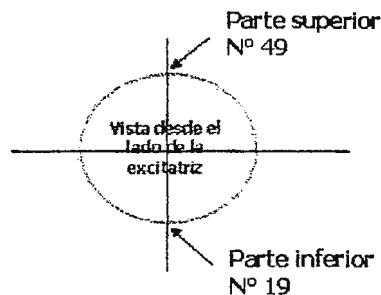
Floja

Buena

Las cuñas están distribuidas en secciones representadas por letras **A, B, C, D, E, F, G**, partiendo desde el lado de la turbina hasta el lado de la excitatriz. Como se muestra a continuación:



La ubicación de las **ranuras** se cuentan según la distribución vista desde el lado de la excitatriz, como se muestra a continuación:



**NOTA:** Si el número de cuñas flojas excede del **33%**, debe de programarse un mantenimiento correctivo de recuñado general. Aplicar **Loctite No.271** para sujetar nuevamente las cuñas (pegarlas) y luego aplicar barniz.

**LADO DE LA TURBINA****LADO DE LA EXCITATRIZ**

<b>RANURA N°</b> \ <b>CUÑAS</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							

**LADO DE LA TURBINA****LADO DE LA EXCITATRIZ**

<b>RANURA N°</b> \ <b>CUÑAS</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
51							
52							
53							
54							
55							
56							
57							
58							
59							
60							

**OBSERVACIONES**.....

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR** :.....

**APROBADO POR** :.....

**FECHA** :.....



**GESAL**

## MOTORES DE LAS BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION

### ➤ DATOS TECNICOS

<b>UNIDAD N°</b> .....	<b>POTENCIA NOMINAL</b>
<b>FABRICANTE</b> .....	<b>(HP)</b> .....
<b>TIPO DE ENFRIAMIENTO</b> .....	<b>VOLTAJE NOMINAL</b>
<b>N° DE SERIE</b> .....	<b>(KV)</b> .....
<b>AÑO DE FABRICACION</b> .....	<b>CORRIENTE NOMINAL</b>
<b>VELOCIDAD NOMINAL</b> .....	<b>(A)</b> .....
<b>CONEXION</b> .....	<b>CORRIENTE DE OPERACION (A)</b> .....
<b>DIRECCION DE ROTACION ( ← / ⇒ )</b> .....	<b>FACTOR DE POTENCIA</b> .....
	<b>FRECUENCIA NOMINAL</b> .....
	<b>TIPO DE AISLAMIENTO</b> .....

### ➤ INSPECCION VISUAL

#### CONCEPTO

#### RESULTADOS

ESTRUCTURA SOPORTE.	.....
REAPRETE DE PERNOS Y CONTACTOS.	.....
PINTURA.	.....
FUGAS EN SERPENTINES.	.....
FUGA DE ACEITE EN COJINETES.	.....
VENTILADOR INTERNO DE ENFRIAMIENTO.	.....
CAÑAMOS DE AMARRE DE LAS BOBINAS DEL ESTATOR.	.....
ESTADO DEL BARNIZ.	.....
CUÑAS DEL ESTATOR.	.....
CUÑAS DEL ROTOR.	.....
ESTADO DE LOS MATERIALES AISLANTES.	.....

LUBRICACION DE COJINETES

GUIAS Y DE EMPUJE. ....

➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO DEL MOTOR**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

CONEXION DE DEVANADOS	(MΩ)
(U1-U2) - TIERRA	
(V1-V2) - TIERRA	
(W1-W2) - TIERRA	
(U1-U2) - (V1-V2)	
(V1-V2) - (W1-W2)	
(W1-W2) - (U1-U2)	
<b>CALENTADORES DE ESPACIO</b>	
SH 1 - TIERRA	
SH 2 - TIERRA	
SH 1 - SH 2	
<b>CABLES DE ALIMENTACION</b>	
R - TIERRA	
S - TIERRA	
T - TIERRA	

➤ **RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS ESTATORICOS**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

CONEXION DE DEVANADOS	(Ω)
U1 - U2	
V1 - V2	
W1 - W2	

➤ **PRUEBA FUNCIONAL DE LAS PROTECCIONES DEL MOTOR DE LAS BAC**

<u>PROTECCION</u>	<u>ALARMA</u>		<u>DISPARO</u>	
	<u>SI</u>	<u>NO</u>	<u>SI</u>	<u>NO</u>
VIBRACION.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
LUBRICACION.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ENFRIAMIENTO.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ALTO / BAJO NIVEL DEL POZO DE CONDENSADO.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

➤ **OTRAS PRUEBAS ELECTRICAS**

PRUEBA DE ARRANQUE. (STAR UP) .....

MEDICION DE CORRIENTE. ....

**PRUEBAS REALIZADAS POR** :.....

**APROBADO POR** :.....

**FECHA** :.....



**GESAL**

## **BARRAS COLECTORAS**

### ➤ **DATOS TECNICOS**

**UNIDAD N°** .....

**CODIGO DE BARRA** .....

**VOLTAJE NOMINAL**  
**(KV)** .....

### ➤ **INSPECCION VISUAL**

#### **CONCEPTO**

#### **RESULTADOS**

ESTRUCTURA SOPORTE.	.....
REAPRETE DE PERNOS Y CONTACTOS.	.....
BAJADAS A EQUIPOS.	.....
NIVELACION DE BARRAS.	.....
PUNTES DE INTERCONEXION (DISTANCIAS).	.....
ESTADO DE LA BARRA.	.....
AJUSTE DE LOS AISLADORES DE FIBRA SINTETICA.	.....
ETIQUETADO DE CABLES.	.....

➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO DE BARRAS**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

CONEXION DE BARRAS	(MΩ)
R - TIERRA	
S - TIERRA	
T - TIERRA	
R - S	
S - T	
T - R	

**OBSERVACIONES:**.....  
.....  
.....  
.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR :**.....

**APROBADO POR :**.....

**FECHA :**.....



**GESAL**

## INTERRUPTOR

### ➤ DATOS TECNICOS

<b>N° INTERRUPTOR</b>	.....	<b>TENSION NOMINAL (KV)</b>	.....
<b>FABRICANTE</b>	.....	<b>CORRIENTE NOMINAL (A)</b>	.....
<b>TIPO</b>	.....	<b>CORRIENTE CC (KA)</b>	.....
<b>N° DE SERIE</b>	.....	<b>TENSION NOMINAL</b>	.....
<b>AÑO DE FABRICACION</b>	.....	<b>BOBINA DE CIERRE (V)</b>	.....
<b>N° DE POLOS</b>	.....	<b>TENSION NOMINAL</b>	.....
<b>N° DE OPERACIONES</b>	.....	<b>BOBINA DE APERTURA (V)</b>	.....
<b>FRECUENCIA(Hz)</b>	.....	<b>TENSION NOMINAL</b>	.....
<b>BIL (KV)</b>	.....	<b>DEL MOTOR (V)</b>	.....

### ➤ INSPECCION VISUAL

#### CONCEPTO

#### RESULTADOS

ESTRUCTURA SOPORTE	.....
PORCELANA	.....
GABINETE	.....
PINTURA	.....
DISPOSITIVO DE MANDO ELECTRICO	.....
CABLES, CONEXIONES E IDENTIFICACION	.....
LUBRICACION	.....
CONTACTO FIJO	.....
CONTACTO MOVIL	.....

➤ **PRUEBAS ELECTRICAS**

TENSION MINIMA DE OPERACION

DE LAS BOBINAS DE CIERRE Y APERTURA .....

MANDO A DISTANCIA CIERRE Y APERTURA .....

MANDO LOCAL CIERRE Y APERTURA .....

VERIFICACION CONTADOR DE MANIOBRA .....

MEDICION DE CORRIENTE AL MOTOR

DE RECARGA DE RESORTE .....

➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

CONEXION DE FASES	(MΩ)
U - TIERRA	
V - TIERRA	
W - TIERRA	
U - V	
V - W	
W - U	

**OBSERVACIONES** .....

.....

.....

.....

.....

.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR:**.....

**APROBADO POR** :

**FECHA** :



**GESAL**

## MOTORES DE LOS EQUIPOS AUXILIARES

### ➤ DATOS TECNICOS

<b>UNIDAD N°</b> .....	<b>POTENCIA NOMINAL</b>
<b>EQUIPO AUXILIAR</b> .....	<b>(HP)</b> .....
<b>FABRICANTE</b> .....	<b>VOLTAJE NOMINAL</b>
<b>N° DE SERIE</b> .....	<b>(KV)</b> .....
<b>AÑO DE FABRICACION</b> .....	<b>CORRIENTE NOMINAL</b>
<b>VELOCIDAD NOMINAL</b> .....	<b>(A)</b> .....
<b>CONEXION</b> .....	<b>CORRIENTE DE</b>
<b>DIRECCION DE</b>	<b>OPERACION (A)</b> .....
<b>ROTACION ( ← / → )</b> .....	<b>FACTOR DE POTENCIA</b> .....
<b>TIPO DE ARRANQUE</b> .....	<b>FRECUENCIA NOMINAL</b> .....
	<b>TIPO DE AISLAMIENTO</b> .....

### ➤ INSPECCION VISUAL

#### CONCEPTO

#### RESULTADOS

ESTRUCTURA SOPORTE.	.....
REAPRETE DE PERNOS Y CONTACTOS.	.....
PINTURA.	.....
VENTILADOR DE ENFRIAMIENTO.	.....
CAÑAMOS DE AMARRE DE LAS BOBINAS	
DEL ESTATOR.	.....
ESTADO DEL BARNIZ.	.....
CUÑAS DEL ESTATOR.	.....
CUÑAS DEL ROTOR.	.....
ESTADO DE LOS MATERIALES AISLANTES.	.....
LUBRICACION DE BALEROS.	.....

➤ **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELECTRICO DEL MOTOR**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

VOLTAJE DE PRUEBA: .....

<b>CONEXION DE DEVANADOS</b>	<b>(MΩ)</b>
<b>(U1-U2) - TIERRA</b>	
<b>(V1-V2) - TIERRA</b>	
<b>(W1-W2) - TIERRA</b>	
<b>(U1-U2) - (V1-V2)</b>	
<b>(V1-V2) - (W1-W2)</b>	
<b>(W1-W2) - (U1-U2)</b>	
<b>CABLES DE ALIMENTACION</b>	
<b>R - TIERRA</b>	
<b>S - TIERRA</b>	
<b>T - TIERRA</b>	

➤ **RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS ESTATORICOS**

EQUIPO DE PRUEBA: .....

<b>CONEXION DE DEVANADOS</b>	<b>(Ω)</b>
<b>U1 - U2</b>	
<b>V1 - V2</b>	
<b>W1 - W2</b>	

➤ **OTRAS PRUEBAS ELECTRICAS**

PRUEBA FUNCIONAL DEL CIRCUITO

DE POTENCIA. ....

PRUEBA DE ARRANQUE. (STAR UP) .....

MEDICION DE CORRIENTE. ....

**OBSERVACIONES:**.....  
.....  
.....  
.....  
.....

**PRUEBAS REALIZADAS POR** :.....

**APROBADO POR** :.....

**FECHA** :.....