



**EDUCACIÓN**  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO**  
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ



INGENIERÍA ELÉCTRICA

**INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL**

“PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MENOR A LA UNIDAD GENERADORA N.2,  
CHICOASÉN”

LUGAR DE REALIZACIÓN:

C.H. MANUEL MORENO TORRES, CHICOASÉN CHIAPAS.

PRESENTA:

CHACÓN GONZALEZ LILIANA DEL CARMEN

ASESOR INTERNO:

ING. JORGE DÍAZ HERNANDEZ

ASESOR EXTERNO:

ING. RENÉ ESQUINCA ESPINOSA

PERIODO DE REALIZACIÓN:

AGOSTO – DICIEMBRE 2019

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, MÉXICO; DICIEMBRE DEL 2019.

# ÍNDICE

	<b>TEMAS</b>	<b>PAGINA</b>
	Listado de figuras.	05
	Listado de Tablas.	06
1.	Introducción.	07
1.1	Antecedentes.	08
1.2	Estado del Arte.	12
1.3	Objetivo.	13
1.4	Metodología.	14
1.5	Justificación.	15
2.	Fundamento Teórico.	17
2.1.	Casa de máquinas.	17
2.1.2	Piso de generadores o playa de montaje.	18
2.1.3	Transformadores de excitación.	19
2.1.4	Sistema de excitación (AVR).	19
2.1.5	Quebradora de campo.	20
2.1.6	Generador.	21
2.1.7	Grúas viajeras.	21
2.1.8	Transformadores de servicios propios.	21
2.1.9	Sala de control o tableros.	22
2.1.10	Piso de barras.	22
2.1.11	Piso de turbinas.	23
2.1.12	Piso de cableado o de charolas.	25
2.1.13	Piso de inspección.	25
2.1.14	Desfogue o galería de oscilación.	25
2.1.15	Sala de transformadores.	26
2.2	Generador	26
2.2.1	Partes principales que constituyen al generador y su función.	27
2.2.2	Descripción general de las partes principales.	29
2.2.3	Resistencia de aislamiento.	34
2.2.4	Descripción de las corrientes de aislamiento.	34
2.3	Mantenimiento	35
2.3.1	Material de lubricación y limpieza	37
3.	Desarrollo	39
3.1	Pruebas iniciales	40
3.1.1	Prueba de Resistencia de aislamiento.	40
3.1.2.	Prueba de conjunto (generador).	44
3.1.3.	Prueba de resistencia óhmica.	45
3.2	Desmontaje del rotor de la unidad generadora N.2.	47
3.2.1	Prueba de caída de tensión.	48
3.3	Desconexión y desmontaje de polos.	51
3.3.1	Mantenimiento a polos.	60
3.3.2	Montaje de polos.	61
3.3.3	Barras de excitación.	62
3.4	Micros gato de frenado.	63

3.5	Transformador de excitación.	66
3.5.1	Bus de fase aislada.	68
3.6	Electroválvulas de transformadores de potencia	70
3.7	AVR sistema de excitación.	75
3.8	Auxiliares de Máquina.	80
3.9	Obra de toma.	82
3.10	Montaje del rotor de la unidad generadora N.2.	83
3.11	Banco de Baterías de 24 Vcd.	84
4	Resultados y conclusiones	88
4.1	Pruebas Finales.	88
4.2	Conclusiones.	88
5	Referencias Bibliográficas.	89
6	Anexos	90
	Anexo A: Normas en las que se rige el mantenimiento.	90
	Anexo B: Prueba de Resistencia de Aislamiento al Campo.	93
	Anexo C: Prueba de Resistencia Óhmica.	94
	Anexo D: Prueba de caída de tensión a polos (Datos aplicados).	95
	Anexo E: Prueba de Resistencia de Aislamiento a Polos.	96
	Anexo F: Formato de Inspección Acuñaado Primera Etapa.	100

	<b>LISTADO DE FIGURAS</b>	<b>PAGINA</b>
Figura 1	Ubicación y colindancia.	8
Figura 2	Sistema eléctrico nacional (SEN).	10
Figura 3	Ubicación piso de generadores o playa de montaje.	18
Figura 4	Transformadores de excitación.	19
Figura 5	Gabinete AVR.	20
Figura 6	Gabinete Parte interior Quebradora de campo.	20
Figura 7	Vista de Grúa Viajera.	21
Figura 8	Sala de control.	22
Figura 9	Bus de Fase aislada.	23
Figura 10	Sistema de bombeo.	23
Figura 11	Turbina Francis.	24
Figura 12	Galería de oscilación para las unidades 8, 7, 6, 1, 2.	25
Figura 13	Galería de oscilación para las unidades 3,4,5	25
Figura 14	Conexión a tierra de la unidad.	41
Figura 15	Medición de I.A con el dispositivo.	42
Figura 16	Conexión del dispositivo de medición.	42
Figura 17	Cubículo de excitación.	44
Figura 18	Medición de los 56 carbones	44
Figura 19	Neutro del generador.	44
Figura 20	Prueba de conjunto.	44
Figura 21	Dispositivo para prueba de resistencia.	45
Figura 22	Conexión del dispositivo a los anillos rozantes.	45
Figura 23	Maniobra del retiro de tapas antiderrapantes.	47
Figura 24	Tolvas que cubren a los polos.	47
Figura 25	Medición del voltaje del polo 1.	49
Figura 26	Medición de voltaje polo 44.	49
Figura 27	Polos extraídos marcados en rojo (Masa Rotativa).	50
Figura 28	Desconexión de barras.	51
Figura 29	Retiro de candado.	51
Figura 30	Desconexión de polos.	52
Figura 31	Devanado Amortiguador.	52
Figura 32	Extracción del interpolo.	53
Figura 33	Interpolo.	53
Figura 34	Adaptación del dispositivo de desmontaje.	53
Figura 35	Extracción de polos.	53
Figura 36	Traslado de polo.	54
Figura 37	Inclinación del polo.	54
Figura 38	Área de descanso para los polos.	54
Figura 39	Ranura del estator.	54
Figura 40	Mantenimiento a Conexiones y devanados.	55
Figura 41	Sondeo cuña.	56
Figura 42	Retiro de cuñas en mal estado.	56
Figura 43	Limpieza de cuñas.	58
Figura 44	Reacuñado.	58

Figura 45	Secado de los candados puestos.	58
Figura 46	Lubricación de cuña.	59
Figura 47	Limpieza de polo.	59
Figura 48	Lubricación con barniz.	60
Figura 49	Retiro de aislante desgastado.	60
Figura 50	Deslizamiento de cuña superior.	61
Figura 51	Montaje de polo.	61
Figura 52	Aislamiento de la barra.	62
Figura 53	Adherimiento de termocontactil.	62
Figura 54	Conexión de las barras de excitación y recubrimiento de sus conexiones.	63
Figura 55	Retiro del micro en la pista de frenado.	64
Figura 56	Micro anterior XCK-M. y Micro nuevo ZCKM1.	64
Figura 57	Soldadura de dispositivo de sujeción de micros.	66
Figura 58	Montaje de micros nuevos.	66
Figura 59	Desconexión de T. De Excitación.	67
Figura 60	Extracción de transformador.	67
Figura 61	Transformador de excitación nuevo.	67
Figura 62	Conexión a tierra del transformador.	67
Figura 63	Bus de fase Aislada.	69
Figura 64	Trenzas de conexión.	69
Figura 65	Pirómetro Analógico.	69
Figura 66	Pirómetro Digital.	69
Figura 67	Válvula retirada y válvula nueva.	71
Figura 68	Empaques para válvulas.	72
Figura 69	Modificación de tubería.	72
Figura 70	Montaje de Electroválvulas Nuevas.	72
Figura 71	Vista interna de las válvulas.	72
Figura 72	Diagrama de cableado - Tecla numérica, Serié estándar, realizado por FORUM.	73
Figura 73	Indicadores de flujo.	74
Figura 74	Cableado y conexión de electroválvulas.	74
Figura 75	AVR Unitrol D.	75
Figura 76	Montaje de AVR 6800.	75
Figura 77	Tablero de excitación.	77
Figura 78	Quebradora de campo.	77
Figura 79	Paneles de control.	78
Figura 80	Flujo de aire refrigerante.	78
Figura 81	Conexión a tierra del AVR.	79
Figura 82	Conexión de trenzas.	79
Figura 83	Aspiración de Residuos.	80
Figura 84	Limpieza con dielectrol al estator.	80
Figura 85	Aplicación de barniz.	81
Figura 86	Prueba de Resistencia de Aislamiento.	81
Figura 87	Desconexión de relevadores y contactores.	82
Figura 88	Contactores y relevadores nuevos.	82

Figura 89	Colocación de tolvas.	83
Figura 90	Unidad armada.	83
Figura 91	Cargador anterior	84
Figura 92	Cargador nuevo.	84
Figura 93	Diagrama de conexiones externas.	85
Figura 94	Llenado de baterías	85
Figura 95	Conexión de baterías.	85
Figura 96	Prueba de densidad del Ácido.	86

	<b>LISTADO DE TABLAS</b>	<b>PAGINA</b>
Tabla 1	Características unidades de la primera etapa (1-5).	06
Tabla 2	Características unidades de la segunda etapa (6-8).	06
Tabla 3	Muestra la distribución de los diferentes niveles de la central así como referenciado con la altura sobre el nivel del mar “MSNM”.	17
Tabla 4	Especificaciones del micro ZCKM1.	64
Tabla 5	Especificaciones del micro XCK-M.	65
Tabla 6	Calculo de I.P y I.A de resistencia de aislamiento del estator.	93
Tabla 7	Medición de escobillas Primera etapa.	94

## **1.- INTRODUCCIÓN.**

Los estándares de calidad y confiabilidad en el sistema eléctrico nacional, siempre ha sido de gran importancia y cumplir con esas necesidades lleva a una gran responsabilidad ya que con ello impulsamos el desarrollo del país. Para lograr este objetivo es necesario contar con la garantía de que los equipos se encuentran en óptimas condiciones para operar en el momento que se disponga y que la demanda lo requiera.

Surgiendo así la necesidad de desarrollar métodos de mantenimiento que estén actualizados y sea dirigido para el personal quien realiza los trabajos. Este proyecto se realiza en la empresa denominada Comisión Federal de Electricidad, específicamente en la central hidroeléctrica Ing. Manuel Moreno Torres, Generación VI Chicoasén Chiapas.

Esta central cuenta con una cortina de 261 metros de altura, 2400 MW instalados de producción de potencia y un embalse de casi 1,600 hectómetros cúbicos de agua (1.6 millones de litros). Dicho proyecto se ha desarrollado en el departamento Eléctrico, y para ello es necesario realizar el programa de mantenimiento menor de la unidad generadora N. 2 que se encuentra en la primera etapa.

Este proyecto tiene como finalidad, fortalecer el servicio de generación eléctrica, obteniendo calidad en la mano de obra y la eficiencia en la aplicación de los trabajos.

## 1.1. Antecedentes.

La Presa Ing. Manuel Moreno Torres Chicoasén (Figura 1), es una Central Hidroeléctrica que adquiere la fuerza motriz del agua para la generación de energía eléctrica; está ubicada al final del Parque Nacional Cañón del Sumidero, alimentándose del cauce del Río Grijalva, a 41 km al noroeste de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. La central hidroeléctrica recibe el nombre del Ing. Manuel Moreno Torres, en honor al Director General de CFE durante el sexenio del presidente Adolfo López Mateos (1958-1964) y fue uno de los principales impulsores del proyecto nucleoelectrico de Laguna Verde.



Figura 1: Ubicación y colindancia.

La planta hidroeléctrica se completó en 1980 y tiene una capacidad de 2,400 MW. Con un espacio de almacenamiento total de 1,600 hectómetros cúbicos de agua, y 261 metros de altura, siendo con esto una de las 10 presas más alta del mundo y ocupa el quinto lugar a nivel mundial. Una central hidroeléctrica se compone de una presa, una casa máquinas donde se instalan los equipos electromecánicos y auxiliares (turbina, generador eléctrico, transformadores), y un cuarto de control para la operación de la central.



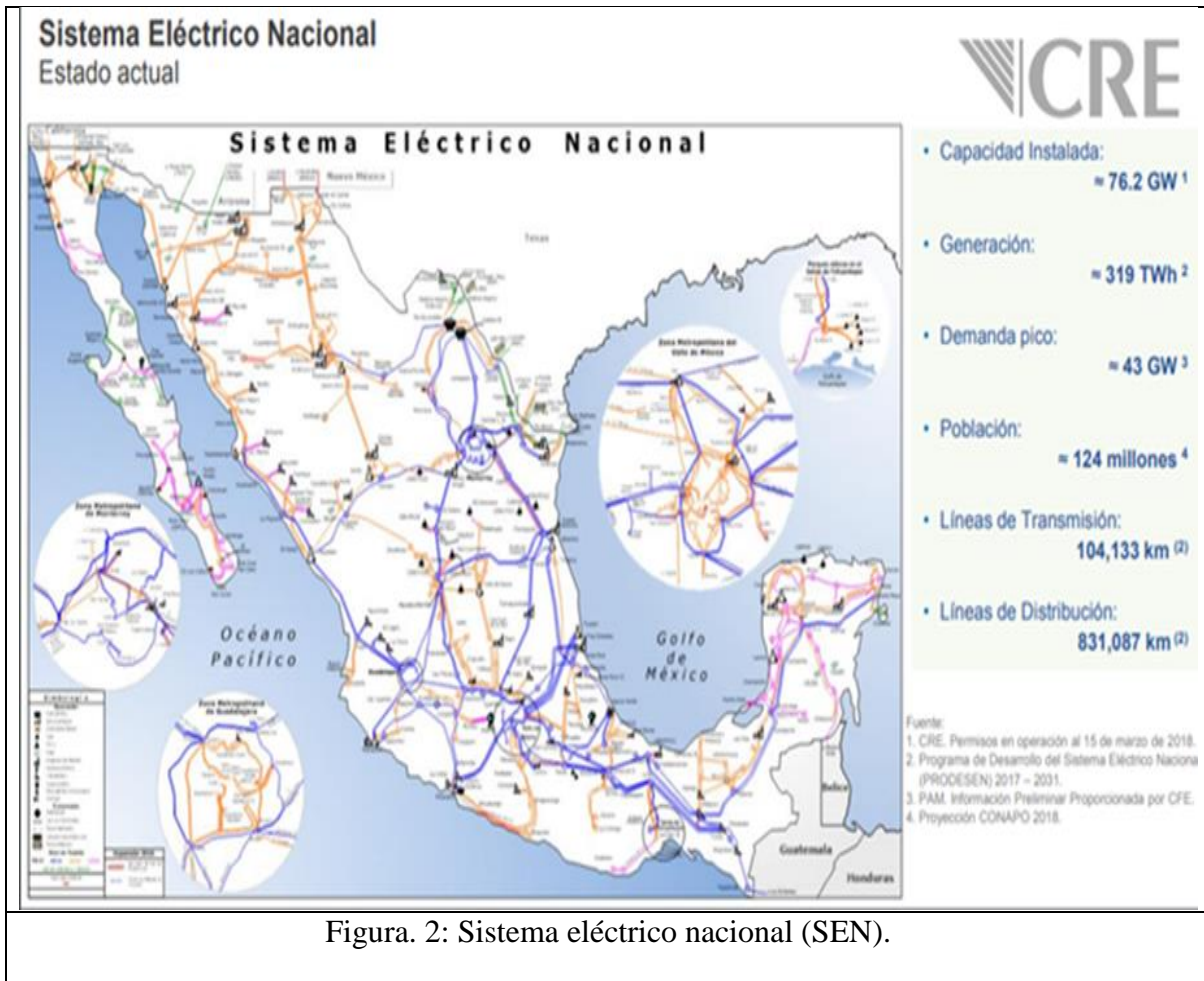
La central se construyó en dos etapas: En la primera etapa se instalaron las unidades 1, 2, 3, 4 y 5, que entraron en operación en distintos meses de 1980 y 1981. En la siguiente tabla se describen los datos del generador de la primera etapa.

<b>Generador trifásico tipo:</b>	GG5 6408
<b>Marca:</b>	ASEA
<b>Potencia Nominal:</b>	300,000 KVA
<b>F.P:</b>	0.95
<b>Corriente Nominal del Estator:</b>	10,189 A
<b>Corriente de campo a la potencia Nominal del generador:</b>	1,632 A.
<b>Voltaje:</b>	17,000 V.
<b>Frecuencia:</b>	60 Hz.
<b>Velocidad síncrona:</b>	163.64 r.p.m.
<b>Velocidad de desboque:</b>	296 r.p.m.
<b>Numero de polos:</b>	44
<b>Aislamiento estator:</b>	Clase F (Micapact)
<b>Aislamiento rotor:</b>	Clase F
<b>Refrigeradores de aire tipo:</b>	RJAK 22-9-5-2
<b>Numero de enfriadores:</b>	19
<b>Escobillas del anillo colector tipo y clase:</b>	4391 1290-4570 MORGAN EG 0R
<b>Cantidad por anillo:</b>	29
Tabla 1. Características unidades de la primera etapa (1-5)	

En la segunda etapa se implementaron las unidades 6, 7, y 8, las cuales se habilitaron en operación en distintos meses de 2004 y 2005, por lo que actualmente la central cuenta con una capacidad instalada de 2400MW en la siguiente tabla se describen los datos de las máquinas de la segunda etapa.

<b>Marca:</b>	Alstom
<b>Tipo:</b>	Trifásico y vg 300-180
<b>No. de fabricación:</b>	G00743-7
<b>Potencia aparente:</b>	300,000 KVA
<b>Tensión nominal:</b>	17,000 volts
<b>Corriente nominal:</b>	10,189 amp.
<b>Factor de potencia:</b>	0.95 cos $\alpha$
<b>Velocidad:</b>	180 rpm
<b>Frecuencia:</b>	60 Hz
<b>Clase de aislamiento:</b>	F
<b>Servicio</b>	Continuo
<b>Excitación:</b>	355 Vcd. 1,937 amp.
<b>Protección:</b>	IP-21
Tabla.2 características unidades de la segunda etapa (6-8)	

La energía que se genera se transporta a través de diez líneas de transmisión: seis a 400 KV y cuatro de 115 KV. La mayoría de las líneas de alta tensión en 400 KV envían el fluido eléctrico hacia la Ciudad de Veracruz, y el área central del país, con un enlace a la Central Hidroeléctrica La Angostura, en el municipio de Venustiano Carranza, Chiapas y otro con la Central Hidroeléctrica Malpaso en el municipio de Netzahualcóyotl, como se ilustra en la figura 2.



El equipo que rige en una central siendo la parte principal y fundamental de ella es la turbina. Su operación y mantenimiento debe cuidarse detalladamente para identificar potenciales fallos y tomar las medidas necesarias en el mantenimiento preventivo y o correctivo tal cual sea su caso, para poder aumentar su fiabilidad, disponibilidad y vida útil del equipo.

Es de suma importancia que las tareas de mantenimiento de este tipo de equipos se efectúen con rapidez para minimizar las pérdidas de producción asociadas a los trabajos de mantenimiento.

Debemos conocer los mecanismos de deterioro que sufren los equipos de la central para tomar medidas correctivas que detengan el proceso, teniendo como objetivo evitar daños que impliquen paradas no programadas que resultan caóticas para la empresa. Como consecuencia implica la reducción de la eficiencia energética y afectan su disponibilidad.

En este proyecto se analizan y discuten algunos mecanismos de deterioro que se han producido en el estator y el rotor de generadores ya sea por el proceso natural de envejecimiento o por operación anormal.

Una herramienta que nos ayuda en estos procesos es el plan de mantenimiento, se propone para conocer el estado actual y la evolución futura de los equipos principales de una central, logrando obtener información detallada de cómo el funcionamiento afecta a la vida de la turbina, del generador y del transformador, con el objetivo de detectar cualquier anomalía antes de que origine una avería mayor y una parada no programada, diagnosticando la causa y ubicación del problema originado.

Este plan de mantenimiento, complementado con los mantenimientos rutinarios, es un programa de mantenimiento fundamental para desarrollar trabajo en equipos con el personal capacitado. El Mantenimiento Rutinario, es una estrategia que se ha implementado para mejorar la productividad y las prácticas relacionadas cuya meta final es las cero averías y cero defectos, mejorándose así las tasas de operación de los equipos con menos fallas y pérdidas energéticas en el marco de generación

En nuestro país, son varios los problemas que la industria energética enfrenta, el que destaca para este caso son las pérdidas económicas resultantes de fallas producidas en alguno de los generadores que forman parte del Sistema Nacional Interconectado, cuando esto sucede el tiempo de reparación puede prolongarse y surgen complicaciones al no disponer de los repuestos o materiales al instante de producirse el daño.

## **1.2. ESTADO DEL ARTE.**

Se ha tratado por muchos años hacer procedimiento adecuado para agilizar los mantenimientos con eficiencia y en menor tiempo. Sin embargo se han establecido los criterios para tener una solución al problema. A continuación se hace mención de lo que se desea alcanzar al realizar este proyecto para la ejecución del programa de mantenimiento menor a la unidad generadora N.2 son los siguientes:

- 1.- Aprovechar al máximo la actividad funcional de la máquina productiva, con la máxima eficiencia funcional, alta confiabilidad y un elevado grado de seguridad.
- 2.- Reducir el desgaste o deterioro de los equipos de producción preservando así el capital invertido en ellos.
- 3.-Efectuar los objetivos anteriores con un financiamiento adecuado sin afectar la eficiencia del servicio.

Enunciaremos las ventajas que caracterizan este tipo de mantenimiento para su integro desarrollo:

- Confiabilidad en los equipos que operan en mejores condiciones de seguridad, ya que se conoce su estado, y sus condiciones de funcionamiento.
- Uniformidad en la carga de trabajo para el personal de mantenimiento debido a una programación de actividades.
- Disminuir los pagos por tiempo extra de los trabajadores de mantenimiento en reparaciones.
- Menor número de reparaciones repetitivas por ende reducción en los costos.
- Obtener un mejor control de refracciones, lo cual conduce a tener un inventario mínimo.
- Mayor seguridad para los trabajadores y mejor protección para la planta.

### **1.3. OBJETIVOS**

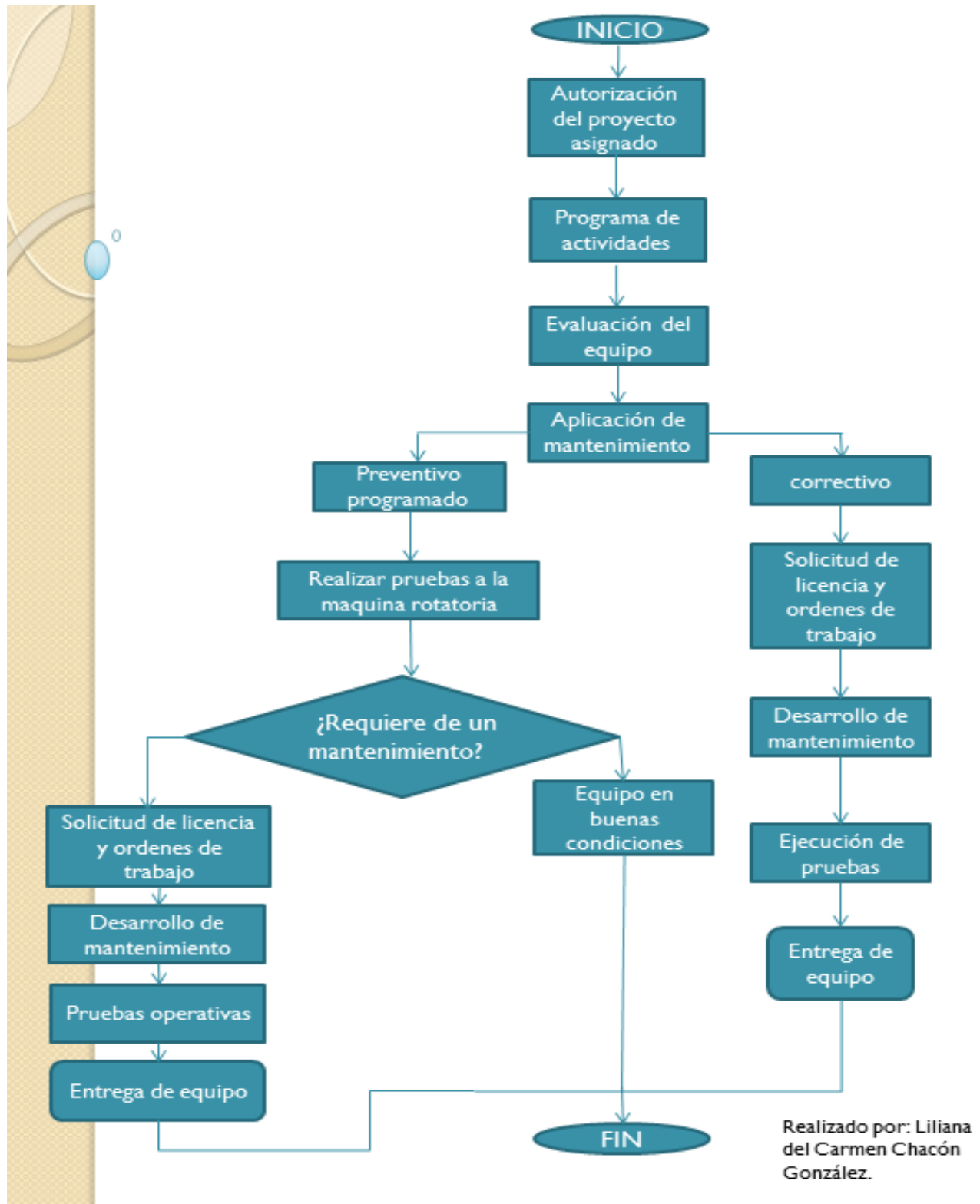
#### **Objetivo general:**

Realizar el programa de Mantenimiento Menor a la Unidad generadora No.2, para la eficiencia del sistema de generación y prevención de fallas.

#### **Objetivos Específicos:**

- 1) Dar seguimiento a procedimientos para el mantenimiento preventivo a Generadores de Corriente Alterna y cumplir con los programas de planeación y protocolos establecidos para una eficiencia en la mano de obra.
- 2) Analizar fallas al generador y detectar cualquier anomalía antes de que origine una avería mayor y una parada no programada, diagnosticando la causa y ubicación del problema originado para aplicar el mantenimiento correspondiente de acuerdo a las características de funcionamiento que se presentan.
- 3) Realizar mantenimiento preventivo y correctivo al generador y equipos auxiliares de acuerdo a las especificaciones de operación recomendadas para garantizar su óptimo funcionamiento y funcionalidad de los generadores.

#### 1.4. METODOLOGIA; DIAGRAMA A BLOQUES, DEL HARDWARE.



## 1.5. JUSTIFICACION

Otro dato importante que debemos de conocer sobre el mantenimiento cual se debe ejercer primero tal sea el caso, el mantenimiento predictivo, es una metodología que puede ser aplicada antes de los otros mantenimientos. Que lleva en consideración el estado del equipamiento. El mantenimiento predictivo hace el acompañamiento periódico de las máquinas basándose en el análisis de datos colectados por medio de monitorizaciones o inspecciones en campo con los equipos determinados para diagnosticar una falla futura a los equipos que se encuentran rodando en cada unidad.

Uno de los objetivos del mantenimiento predictivo es la verificación puntual de los equipamientos a fin de anticipar eventuales problemas que puedan causar gastos mayores con mantenimientos correctivos. Teniendo como resultados optimizar el uso de máquinas y equipamientos, aumentando la productividad y reduciendo el costo para la empresa. El mantenimiento predictivo es una práctica valiosa para constituir un programa amplio de gestión de mantenimiento de una planta, sin embargo, no sustituye totalmente a los métodos más tradicionales de gestión de mantenimiento.

Mientras que los programas tradicionales se basan en servicios de rutina de toda la maquinaria y respuesta rápida a fallas inesperadas, el mantenimiento predictivo programa tareas específicas de mantenimiento solamente cuando sean de hecho necesarias. El no elimina totalmente todos los aspectos de los programas tradicionales preventivos y correctivos, aunque puede reducir el número de fallas inesperadas, bien como suministrar una herramienta de programación más confiable para tareas rutinarias de mantenimiento preventivo.

La premisa del mantenimiento predictivo es que la monitorización regular de las condiciones mecánicas reales de las máquinas y del rendimiento operativo de los sistemas de proceso, va a garantizar el intervalo máximo entre las reparaciones. También va a minimizar el número y el costo de las paradas no programadas creadas por fallas de la máquina, y va a mejorar la disponibilidad global de las plantas operacionales. En realidad, el mantenimiento predictivo puede ser visto como un programa de mantenimiento preventivo accionado por una condición.

A continuación describimos las ventajas de implementar este programa de mantenimiento en el generador y sus beneficios. Todos ellos son resultado de mejoras comprobadas después de aplicaciones y estudios en diversas empresas.

- ❖ Reducción de los costos de mantenimiento.
- ❖ Reducción de fallas en las máquinas.
- ❖ Reducción del tiempo de parada para reparación.
- ❖ Reducción en el stock de piezas de repuesto.
- ❖ Aumento de la vida de las piezas.
- ❖ Aumento de la producción.
- ❖ Mejora en la seguridad del operador.
- ❖ Verificación de las reparaciones.
- ❖ Ganancia global.



## 2.- FUNDAMENTO TEORICO.

### 2.1. CASA DE MAQUINAS

Es muy importante conocer este lugar de trabajo, es necesario reconocer cada sección o área del lugar y cómo está estructurado, la función de cada área, los equipos que se manejan y lo más importante para la seguridad del personal, los riesgos que se corren en el área de trabajo. La casa de máquinas se encuentra estructurada de la siguiente manera:

<b>No. PISO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>ELEVACIÓN</b>
1	Piso de generadores o playa de montaje.	211 msnm
2	Piso de barras.	207 msnm
3	Piso de turbinas.	203 msnm
4	Piso de cableado o de charolas.	199 msnm
5	Piso de inspección.	187 msnm
6	Desfogue o galería de oscilación.	182.2 msnm

Tabla 3. Muestra la distribución de los diferentes niveles de la central así como referenciado con la altura sobre el nivel del mar “MSNM”.

La central cuenta con una galería de drenaje de 199 m de longitud y 1.50 m de ancho y 3.75 m a la parte superior de la bóveda en forma de arco, dispuesta a lo largo de Casa de máquinas a la elevación de 184.24 m. En dicha galería son canalizadas todas las aguas de los sistemas de drenaje y filtraciones existentes en Casa de máquinas.

La galería cuenta con una ligera pendiente hacia el cárcamo de drenaje o bombeo que se encuentra entre las unidades 5 y 6, desde donde es bombeada el agua hacia el exterior por medio de un sistema de bombeo integrado por 3 bombas verticales para pozo profundo marca WORTHINGTON con un gasto de 13250 lts/min, equipadas con motores marca “US” tipo vertical de 250 H.P. a 440 v y 3 bombas con un gasto de 2300 lts/min, equipadas con motores de 50 H.P. de la misma marca que los anteriores.

Las bombas se encuentran instaladas en la elevación 207.00 m, con el mismo centro de línea que el cárcamo de drenaje. La descarga del equipo de bombeo se realiza en la galería de oscilación de las unidades 1 y 2 de la siguiente forma, las tuberías de descarga de las bombas de 250 H.P., con un diámetro de 12” y las de las bombas de 50 H.P., con un diámetro de 6” son conectadas a una tubería de 20” que se constituye en la línea de descarga general del equipo de bombeo y por medio de la cual es conducida el agua a la galería de oscilación señalada.

Después de conocer la información de cada una de las áreas que componen el lugar de trabajo (casa de máquinas) se hizo el recorrido en cada una de ellas para tener conocimiento visual de dichas áreas y saber en cuál de estas se realiza el trabajo.

### **2.1.1. PISO DE GENERADORES O PLAYA DE MONTAJE.**

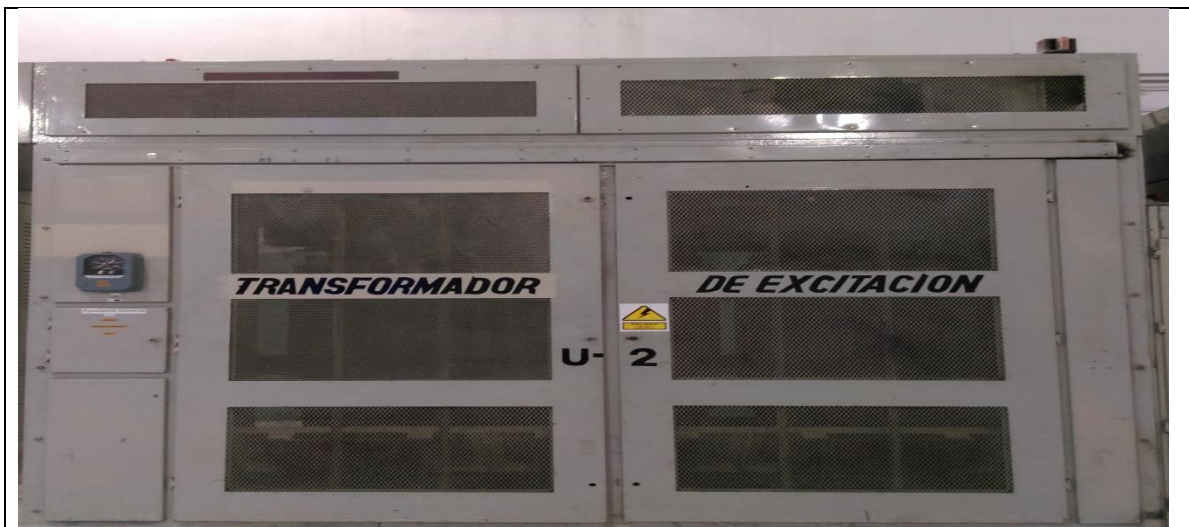
El área principal por donde se empieza el recorrido y operación de la central es por el piso de playa de montaje, aquí se encuentran ubicados los equipos que en esta área se operan. En el área de playa de montaje o piso de generadores encontramos los AVR, quebradora de campo, generador, grúas viajeras, los transformadores de servicios propios, transformadores de excitación y acceso a la sala de control. Como se muestra en la **Figura 3**.



Figura 3: Ubicación del piso de generadores o playa de montaje.

### 2.1.2. TRANSFORMADORES DE EXCITACIÓN.

Los transformadores de excitación, (**Figura 4**) son los que se encargan de darle un pulso de corriente al generador para empezar a generar la energía eléctrica.



**Figura 4:** Transformadores de excitación.

### 2.1.3. AVR (Sistema De Excitación).

El sistema de excitación estática comprende el equipo completo de excitación y regulación de tensión del generador. La parte principal del sistema de excitación es el convertidor de tiristores que alimenta el devanado de campo con corriente continua. Este convertidor está controlado por la unidad de control de excitación y la potencia requerida para la excitación es tomada a través de un transformador de alimentación tipo seco y alejado en un armario de chapa de acero. La alimentación para el transformador es tomada de las terminales del generador (Bus de fase aislada).

Dentro de esto podemos encontrar dispositivos con sistemas de PLC (Control Lógico Programable), tiristores, capacitores, resistencias térmicas para humedad relativa, etc. (**Figura 5**).



**Figura 5:** Gabinete AVR

#### 2.1.4. QUEBRADORA DE CAMPO.

Es el interruptor que se encarga de realizar apertura o cierre del circuito entre el generador y el transformador, ya que si este no opera no excita la máquina, representada en la figura 6.



**Figura 6:** Gabinete Parte interior Quebradora de campo.

### 2.1.5. GENERADOR.

Es la maquina sincrónica que tiene la característica de funcionar como generador o como condensador (motor) según sea la necesidad y gracias a sus características de diseño.

### 2.1.6. GRÚAS VIAJERAS.

Las Grúas viajeras son equipos mecánicos que permiten mover y trasladar los equipos de alto tonelajes, CFE cuenta con dos grúas viajeras (**Figura 7**), las cuales soportan dos pesos, una de 40 toneladas y la otra de 270 toneladas.



**Figura 7:** Vista de Grúa Viajera.

### 2.1.7. TRANSFORMADORES DE SERVICIOS PROPIOS.

Proporciona el potencial para alimentar a los interruptores de servicios propios quienes a su vez alimentan a los equipos auxiliares de la máquina, los servicios propios de las unidades se nombran de la siguiente manera;

- 1.- Sistema de Aireación.
- 2.- Agua de enfriamiento
- 3.- Izaje y pre-lubricación
- 4.- Extractor de vapores
- 5.- Regulación.
- 6.- Frenado.

Los Servicios Generales de la Central son:

- 1.- Sistema Contra-Incendio.
- 2.- Bombas de Achique.
- 3.- Aire Comprimido.
- 4.- Ventilación.
- 5.- Control de Grúas Viajeras.
- 6.- Sala de Baterías.
- 7.- Iluminación y Comunicación.

### **2.1.8. SALA DE CONTROL O TABLEROS.**

Es el centro de mando de los servicios propios, automatizados, de todas las unidades generadoras y de los Servicios Generales de la Central. En esta área de trabajo encontramos equipos IHM (interface hombre-máquina), donde se monitorea y controla las unidades generadoras (**Figura 8**).



**Figura 8:** Sala de control.

### **2.1.9. PISO DE BARRAS**

En esta área, encontramos todos los equipos de protección y control de las unidades, así con los interruptores de cambios de servicios propios, también se encuentran las tres fases (delta-estrella) en el bus de fase aislada (**Figura 9**) que van conectados hasta los generadores, ahí se encuentran el bus par y el bus non, los cuales hacen referencia a los

alimentadores de toda la casa de máquinas (Circuitos del exterior, provenientes de la subestación), que vienen de la estación unitaria con un voltaje de 440v cada una.

A demás de los equipos mencionados, se encuentran también, el banco de baterías por unidad de 24 VCD, tanque acumulador de aire para cambio a condensador de las unidades 3 y 5 así como el sistema de bombeo de achique de la casa de máquinas (**Figura 10**).



**Figura 9:** Bus de Fase aislada



**Figura 10:** Sistema de bombeo.

### **2.1.10. PISO DE TURBINAS**

Existen 3 tipos de turbinas que son las más comunes, están las Pelton, Francis y Kaplan. La Turbina Pelton también se le conoce con el nombre de turbina de presión. Son adecuadas para los saltos de gran altura y para los caudales relativamente pequeños. La forma de instalación más habitual es la disposición horizontal del eje.

La Turbina Francis es la que opera en esta central, es conocida como turbina de sobrepresión, porque la presión es variable en las zonas del rodillo. Las turbinas Francis se pueden usar en saltos de diferentes alturas dentro de un amplio margen de caudal, pero son de rendimiento óptimo cuando trabajan en un caudal entre el 60 y el 100% del caudal máximo. Pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal o en posición vertical pero, en general, la disposición más habitual es la de eje vertical.



**Figura 11:** Turbina Francis.

Las Turbina Kaplan son turbinas de admisión total y de reacción. Se usan en saltos de pequeña altura con caudales medianos y grandes. Se instalan con el eje en posición vertical, pero también se pueden instalar de forma horizontal o inclinada. En este piso se encuentran las turbinas que como anteriormente mencionamos son tipo Francis de las 8 unidades, que son las que se encargan generar la energía, se encuentran las electroválvulas, las estaciones hidráulicas de las unidades de la segunda etapa que son la unidad 6, 7, y 8, el distribuidor de álabes, se encuentra la unidad auxiliar.

Así como también las bombas de izaje que solo pertenecen a las de la primera etapa ya que son auto lubricantes, los extractores de vapores de aceite, el contenedor de combinado aire-aceite, el regulador de velocidad, equipos de control automático, tubería de agua de enfriamiento, tuberías contra incendios, compuertas cilíndricas en las unidades 6, 7, y 8, el acceso a la carcasa espiral, interruptores de la unidad auxiliar.



### 2.1.11. PISO DE CABLEADO O DE CHAROLAS.

En esta área de trabajo se encuentra la mayoría del cableado de casa de máquinas, son llevadas por medio de charolas, y también se encuentra el tanque acumulador de servicios generales el cual es para uso del personal técnico, así también se ubica el acceso al tanque acumulador de aire del sistema de condensadores síncronos correspondiente a la 2ª etapa.

### 2.1.12. PISO DE INSPECCIÓN.

El nombre de este piso hace referencia a que se encuentran las escotillas para entrar al rodete y realizar la inspección interna de las turbinas, también encontramos, sensores electro-niveles que monitorea la tubería de descarga. Otros equipos que se encuentran en este piso son los siguientes: bombas de achique de la segunda etapa, tubería de presión de la unidad 2, 3 y de la unidad auxiliar.

### 2.1.13. DESFOGUE O GALERÍA DE OSCILACIÓN.



**Figura 12:** Galería de oscilación para las unidades 8, 7, 6, 1, 2.



**Figura 13:** Galería de oscilación para las unidades 3,4 y 5.

La Galería de Oscilación es una obra civil, su función es la “frenar la fuerza del agua” y calmar su salida a los Túneles de Desfogues. Está dividida en dos sub-cámaras, por un sitio de mantenimiento y estación de la grúa viajera, la primera para las unidades 8, 7, 6, 1, 2, (**Figura 12**) y la segunda para las unidades Auxiliar, 3, 4 y 5 (**Figura 13**). Cada una con sus respectivas compuertas las cuales son 2 por unidad.

#### **2.1.14. SALA DE TRANSFORMADORES.**

Se encuentran todos los transformadores de potencia los cuales corresponden 3 por unidad, los transformadores son monofásicos que hacen un banco trifásico uno por fase. Estos se encargan de elevar la tensión del generador que equivale a 17 000 volts a 400 000 volts, los cuales son entregados a la subestación a través de las líneas de transmisión. Estos transformadores cuentan con sus equipos auxiliares como son bombas de recirculación de agua, aceite, flujómetros, electroválvulas, intercambiadores de calor etc.

#### **2.2.- GENERADOR.**

El generador de C.A. es el equipo más importante para la producción de energía eléctrica en la actualidad, la corriente alterna se utiliza en las aplicaciones y trabajos de potencia debido a la facilidad con que puede ser transformada. Los alternadores requieren para su operación, de la acción de una bobina cortando líneas de fuerza dentro de un campo magnético cruzado a través de la bobina, siempre que exista un movimiento relativo entre la bobina y el campo que generara su voltaje.

El funcionamiento de un generador de C.A. se basa en el principio de que una fuerza electromotriz (fem) se genera en un conductor cuando éste, corta las líneas de fuerza de campo magnético, o bien cuando las líneas de fuerza con movimiento son cortadas por un conductor que se mantiene fijo. El principio de operación de los generadores, se basa en la aplicación de las siguientes leyes: Ley de Faraday o de inducción., ley de Lenz, ley de ampere y Ley de Biot-Savart.

Faraday establece que si el flujo magnético eslabonado por un circuito eléctrico cerrado, varía con respecto al tiempo, una fuerza electromotriz (FEM) es inducida en el circuito. Lenz estableció que la fuerza FEM inducida, es de tal sentido, que la corriente inducida se opone al cambio del flujo. La ley ampere establece que la integral de la línea de la intensidad del campo magnético a lo largo de una trayectoria cerrada es igual a la suma de los ampere espiras con las que esta trayectoria esta enlazada.

Así como en Ley de Biot- Savart nos dice que todo conductor bajo la acción de un campo magnético y por el cual circula una corriente eléctrica queda sometido a la acción de una fuerza que lo hace desplazarse a través del campo. En los generadores de C.A. generalmente el campo es el que gira durante la operación del alternador los polos no cambian su polaridad, ya que están alimentados por una corriente continua, proveniente del sistema de excitación, que pueden ser estáticos o generadores de corriente.

### **2.2.1. PARTES PRINCIPALES QUE CONSTITUYEN AL GENERADOR Y SU FUNCIÓN.**

#### **1.- EXCITACIÓN DEL GENERADOR:**

El campo magnético tiene como función convertir el par mecánico de entrada, en corriente eléctrica hacia el exterior. El campo es producido por una fuente de corriente continua, que es el excitador, que fluye a través del devanado en los polos del ROTOR (devanado de campo).

#### **2.- CIRCUITO MAGNETICO:**

El rotor y estator son combinados para completar la trayectoria magnética. La presencia de la estructura del estator a través del campo de los polos incrementa el flujo. se observa que el flujo atraviesa 2 núcleos de metal y un espacio de aire (entre hierro); como el rotor gira, la trayectoria del flujo es también rotativa, cortando todas las ranuras del estator. El flujo fluye hacia adentro y hacia afuera en pasos sucesivos de polo a polo.

### 3.- DEVANADO DE ARMADURA:

El devanado del estator también se le conoce como inducido o de armadura y se encuentra en la parte fija del generador, siendo estas las bobinas del devanado, la suma de los voltajes inducidos en todas las bobinas en serie nos produce el voltaje de salida o terminal. Se muestra un devanado trifásico, el cual es similar pero las 2 nuevas fases parten de ahora de B Y C.

La frecuencia que se obtiene de un alternador depende de su velocidad y del número de polos, y se calcula así:

$$F = P \times N / 120 \quad P = \text{No. De polos} = 44$$

$$N = \text{RPM} = 163.64$$

$$F = 44 \times 163.64 / 120 = 60 \text{ Hz}$$

Los generadores giran a una bien definida velocidad constante, que determina la frecuencia y fuerza electromotriz que se aplica al generador. La velocidad es usualmente conocida como Velocidad Síncrona, por esta razón recibe el nombre de generadores síncronos. Las partes generales de un generador síncrono en general para una central hidráulica son:

1. Carcasa.
2. Estator.
3. Devanados del Rotor.
4. Rotor y Polos.
5. Chumacera.
6. Dispositivo de frenado.
7. Ventilación y refrigeración
8. Sistema de excitación.
9. Regulador de voltaje.

### **2.2.2. DESCRIPCION GENERAL DE LAS PARTES PRINCIPALES.**

A continuación se describen las partes principales que corresponden a estator.

#### **1.- Carcaza del estator.**

La carcaza del estator es una estructura de acero soldada hecha se secciones de placas y acero enrollado compuesta principalmente por pilares verticales, anillos horizontales, placas de apoyo vertical, barras en cola de milano y placas de casco. Exteriormente tiene una forma de polígonos regulares con los pilares verticales en los vértices.

Generalmente los estatores están divididos en un número o devanado de secciones que han sido determinados por las condiciones de transporte y montaje, dichas divisiones del estator están situadas a media distancia entre los pilares y consisten en placas de juntas que son atornillados con pernos.

#### **2.-Nucleo del estator.**

El núcleo esta echo de acero de silicio de un alto grado de calidad resistente a la acción del tiempo aislado en los dos lados con un barniz resistente al calor y sujeto a la carcaza por medio de cuñas de cola de milano. El núcleo esta finamente asegurado por medios de dedos de presión de acero no magnético y por placas de acero presionados al núcleo por anillos de presión en la parte superior e inferior de la carcaza del estator.

#### **3.- Devanado del estator.**

El devanado del estator está conectado en estrella y consiste en bobinas idénticas de una espira, formando un embobinado de tipo diamante con aislamiento clase F y colocadas en ranuras abiertas con dos lados de bobina por ranura. Los hilos que forman un conductor se transponen en las ranuras. Los extremos del conductor neutro se acoplan a terminales aparte.

Cada hilo está aislado con fibra de vidrio impregnado con resina expósidica termo fraguada, que garantiza las buenas características térmicas y aislantes. Cinta de Mica, retornada de fibra de vidrio es aplicada en seco a las partes que quedan en la ranura y los extremos de los devanados bajo tensión constante en una máquina hasta obtener el grosor

requerido. Los extremos hechos a máquina se sellan para la preparación de poner la cinta a mano.

Las bobinas ya secas y aisladas se colocan en autoclave y son expuestas a un alto vacío. Luego se introduce una resina insoluble expósidica, aplicándola bajo presión e impregnando en la bobina. Finalmente son sometidos en plantillas y formadas antes de ser metidas en el horno. El aislamiento descrito se denomina Micapact.

Después de haber efectuado el proceso de aislamiento la parte de la bobina que queda en la ranura y las partes adyacentes a la entrada de la ranura son barnizadas con un barniz basado en resina con grafito para evitar descargas de corona, un barniz de características no lineal es aplicado a los extremos de las partes de las bobinas que quedan en las ranuras para nivelar y distribuir la tensión mecánica.

Las conexiones entre los extremos de las bobinas y las terminales se hacen después del montaje de las bobinas de las ranuras del estator. Después de terminado el devanado, se le aplica un barniz resistente al aceite. Los detectores de temperatura de las ranuras están situados en el espacio entre 2 bobinas.

A continuación se describen las partes principales que corresponden a Rotor.

### **1.- Araña del rotor tipo disco.**

La araña del rotor está diseñado para acoplamiento por bridas al eje. Dos discos de placa de acero están soldados al cubo y placas de acero a su vez soldadas entre los discos, para formar un cuerpo rígido en forma de tambor. A las placas de entre los discos se le sueldan refuerzos para su rigidez vertical. Barras soldadas a los extremos exteriores de las placas soportan el anillo base del rotor.

Los discos de placa de acero se sueldan al cubo del rotor formando la superficie superior e inferior de la araña del rotor. Los discos transfieren el momento de torsión del cubo, al anillo base del rotor.

## **2.-Anillo base del rotor.**

En anillo base del rotor está constituida por una determinada cantidad de secciones. El anillo consiste en segmentos de placa de acero sobre montados de tal manera que haya la mayor área de sección y superficie de fricción, teniendo en cuenta el número de polos y el tamaño apropiado de los segmentos.

En el fondo hay un anillo de presión aproximado 60mm de espesor sobre el cual se colocan los segmentos consecutivamente. El nivelado del anillo resultante se asegura parcialmente por medio de cuñas, situadas en ranuras de la superficie inferior y parte por medio de barras metidas en agujeros que sean perforados previamente en los segmentos.

Entre cada sección hay un canal de aire consistente en 2 placas de soporte separadas por piezas espaciadoras en su sitio, de manera que guían el aire hacia afuera a través del anillo. La parte superior del anillo está terminada con una placa de presión similar a la inferior y por medio de pernos pasadores se tensionan los 2 anillos con el fin de obtener la fuerza de fricción requerida entre las capas de los segmentos.

Un receso situado en la parte inferior del anillo de presión inferior, forma un soporte para la pista de frenado. Consistente en segmentos fijos en un sitio por abrazaderas, los que pueden ser retirados con facilidad. El anillo tiene ranuras hechas para las colas de milano de los polos en la superficie exterior, en la superficie interior existen ranuras que se usan primero para el montaje del apilado y luego se usan para colocar en su sitio la araña del rotor.

## **3.-Núcleo del polo.**

El polo está constituido por placas de chapa de acero con la zapata del polo y el núcleo formado en una sola pieza. Las placas están apiladas y presionadas entre piezas de acero y terminales de acero de por medio de pernos pasadores. Las proyecciones de las piezas de las terminales forman soportes para la parte del embobinado que atraviesa el grosor y el material de las piezas terminales.

Se elige de manera que las fuerzas centrifugas de esta parte puedan ser transmitidas a las colas de milano sin exceder los límites de tensión permitidos. La sección del núcleo del

polo es rectangular. La zapata del polo es biselada para dar al voltaje la forma de una onda senoidal. Las colas de milano se suministran para montar los polos en el anillo del rotor.

La ranura es más amplia en uno de los lados para dar espacio a dos cuñas opuestas que son enclavadas y que aseguran el polo en su posición correcta. Las cuñas están cubiertas de un lubricante especial para altas presiones que permite que sean quitadas con relativa facilidad en caso de que hubiera necesidad de desmontar un polo.

El polo se ajusta verticalmente por medio de un tornillo en el anillo de presión inferior del rotor, situado bajo las colas de milano. Después del ajuste el tornillo es asegurado por medio de soldadura. Cada polo está provisto de un devanado amortiguador que consiste en un número determinado de barras redondas de cobre sin aislamiento, situadas en las ranuras semicerradas de cara de un polo e interconectadas entre cada polo del rotor.

#### **4.- Devanando del polo.**

El devanado del polo consiste en barras rectas de cobre unidas formando una bobina apropiado para el polo rectangular. Para alimentar la superficie de refrigeración se usan barras de 2 anchos. El aislamiento entre las espiras consiste en asbesto impregnado con resina epóxica. Durante la fabricación la bobina es calentada y comprimida.

La resina se derrite primero y llena todos los espacios vacíos, endureciéndose, luego de esta manera se obtiene una fuerte unión entre el cobre y el aislamiento de asbesto, formando una bobina rígida. El aislamiento alrededor del polo, así como el de los anillos de los extremos, está hecho de fibra de vidrio impregnada con resina poliéster.

#### **5.- Anillos colectores.**

Los anillos colectores están hechos de acero especial y son lo suficientemente anchos para permitir que las escobillas queden alternadas. Una espiral estriada en la superficie del desgaste de mejora la refrigeración y mejora del contacto de las escobillas.



## **6.- Mecanismo porta escobillas.**

Las porta escobillas se colocan en soportes cortos de broce posesionados con pasadores aislantes. Están colocados de tal manera que se evita la posibilidad de corto circuitos accidentalmente o que se efectúen la conexión a tierra de campo si se hace un cambio de escobillas con la maquina excitada. Los soportes en forma de sector de cada anillo están conectados conjuntamente y también un conmutador operado manualmente para cambiar la polaridad del anillo colector por intervalos regulares de tiempo.

## **7.- Circulación del aire.**

Dos ventiladores axiales opuestos, montados en el anillo base del rotor, forzan el aire a través de los polos y sale a la carcasa del estator por los conductos del núcleo. Una parte del aire va a través de los canales paralelos a los devanados superiores del estator por agujeros en la parte superior del estator y en los anillos de la base. Considerando la longitud del núcleo del estator es necesario refrigerar las partes centrales.

Por eso durante el apilado del anillo base de rotor se hace uno o más canales por el aire. Entradas especialmente formadas en la parte superior e inferior, de las placas centrales del rotor dejan pasar aire a estos canales a través de los polos, saliendo al núcleo del estator. Refrigeradores de aire refrigerados por medio de agua, colocados alrededor de la carcasa del estator, enfrían el aire que circula por ellos, al espacio entre el generador y la carcasa. El aire enfriado vuelve entrar en el generador por la parte superior de estator.

## **8.- Refrigeradores de aire.**

Los refrigeradores de aire están montados sobre aberturas que existen en la superficie exterior del estator y están conectados por medio de una válvula de cierre a la tubería del agua de refrigeración. Están dimensionados para permitir que el generador opere con seguridad a la potencia nominal aun con un refrigerador fuera de servicio y el agua de refrigeración a la temperatura especifica.

Los tubos de refrigeración esta hechos de CU-Ni/70-30 con aletas de refrigeración de aluminio y se sostienen en un marco de acero entre las placas tubulares de latón. El agua de refrigeración es distribuida a los tubos en atravesañs desmontables de acero cubiertos de plásticos y galvanizado al calor. Una junta resistente al aceite va insertada entre las placas tubulares y los atravesañs.

### **2.2.3. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.**

Tiene como objetivo proporcionar los elementos necesarios para unificar los criterios en la determinación de las condiciones que guardan los materiales que integran los aislamientos en los equipos eléctricos mediante la prueba de resistencia de aislamiento. Se define como la resistencia en  $M\Omega$  que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado como referencia se utilizan valores de uno a diez minutos.

### **2.2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS CORRIENTE DE AISLAMIENTO.**

**Corriente capacitiva:** Es la corriente de valor comparativamente alta de corta duración. Decece rápidamente y es responsable del bajo valor de resistencia de aislamiento durante los primeros 15 segundos.

**Corriente de absorción dieléctrica:** esta corriente decece gradualmente con el tiempo desde un valor alto a un valor cercano a cero. Los valores medidos de la resistencia durante los primeros minutos quedan determinados principalmente por esta corriente.

**Corriente de conducción irreversible:** esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante y predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

**Factores que afectan la prueba de resistencia de aislamiento:** Materiales contaminantes tales como carbón, polvo, o aceite depositados en el aislamiento afectan el valor de la medición. En transformadores tipo seco el polvo humedecido se convierte en conductor y baja la resistencia de aislamiento.

**Efecto de la humedad:** La mayor parte de los materiales utilizados en los aislamientos como el aceite, el papel, el cartón y algunas cintas son higroscópicas por tanto son capaces de absorber la humedad ocasionando una reducción de la resistencia del aislamiento. Los materiales modernos no absorben humedad pero se debe cuidar que no exista una película de humedad en la superficie del mismo para mejorar el valor de resistencia de aislamiento.

**Efecto de la temperatura:** La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura para la mayor parte de los materiales aislantes esto es a mayor temperatura menor valor de la resistencia de aislamiento, para comparar de manera apropiada las mediciones que se realizan periódicamente es necesario efectuar las pruebas a la misma temperatura o convertir cada medición a una misma base. Para el caso de transformadores se utiliza una base de 20°C.

**Efecto de la carga residual:** Esta carga se origina en equipos que trabajan aislados de tierra o por la aplicación de voltaje de C.D. de alguna prueba anterior por lo que antes de efectuar la medición es necesario que se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.

### **2.3.- MANTENIMIENTO.**

El mantenimiento se puede definir como las acciones o técnicas que tienen como objeto conservar las condiciones operativas de diseño de un equipo, funcionando el mayor tiempo posible con una alta eficiencia y la más alta disponibilidad posible. Siendo estas acciones realizadas por personal técnico especializado que tienen conocimiento de las problemáticas más comunes que una máquina puede generar.

Para poder tener una vida de operación de las grandes máquinas rotatorias, es necesario aplicar mantenimientos periódicos, para asegurar una operación confiable y disminuir posibles fallas. El mantenimiento tiene repercusiones en las 3 características de un sistema eléctrico, continuidad, calidad y economía.

Existen varias clasificaciones del mantenimiento:

- a) Preventivo.
- b) Correctivo.

c) Predictivo.

El mantenimiento Preventivo se clasifica en:

**Rutinario:** En este mantenimiento se realizan actividades menores, con duración de algunas horas, pudiendo realizarse con el equipo energizado o fuera de la línea. Este mantenimiento fue aplicado al generador antes de que el mantenimiento menor iniciara en la unidad número 2, dentro del cual se realizan cambios de piezas menores, su duración puede ser de días en este caso en la central Hidroeléctrica se lleva a cabo con una duración de 3 días por máquina y se realiza con el equipo fuera de línea.

**Menor:** este mantenimiento tiene una duración mayor al rutinario La planeación del mantenimiento se lleva a cabo antes de empezar el mantenimiento, en este proceso se verán las necesidades de la máquina y comprobar mediante pruebas al equipo que esté funcionando correctamente, su duración puede ser de días y se realiza con el equipo fuera de la línea.

**Mayor:** Mantenimiento que se realiza en un tiempo de mayor duración que los anteriores y se caracteriza porque al equipo se le rehabilitan o cambian partes o piezas mayores.

**Overhaul:** (reacondicionamiento) Mantenimiento que se realiza mediante un desensamble total de equipo y se cambian o rehabilitan partes mayores, el mantenimiento correctivo es realizado cuando el equipo ha dejado de operar por alguna falla, la ocurrencia de fallas afecta las características de continuidad, calidad y economía. El mantenimiento predictivo se les realiza a equipos funcionando, midiéndoles parámetros operativos, por medio de equipos de supervisión o monitoreo de en línea, con los cuales se obtienen hallazgos de operación anormales, que se corrigen oportunamente evitando fallas.

**Mantenimiento correctivo** se basa en la corrección de una falla la cual previamente se ah dado. Este mantenimiento es poco eficaz y se debe a que cuando hay una falla y esta llega a ser grande, puede dañar otras partes de las máquinas o equipos dependiendo del lado de la falla y si ese cuenta con protecciones en caso de este tipo de fallas. El propósito es restaurar y devolverlo a su estado original.

**Mantenimiento predictivo** se realiza a equipos funcionando, por medio de la supervisión y monitoreo de acuerdo a datos obtenidos evitando así posibles fallas. Este mantenimiento trata de predecir una avería teniendo en cuenta el funcionamiento de la máquina. Para saber cómo predecir una falla se tiene en cuenta mediciones de, por ejemplo, calidad de aceite, aumento de vibraciones en elementos que se encuentran en movimiento, aumento de temperaturas inusuales, etc.

En el caso de este tipo de situaciones en el que se detecte anomalías en el funcionamiento de cualquier máquina, se puede adelantar a la avería con el suficiente tiempo para planificar la intervención, y sin sustituir piezas en buen estado, puesto que habremos notado su degradación.

**Periodos de ejecución de mantenimientos:** El mantenimiento en unidades generadoras se realiza en todas sus componentes, el tiempo que se desconectan para realizarse mantenimiento se denominan indisponibilidad por mantenimiento, el tiempo en que las unidades no pueden operar por la ocurrencia de fallas, se denomina indisponibilidad por falla. El tiempo y periodicidad requeridos, para proceder a la ejecución de los mantenimientos se rige por:

- 1.- Horas de operación.
- 2.- Recomendaciones de los fabricantes.
- 3.- La experiencia en su operación.

Las condiciones del medio ambiente en que operan los equipos, como su humedad, temperatura, contaminación del ambiente etc.

### **2.3.1. MATERIAL DE LUBRICACION Y LIMPIEZA.**

El desgaste que tienen las maquinas, genera impurezas que resultan afectivas para ella misma. Para ello al aplicarle un mantenimiento siempre se prevé retirar las impurezas que a su paso va dejando, para mejorar sus propiedades físicas, mecánicas, químicas, etc. Se emplean aditivos anti-desgaste, detergentes, desengrasantes, e inhibidores de corrosión.

Algunos de los parámetros ambientales que se deben tener en cuenta en los lubricantes, son: temperaturas de trabajo, presiones a que son sometidos, velocidades de funcionamiento y el medio ambiente donde se encuentran en operación. A continuación describimos los líquidos que se usan al realizar este mantenimiento.

- A) **Dielectrol:** Es un solvente y/o limpiador dieléctrico de evaporación lenta pero total, se utiliza para la limpieza de generadores, alternadores, motores, transformadores, armarios eléctricos, sistemas de distribución y todo tipo de elementos eléctricos y mecánicos. No deja residuos ni película sobre los elementos tratados. Alto poder de limpieza. Es inofensivo para los componentes metálicos. Puede atacar ligeramente algún plástico, especialmente de poliestireno.
- B) **Barniz de impregnación basa 36:** Barniz dieléctrico para impregnación de rápido secado al aire clase térmica F que es una clase de aislamiento que define la temperatura que soportan los materiales constituyentes de dicho aislamiento para continuar trabajando con sus características eléctricas y garantizar las tensiones de resistencia dieléctrica definidas, su temperatura máxima de operación es de 155°C, materiales como elastómero de silicona, mica, vidrio y pegado de resinas.

Este barniz está elaborado a base de resinas sintéticas de extraordinaria rapidez de secado, su principal ventaja es la dureza que adquiere después de un secado al aire, sin perder sus cualidades de flexibilidad. Tiene muy buena resistencia a la abrasión, al aceite de transformadores, a los agentes químicos externos (humedad, ambientes salinos, etc.) indicado para la tropicalización. Baja viscosidad y nivel medio de sólidos facilita la penetración en el bobinado y proporciona capa gruesa.

Puede emplearse en la construcción y reparación de motores, transformadores y materiales que deban trabajar bajo condiciones adversas. También se utiliza en el barnizado de soleras de cobre, circuitos impresos y cuando se requiera protección al ambiente salino.

**C) Antiadherente Níquel N. 725:** Es un lubricante o anticorrosivo para ensamble de piezas que combina la resistencia a presiones extremas y a la corrosión y a las propiedades antiadherentes del níquel, aluminio y grafito coloidal en una suspensión de aceite que puede soportar temperaturas hasta 1425 °C. Este producto sella y protege las piezas metálicas sujetas a condiciones extremas, aplicándoles un recubrimiento ultra fino de partículas de Níquel.

Las partículas forman una barrera antifricción que no se destruye por la quemazón, deslavado ni raspado. Posee un coeficiente de fricción equilibrado pudiéndose obtener valores de carga más exactos durante el ensamblaje.

**D) Resina Epóxica de impregnación CWC-A (BASE):** Es ideal para impregnar fibra de vidrio, logrando gran dureza y resistencia, así como químicamente resistente, características típicas: Resistividad 1011 a 1015  $\Omega$ /cm, Constante Dieléctrica de 3.2 a 3.7, Densidad 1.2, Resistencia al arco 70-80 seg. Temperatura a distorsión 70-100°C, Resistencia a la atracción 480 kg/cm<sup>2</sup>, Resistencia a la compresión 680 kg/cm<sup>2</sup>.

### **3.- DESARROLLO.**

El programa de mantenimiento determinado para la unidad generadora número 2 consiste en preservar en condiciones de operación el equipo instalado, el cual convierte la energía mecánica en energía eléctrica. A causa de su actividad constante sufre deterioro en diversas partes y componentes del equipo, surgiendo como necesidad restituir sus condiciones a valores permisibles para que pueda seguir operando sin riesgo alguno, el mantenimiento se distribuye en los siguientes departamentos; Mecánico, Eléctrico, Control, protecciones y mediciones, civil.

El programa de mantenimiento presentado en este informe técnico corresponde a las actividades desarrolladas en el Departamento Eléctrico, a continuación se describen las actividades realizadas para la ejecución de este proyecto.

Sé hacen las maniobras y se montan las dos compuertas en su nicho para hacer el cierre en obra de toma, se inspecciona el estado de los micros elevadores de desfogues, y se le da limpieza con dielectrol ya que tenía muchos residuos de pintura y afectaba en su desplazamiento. Posteriormente se desconecta la alimentación del motor para realizar las pruebas iniciales y desmontar la máquina.

### **3.1 PRUEBAS INICIALES.**

Sé realizaron las pruebas pertinentes del estado general del generador de la unidad 2, las cuales son 4, para verificar que los resultados sean permisibles dentro de los estándares establecidos, es muy importante que al inicio de cada mantenimiento ya que las pruebas nos permitirán saber el estado general de la unidad. La primera prueba es la de Resistencia de Aislamiento al campo y se hace en playa de montaje en el cubículo de excitación donde se encuentra el PMG (Imanes permanentes).

El aislamiento de los conductores eléctricos se lleva a cabo mediante materiales que presentan una fuerte resistencia eléctrica para limitar la circulación de corrientes fuera de los conductores. La calidad de estos aislamientos se ve alterada al cabo de los años por las exigencias a las que se someten los equipos. Esto provoca una reducción de la resistividad eléctrica de los aislantes que a su vez da lugar a un mal aislamiento que pueden provocar incidentes. Éste permite detectar el envejecimiento y la degradación prematura de los aislamientos antes de que alcancen un nivel suficiente para provocar los incidentes.

La cuarta prueba se realiza después de haber desmontado parte de las tapas antiderrapantes, mamparas y tolvas superiores posteriormente seguir con el desmontaje. Las 3 primeras pruebas iniciales se describen a continuación:

#### **3.1.1.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO AL CAMPO.**

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia (en megahoms) que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, para realizar esta prueba el generador (G00743-7) es desernegizado, Se aterriza la unidad al sistema de tierra general de la central (**Figura 14**) por medio de los anillos rozantes, para probar la condición del circuito y del aislamiento del generador y evitar cortos circuitos o daños a los



equipos mientras se realizan la prueba. Esta medición se lleva a cabo mediante un comprobador de aislamiento, los equipos utilizados son el MEGGER MIT1025 y MTO210.



**Figura 14:** Conexión a tierra de la unidad.

#### **Características especiales de la serie MIT1025:**

Tiene pruebas de 5 kV y 10 kV respectivamente, éstos añaden a la prueba automática de resistencia de aislamiento, la prueba de polarización (PI), régimen de absorción dieléctrica (DAR), sumando el salto de tensión (SV), la descarga dieléctrica (DD) y el test de rampa. La prueba de 10 kV de aislamiento, realiza una descarga rápida. Ofrece una hora de pruebas de 5 kV a 100 M $\Omega$ . (**Figura 15**).

- Mide hasta 10 T $\Omega$  o 20 T $\Omega$  (MIT1025).
- PI, DAR, DD, SV y prueba de rampa.
- Productividad mejorada: opera conectado a fuente de energía/red eléctrica con la batería descargada.
- Batería de ion de litio: mayor capacidad, carga rápida.
- Memoria avanzada, con indicador de hora/fecha.
- Índice de seguridad CATIV 600 v.



**Figura 15:** medición de I.A con el dispositivo.

Primero se retiran los carbones del porta escobillas para hacer la conexión de los anillos rozantes al dispositivo de medición, se conecta el cable positivo a los anillos rozantes para pasar la energía inyectada a esta parte móvil y el cable negativo a tierra (**Figura 16**). Posteriormente se realizó la prueba inicial de 10 min con el megohmómetro (Megger MIT 1025 10kv insulation tester) por intervalos de un minuto tomando lectura de la resistencia y su unidad de medida, teniendo en cuenta el número de licencia, número de serie, tensión de operación y clase de aislamiento.



**Figura 16:** Conexión del dispositivo de medición.

El megger debe tener un voltaje de 500 volts, es un voltaje de referencia que ha sido considerado para la prueba, el dispositivo también indica el I.A. (Índice de Absorción) y el I.P (Índice de Polarización). La pendiente de la curva de absorción dieléctrica puede

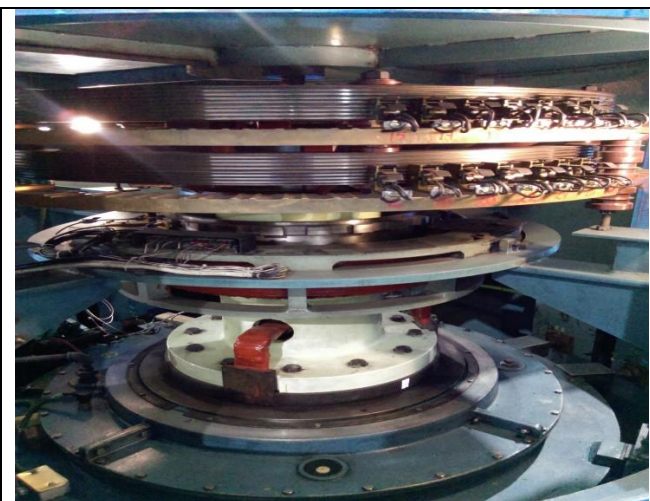
expresarse mediante la relación de 2 lecturas de resistencia de aislamiento, tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la misma prueba, a la relación de 60 segundos y 30 segundos se le conoce como índice de absorción y a la relación de 10 minutos a un minuto como índice de polarización.

En la sección ANEXOS (**Anexo B**) encontraremos la representación gráfica de esta prueba inicial, los datos obtenidos están dentro del rango, aun así para tener una mayor eficiencia se aplica el mantenimiento a esta sección del cubículo de excitación para dejar la unidad en óptimas condiciones de operación.

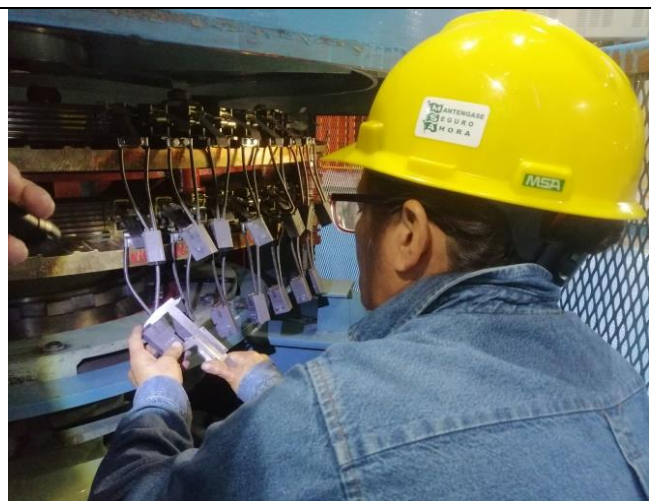
El índice de polarización es muy útil para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de generadores y transformadores y es muy indispensable que se obtenga justamente antes de efectuar una prueba de alta tensión en maquinas rotatorias. La influencia de los puntos débiles del aislamiento en las lecturas de resistencia adquirirá mayor importancia hasta hacerse decisiva al sobrepasar cierto límite, cuando esto ocurre se tendrá una caída pronunciada en el valor de la resistencia de aislamiento que se aprecia claramente al comparar las lecturas.

Al cubículo de excitación (**Figura 17**) donde se encuentra el PMG (imanes permanentes) se le realizó mantenimiento limpiando con líquido dielectrol a los anillos rozantes y porta escobillas retirando las impurezas de esa área como aceite, polvo, humedad, carbón etc. Son factores que influyen en el deterioro del equipo. Además de hacer una revisión a los carbones para ver en qué estado se encuentran, verificando qué no exista una derivación a tierra entre los carbones. Esto es parte de su mantenimiento y al final se repetirá la misma prueba para verificar que los datos iniciales reflejen una mejora e indicar que el mantenimiento fue el correcto.

Se midieron las 56 escobillas (**Figura 18**) con los que cuenta la maquina con un vernier, para verificar si la medidas que poseen cumplen con el rango especificado, se realiza la sustitución de escobillas cuando el valor de medición es  $<$  a 25 mm y si es mayor se mantiene en su lugar. En este caso todos están en un rango permisible y no sé realizó ningún cambio de escobillas. La tabla de medidas de las escobillas de la primera etapa se encuentra en la sección ANEXOS (**Anexo B**).



**Figura 17:** Cubículo de excitación.

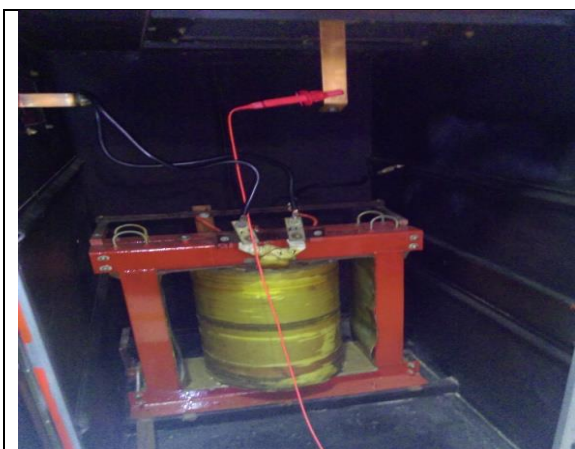


**Figura 18:** Medición de los 56 carbones.

Después de que la prueba haya sido completada se deberá desenergizar el dispositivo de medición por un periodo de tiempo suficiente para liberar cualquier carga que haya quedado atrapada, se reinicia el equipo.

### 3.1.2.- PRUEBA DE CONJUNTO (GENERADOR).

La prueba de conjunto se realizó con un voltaje de referencia de 2500 volts, el dispositivo de medición se conecta en el neutro del generador, para ello tienen que desenergizar el transformador para hacer la prueba de conjunto( **Figura 20**), en esta prueba se miden los mismos parámetros que en la prueba de campo solo que en esta prueba se le llama de conjunto porque el voltaje es inyectado en el neutro del generador, (**Figura 19**) entra por los ramales, dirigiéndose a las trenzas y se va a la bobina, haciendo mención de que estos equipos entran a la prueba.



**Figura 19:** Neutro del generador.

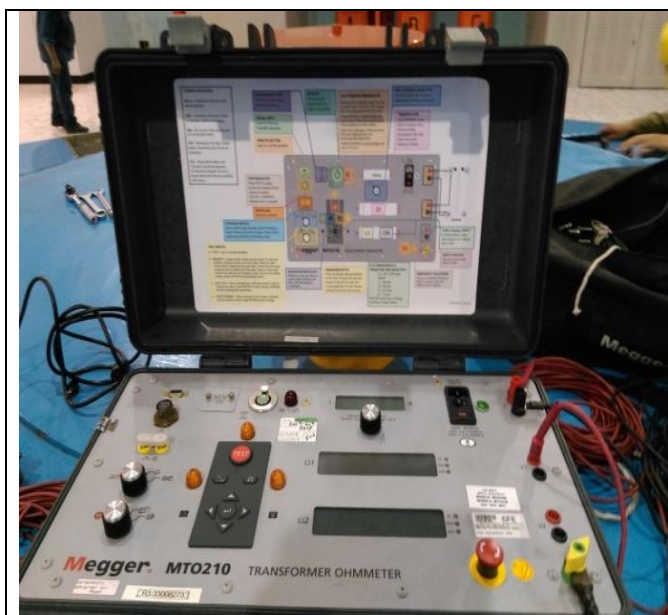


**Figura 20:** Prueba de conjunto.

### 3.1.3. PRUEBA DE RESISTENCIA HOMICA.

Esta prueba de resistencia óhmica es similar a la prueba de campo en esta ocasión no se inyecta voltaje se inyecta una corriente para ver la resistencia en el conductor la corriente de prueba es a 1A, esta prueba se ejecuta en los anillos rozantes y barras de excitación de polos. El cobre es un conductor que permite una cierta resistividad al ser atravesados por la corriente eléctrica. Todo esto se le conoce como resistencia óhmica y la cual se mide por ohmios.

Para poder medir la resistencia óhmica es necesario contar con un Meghomómetro (**Figura 21**) que me dirá la resistividad de aislamiento del conductor. Para la realización de la medición es necesario que el equipo eléctrico en este caso el generador, se encuentre fuera de línea. En la realización de la medición con el MEGGER se le aplicó una corriente de prueba de 1 ampere, se conecta a los anillos rozantes para efectuar la prueba correspondiente. (Figura 22). En la sección ANEXOS (**Anexo C**) encontraremos los datos y la representación gráfica de esta prueba.



**Figura 21:** Dispositivo para prueba de resistencia.



**Figura 22:** Conexión del dispositivo a los anillos.

Se realiza la conexión de los anillos rozantes al dispositivo de medición, se conectan los cables rojos a los anillos rozantes para pasar la energía inyectada a esta parte móvil y el cable negativo a tierra en este caso es de color verde. Posteriormente se realizó la prueba inicial de 10 min con el megohmetro (Megger MT 0210) por intervalos de un minuto tomando lectura de la resistencia y su unidad de medida, teniendo en cuenta el número de licencia, número de serie, tensión de operación y clase de aislamiento.

### **Características especiales Óhmetro transformador MTO210:**

El Óhmetro MTO210 es un instrumento portátil, opera de la línea, para uso en el campo, diseñado específicamente para medir resistencia de CD de todos los tipos de arrollamientos magnéticos en forma segura y precisa. Puede probar arrollamientos de maquinaria rotativa, y ejecutar mediciones de resistencia de corriente baja en conexiones, contactos y circuitos de control.

Características:

- Lectura digital directa de 2 canales ( $1 \mu\Omega$  a  $2000 \Omega$ ).
- Corriente de prueba CD hasta 10 A máximo.
- Precisión de medición de 0.25%.
- Parte de un programa regular de mantenimiento.
- Para ayudar a localizar la presencia de defectos en transformadores, tales como conexiones flojas.
- Para chequear la operación “unir-antes-de-abrir” En cambiadores de derivación bajo carga.

Al término de todo el mantenimiento general a la unidad se efectuará la misma prueba para verificar la eficiencia del mantenimiento y determinar si se hizo de manera correcta para prolongar la vida útil del equipo, en la sección anexos encontraremos las estadísticas y graficas de las pruebas efectuadas en el mantenimiento.

### 3.2. - DESMONTAJE DEL ROTOR DE LA UNIDAD GENERADORA N.2.

Para desmontar la unidad se empieza por la parte superior. Se retiraron las tapas antiderrapantes que cubren toda la unidad, continuando con las mamparas que forman parte de la sujeción de las tolvas (**Figura 23**), posteriormente se extraen las tolvas inferiores y superiores ( **Figura 24** ), entre estas tolvas se encuentran los 44 polos con los que cuenta la unidad. Después de haber retirado las tolvas se esmerilizó las aspas de ventilación para facilitar el retiro de los ductos de ventilación.

Comúnmente en mantenimientos anteriores a la tornillería se fijan con pequeñas puntas de soldadura, ya que por mucha vibración se van aflojando y al emplear este método se logra mantener fija la tornillería, estos ductos nos sirven como soportes del núcleo en el área donde el polo está ubicado, al haber des montando estas armaduras quedó disponible la sección para realizar la prueba de caída de tensión por polo del rotor.



**Figura 23:** Maniobra del retiro de tapas antiderrapantes.



**Figura 24:** Tolvas que cubren a los polos.

### 3.2.1. PRUEBA DE CAIDA DE TENSIÓN.

La prueba se realiza después de haber desmontado una parte de la unidad, en la sección siguiente explicaremos su proceso. La Prueba de caída de tensión consiste en verificar los polos uno a uno para ver si existe un corto circuito entre las espiras de las bobinas polares, ya que al haberlo disminuye su impedancia y la caída de tensión en el polo fallado.

En esta unidad se cuentan con 44 polos, para efectuar la prueba es necesario contar con alimentación de C.A. al desconocer la impedancia se limita el valor de la corriente por medio de una resistencia (se conecta un foco de 100 w o 200 w) en serie con la alimentación, el dispositivo de prueba se hace con una punta conductora, este material puede ser un clavo o un tornillo para incrustarlo en las conexiones en los polos, el clavo deberá de ir incrustado en un material aislante, debe ser lo suficientemente largo para poder alcanzar las espiras del polo.

El material puede ser de madera o baquelita, en este caso se utilizó uno de madera. se aplica un voltaje de 220 volts con lo anterior se conecta la alimentación a la entrada y salida de los polos del generador tomándose lecturas del voltaje y corriente aplicadas con lo cual es posible calcular la importancia de todo el devanado la que se obtiene dividiendo:  $z = V / I$ . Se aplica el voltaje pleno y se mide el voltaje parcial polo a polo (**Figura 25 y 26**) los valores deben de ser iguales con diferencias del  $\pm 10\%$ . En caso de que se observen diferencias mayores significa que el polo tiene fallas entre espiras por lo que es necesario repararla bobina polar.

En la sección ANEXOS (**Anexo D**) encontraremos los datos y la representación gráfica de esta prueba.





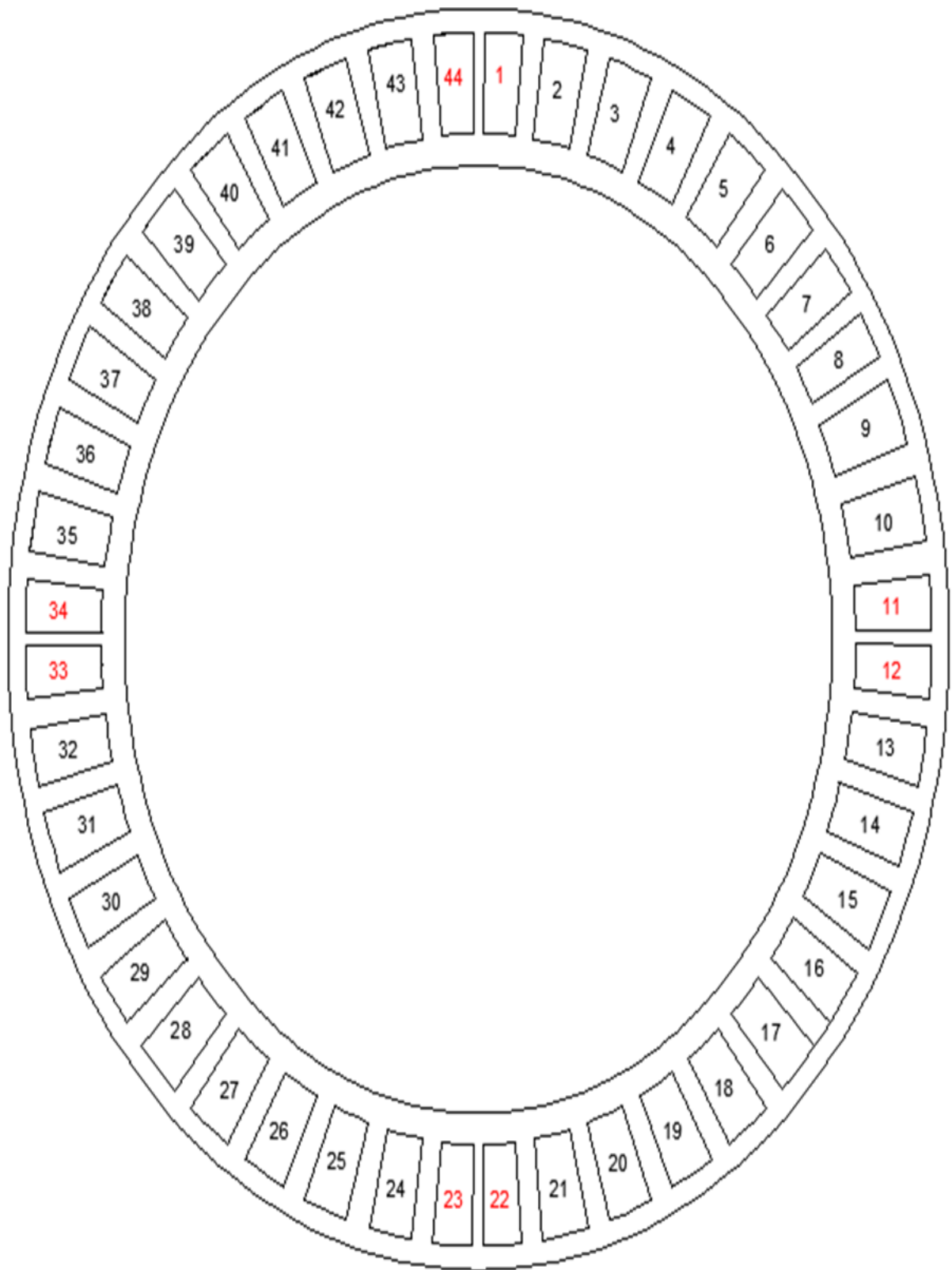
**Figura 25:** Medición del voltaje del polo 1.



**Figura 26:** Medición de voltaje polo 44.

Al rotor completo se alimenta con C.A. a través de un foco, por medio de un vólmetro se efectúa la prueba de voltaje en cada uno de los polos del campo, el voltaje será descendente hasta llegar al polo fallado, para comprobar se mide el polo 1 y 44 respecto a tierra, en el punto donde se obtenga menor voltaje se abre y se hace prueba de megger a cada uno de los grupos para localizar el polo a tierra, el polo fallado será el del extremo correspondiente en el que se obtuvo la lectura de menor voltaje, se separa y se comprueba por medio del megger, en este caso en las pruebas más polos indicaron un menor voltaje.

Al término de la prueba se llegó a la conclusión de que los polos que presentaron un bajo voltaje son 8, del primer cuadrante 1 y 11, segundo cuadrante 12 y 22, tercer cuadrante 23 y 33, cuarto cuadrante 34 y 44. Fueron retirados para darles mantenimiento en el siguiente esquema se visualizan los polos desmontados (**Figura 27**) se determinó extraerlos en estas coordenadas para equilibrar la masa rotativa y de la misma manera poder tener un equilibrio de los polos, cuidando así la parte del eje del generador.



**Figura 27:** Polos extraídos marcados en rojo (Masa Rotativa. AutocaD).

### 3.3.- DESCONEXIÓN Y DESMONTAJE DE POLOS.

En el polo 1 y 44 se encuentran las barras de excitación, son barras de cobre en forma rectangular están montados sobre una sección de la flecha y sobre las tapas de araña (figura 28) sujetadas firmemente por otros tornillos aislados con arandelas de baquelita y gira a la velocidad del conjunto que también se retiraron para darles mantenimiento ( más adelante se explica el proceso de mantenimiento que se le dio a las barras), se retira la resina epóxica (figura 29) que es como un candado que lo mantiene conectado al polo.



**Figura 28:** Desconexión de barras.

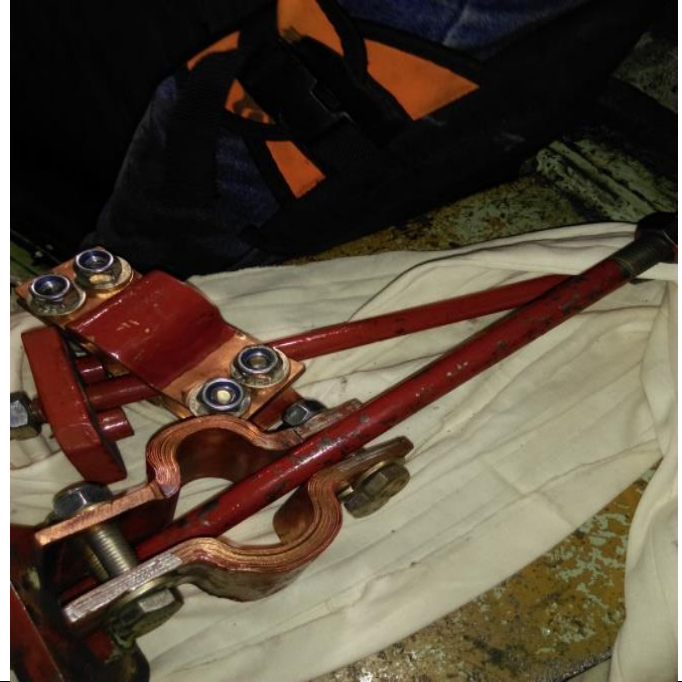


**Figura 29:** Retiro de candado.

Con la determinación de los polos a extraer, se realizaron las maniobras, para ello se desconectan retirando el devanado amortiguador inferior y devanado amortiguador superior de cada polo (**Figura 30**), estos devanados nos sirven para sujetar los polos, mantenerlos fijos y evitar que el rotor choque con el estator. El devanado amortiguador en las ranuras de la cara polar, se observan unas barras de cobre en corto circuito en los extremos unidas por una solera de cobre que conforman el devanado amortiguador que sirve para estabilizar la maquina síncrona (**Figura 31**).



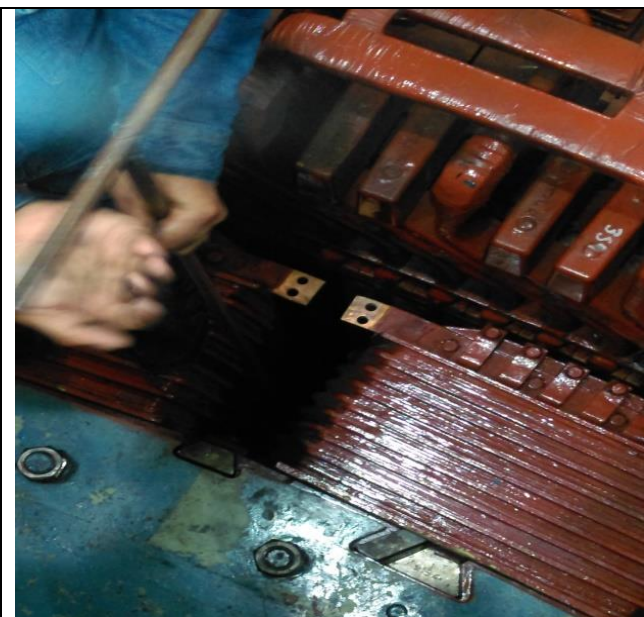
**Figura 30:** Desconexión de polos.



**Figura 31:** Devanado Amortiguador.

Se abren las conexiones del polo a desmontar (**Figura 32**), se quita el ventilador inferior y superior como ya se había mencionado anteriormente. Así como las conexiones eléctricas y dispositivos entre polos conocidos como el interpolo (**Figura 33**), se calza cuña superior para evitar que se deslice hacia abajo al aflojar cuña inferior, se golpea con cincel corto y marro a la cuña inferior, se emplea cincel y marro al aflojar cuña inferior queda flojo el polo listo para izarce.

Se desliza hacia arriba el polo, un metro aproximadamente y se coloca placa de fijación polo atornillada al dispositivo de desmontaje (**Figura 34**), se extrae completamente deslizando hacia arriba sobre su cola de milano (**Figura 35**), una vez estando fuera del rotor se traslada a su lugar de descanso (**Figura 36**) ,antes de acostar el polo se coloca una placa de apoyo en la parte inferior de la cola de milano para proteger al polo, y por último se acuesta el polo sobre la cara contraria a la cola de milano (**Figura 37**) misma maniobra se realiza a los 8 hasta dejarlos en la zona de descanso para su mantenimiento.



**Figura 32:** Extracción del interpolo.



**Figura 33:** Interpolo.



**Figura 34:** Adaptación del dispositivo de desmontaje.



**Figura 35:** Extracción de polos.



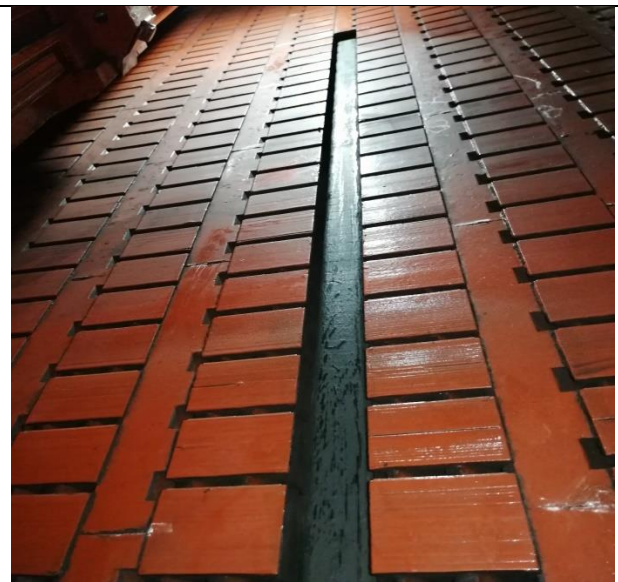
**Figura 36:** Traslado de polo.



**Figura 37:** Inclinación del polo.



**Figura 38:** Área de descanso para los polos.



**Figura 39:** Ranura del estator.

A las ranuras del estator (**Figura 39**) se les dio mantenimiento limpiando con líquido dielectrol y lubricando con una pintura aislante para colocar la cuña correspondiente. Se realizó limpieza al cubículo de excitación, y también se realizó soldadura de soportes aislantes de chumacera generador.

A los interpolos se les dio una limpieza y lubricación con material aislante, lo mismo para los devanados amortiguadores y conexiones eléctricas (**Figura 40**) se limaron para remover desgastes en ellos y se lubricaron con barniz aislante 35 de manera que los tornillos de sujeción eviten contacto a tierra con los polos y laminado ,dejándolos listo para conectar al polo.



**Figura 40:** Mantenimiento a Conexiones y devanados.

En los huecos que quedaron donde se retiraron los polos, se hizo la limpieza en las conexión serie de polos al encontrarse polvo blancos, girando 4 veces la máquina para poder limpiar y verificar el estator en los huecos que quedaron al extraer los polos ya que en esa cavidad se realizaba el sondeo, haciendo a su vez la inspección de acuñado en las 396 bobinas que tiene el estator, cada bobina se compone de 13 cuñas, y determinar si existe aflojamiento o movimiento.

Las cuñas con las que cuenta la maquina nos sirven para reducir la vibración radial de las bobinas en las ranuras, proporcionando una excelente resistencia a la humedad, la temperatura y teniendo el aislamiento de las bobinas contra desgaste por rozamiento. Sé verificó con un martillo golpeando cada cuña (**Figura 41**) y determinar cuáles requieren ser reemplazadas al oírse un pequeño vacío en ellas, esto nos indica un desgaste y la cuña de esa ranura esta floja y necesita ser retirada para reemplazarla por una nueva ( **Figura 42**).



Figura 41: Sondeo de cuñas.

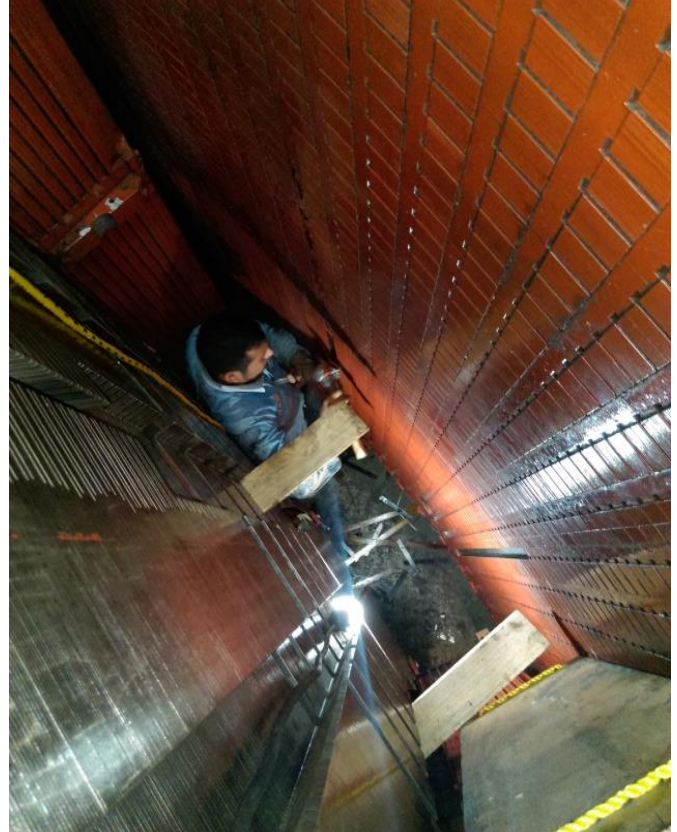


Figura 42: Retiro de cuñas en mal estado.

Se removieron algunas cuñas ya que al momento de extraerlas se quebraban esto es un indicio de su desgaste, su deterioro surge también son por los efectos electromagnéticos a los que son sometidas las bobinas, que circula la corriente y principalmente de la potencia a esto se le conoce como fuerza de barra que actúa con el doble de la frecuencia otro caso particular suele ser es debido a esfuerzos provocados por los ciclos de expansión y contracción debido al cambio de temperatura.

Se puede determinar una cuña floja cuando hay presencia de polvo a los lados o extremos de la cuña, o se siente una vibración significativa, puede ser también porque las cuñas se pueden mover axialmente o el relleno bajo las cuñas finales se ha movido axialmente. Para determinar una cuña en estado regular o ligeramente floja, se tiene cuando al golpear la cuña se detecta vibración fácilmente o si existe una pequeña evidencia de movimiento del relleno de las cuñas finales.

En la sección ANEXOS (**Anexo F**) encontraremos el formato usado para la inspección.



Para determinar una cuña normal, al golpear con el martillo la cuña da un sonido sólido, sin embargo puede sentirse una vibración muy ligera, la vibración y sonido serán de una frecuencia natural alta y no existe evidencia de polvo ni movimiento del relleno.

Cuñas normales: 4328 PZAS

Cuñas Regulares: 441 PZAS.

Cuñas Flojas: 1PZAS.

Cuñas Reacuñadas: 1PZAS.

En el retiro de las cuñas (**Figura 42**) se utilizó un dispositivo de bronce para evitar depositar partículas magnéticas en el laminado del estator, antes de extraer las cuñas superiores dado el caso que toque removerlas se retira cuidadosamente los candados con el fin de no lastimar las cuñas, estos candados están hechos con polvo de fibra de vidrio y catalizador, hasta formar una mezcla homogénea, con el propósito de sujetar las evitando así la vibración de las cuñas.

Una vez retirada las cuñas se limpió el núcleo y superficie de las bobinas, después se aplicó pintura semiconductora en la superficie de la ranura de la bobina, cuidando el laminado, se hizo la sustitución de las cuñas dañadas, cuñas de las que aún estaban en buenas condiciones se sumergieron en dielectrol durante 10 min, esto para suavizar todo residuo y tener una mejor limpieza de las cuñas (**Figura 43**), procediendo así el reacuñado de cada bobina. En la sección anexos encontraremos el formato del sondeo realizado.

En cada ranura se colocó reglas de fibra de vidrio, 1 gruesa y 2 delgadas, para tener un aislamiento adecuado seguido de la contra de la cuña que esta echa de baquelita para tener un apriete y la cuña nueva ( **Figura 44**). Además se verificó el estado de los cabezales (candados) en los bastones. Y los que están dañados se quitaron y se colocaron de nuevo, se prepara una mezcla de catalizador con fibra de vidrio, se coloca nuevamente sobre el bastón y se seca con una pistola de calor para fijarla (**Figura 45**) por último se le aplica barniz aislante basa 35.



Figura 43: Limpieza de cuñas.

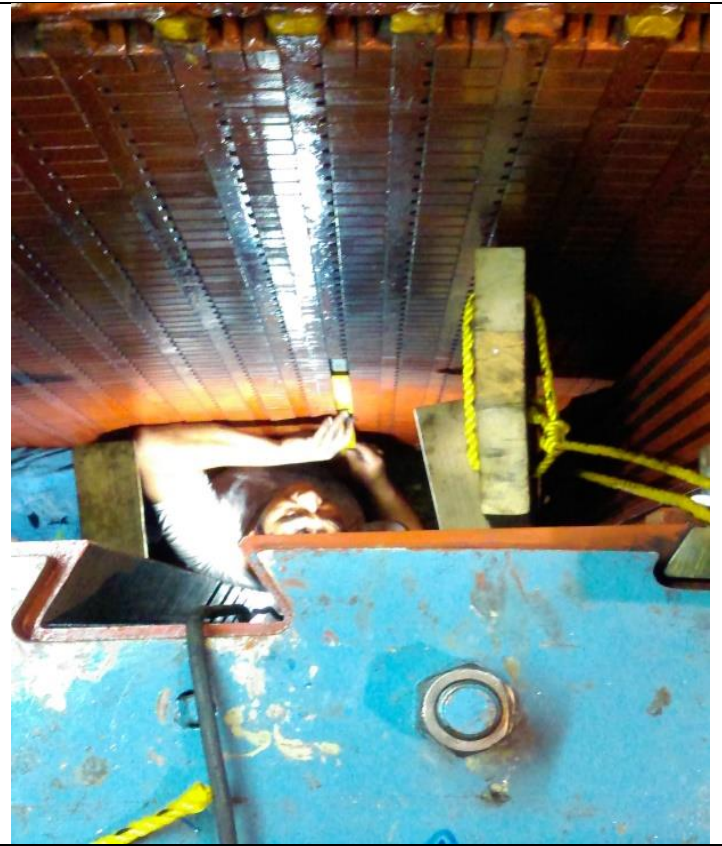


Figura 44: Reacuñado.

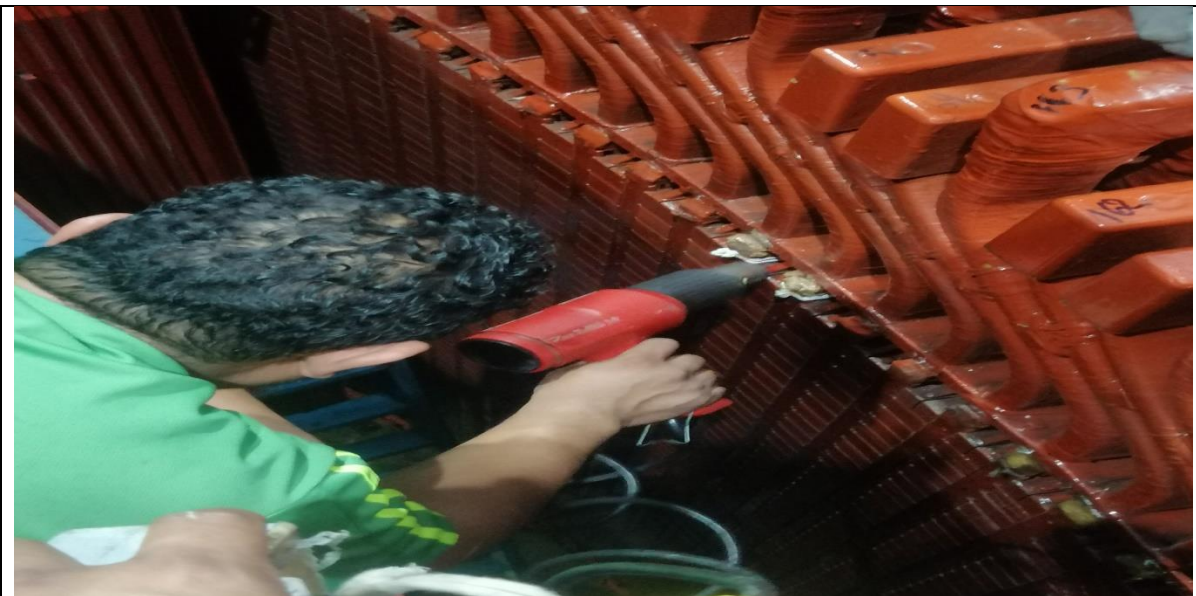


Figura 45: Secado de los candados puestos.

Se hizo una revisión y reapriete a conexiones de devanado amortiguador en las partes inferiores y superiores de los demás polos y de la tornillería en el laminado del estator, Sé realizó la prueba de Resistencia de aislamiento a polos desmontados, inyectando 500 volts durante 3 minutos, tomando lectura en intervalos de 15 segundos, para verificar si existen daños en los polos, todos salieron con valores aceptables. Después de hacer la prueba se limpiaron los 8 polos con dielectrol para retirar impurezas y así tener una mejor resistencia en todo el rotor.

Se realizó la limpieza en la parte superior del rotor y tolvas, se limpió con trapo húmedo con líquido dielectrol en la parte de la llanta del estator, con el fin de retirar la suciedad que se acumuló en esa zona por trabajos realizados.

Tenemos cuñas polares que van entre el laminado del estator y sujeción de polos, se le llama cuña superior a la cuña con punta hacia abajo que es más larga y cuña con punta hacia arriba a la que es más corta. Estas cuñas se lubrican con un antiadherente Níquel No. 725 anti-seize (**Figura 46**) para evitar la oxidación, además de tener un buen deslizamiento de la cuña hacia el polo, cuando se reincorpore el polo al rotor.



**Figura 46:** Lubricación de cuña.



**Figura 47:** Limpieza del polo.

### 3.3.1- MANTENIMIENTO A POLOS

A los polos extraídos se les da mantenimiento para ello se realizaron pruebas de resistencia de aislamiento inicial para determinar su condición de operación, la prueba por cada polo se efectuó por 3 minutos. Se limpió la suciedad con liquido dielectrol (**Figura 47**), se le aplicó barniz de impregnación aislante basa 36 (**Figura 48**), alrededor del núcleo también lleva un aislante en el borde de la bobina y núcleo tiene un recubrimiento de silicón, es retirado (**Figura 49**) ya que presenta desgaste para colocar un nuevo recubrimiento, se le aplicó un sellador de silicón High temp RTV con temperatura de servicio hasta 550 °F.

Se realizó la prueba final a los 8 polos al finalizar el mantenimiento en ellos. Para ver el mejoramiento en su resistencia de aislamiento, los valores obtenidos son permisibles y los polos pueden ser montados nuevamente.



**Figura 48:** Lubricación con barniz.



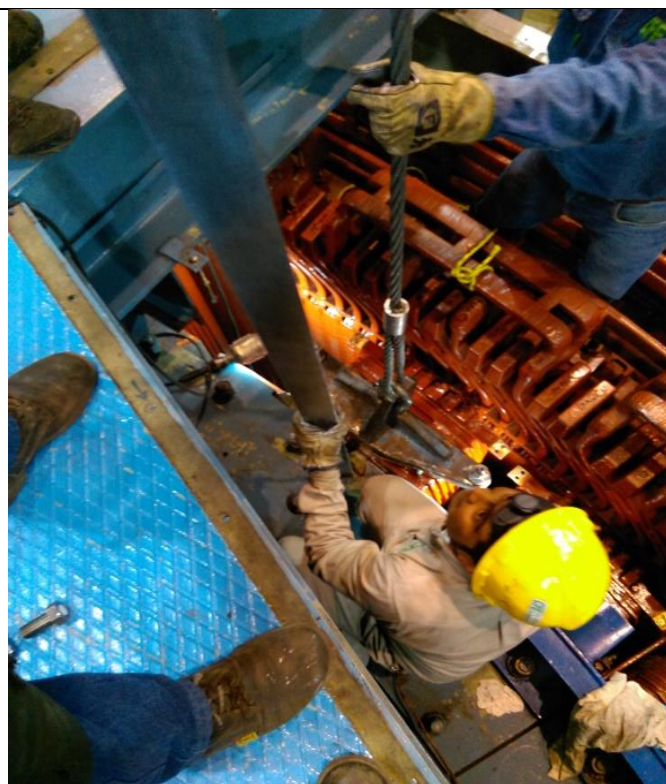
**Figura 49:** Retiro de aislante desgastado.

En la sección ANEXOS (**Anexo E**) encontraremos los datos y la representación gráfica de esta prueba.

### 3.3.2.- MONTAJE DE POLOS.

Después de haber finalizado con el mantenimiento de los polos se montan nuevamente a su lugar, se trasladan los polos adaptando el dispositivo de izaje que está diseñado para levantar al polo por la cola de milano, una vez sujetado el polo se procede a llevarlo hasta su ranura para montarlo nuevamente al rotor, para este procedimiento se debe de hacer con cautela y evitar golpear el polo para mantenerlo en perfectas condiciones, se coloca ventilador inferior el cual sirve de apoyo a la cuña inferior.

Se coloca el dispositivo de montaje, incluyendo placa de fijación y de apoyo, se monta el polo en su lugar, estando colocada la cuña inferior. Se introduce cuña superior hasta donde llegue (**Figura 50**), se fija el polo con la cuña superior, golpeándolo con cincel y marro (**Figura 51**), por último se conecta el polo, se colocan nuevamente las conexiones eléctricas, los interpolos y por último los devanados amortiguadores.



**Figura 50:** Deslizamiento de cuña superior.



**Figura 51:** Montaje de polo.

### 3.3.3.- BARRA DE EXITACIÓN

Las barras de excitación nos sirven de conductor entre los anillos rozantes y los polos del rotor, están hechas de cobre en forma rectangular con un ancho de 7.5 cm y de espesor de 8 mm, similares a las que usan en los devanados, están montados sobre una sección de la flecha y sobre las tapas de la araña sujetadas por tornillos aislados con arandelas de baquelitas y giran a la velocidad del conjunto, estas barras se desmontan para darles mantenimiento y se les pone un nuevo recubrimiento de cinta de fibra de vidrio aislante que consiste en aplicar resina epóxica de impregnación (WC-A y WC-B) y catalizador esto hará que la cinta se adhiera a la barra fortaleciendo el aislamiento de la barra (**Figura 52**).

Después de que se ha secado por completo se cubrió la barra con termocontactil (**Figura 53**), para adherirla a la barra se utilizó una pistola de calor para hacer la compresión de este material. Anteriormente se usaba el barniz de impregnación basa 36, en este mantenimiento se optó por utilizar este material que nos sirve como aislante para altas temperaturas y es más práctico de usarlo y su vida útil es más prolongada.

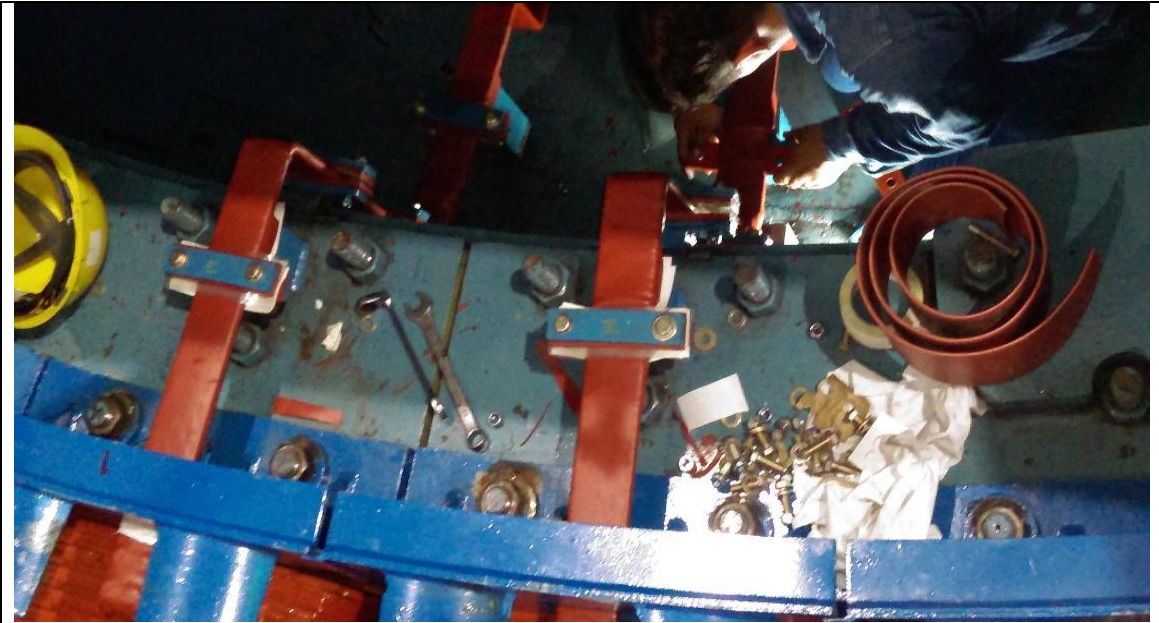


**Figura 52:** Aislamiento de la barra.



**Figura 53:** Adherimiento de termocontactil.

Para finalizar se conectaron las barras nuevamente a sus respectivos polos (**Figura 54**), en el borne de conexión se aplica resina epóxica esto sirve para fijar la conexión, como un candado para que la barra permanezca fija al polo y no se mueva en el rodamiento de la máquina.



**Figura 54:** Conexión de las barras de excitación y recubrimiento de sus conexiones.

### **3.4.- MICROS GATOS DE FRENADO.**

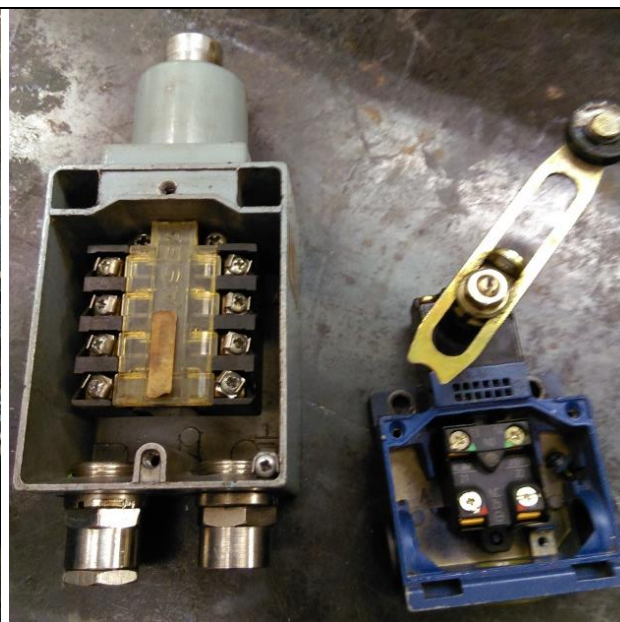
Este mantenimiento se lleva a cabo en los gatos de la pista de frenado, esta pista se localiza en la placa inferior del anillo base del rotor, formando un soporte para la pista de frenado que consiste de segmentos fijados por abrazaderas, su función principales friccionarse con los gatos de frenado cuando la maquina está en proceso de paro, estos gatos llevan un dispositivo llamado micro para aplicar o desaplicar los gatos en modo automático cuando se manda el paro de rodamiento de la unidad.

La operación de los gatos se efectúa cuando la velocidad del rotor desciende al 20% de su velocidad nominal, los frenos son accionados automáticamente por una válvula de tres vías operadas por un solenoide y supervisado por un relevador. Se realizó el cambio de micros por actualización de los dispositivos los cuales son interruptores de posición ZCKM1.

Sé realizó la desconexión de los micros, retirándolos por completo de la placa de sujeción, las placas se removieron para ajustarla a los nuevos micros, ya que son un poco más pequeños y tienen que quedar al tamaño de estos mismos (**Figura 55**) a continuación vemos el micro anterior y el micro nuevo por el cual será reemplazado (**Figura 56**).



**Figura 55:** Retiro del micro en la pista de frenado.



**Figura 56:** Micro anterior XCK-M. y Micro nuevo ZCKM1.

Descripción de los micros usados en esta central. Datos vaciados en la tabla N.5 del micro en uso, datos vaciados en la tabla N.6 del micro que sustituye al anterior.

Tabla N.4: Especificaciones del micro ZCKM1.	
Entrada de cable:	3 entradas roscadas para pasacables Pg 11
Tipo y composición de contactos:	1 NC + 1NA.
Funcionamiento de contacto:	Acción rápida.
Índice de Protección IP:	IP66
Corriente Nominal de empleo:	3 A
Material de la Carcasa:	Metal
Tensión AC Máxima:	240 V
Tensión DC Máxima:	250 V
Serie:	Formato estándar
Tipo de Contacto:	Encaje a Presión
Tipo de Terminal:	Terminales abraz. fijac
Longitud:	64 mm
Anchura:	64 mm
Profundidad:	30 mm
Temperatura de Funcionamiento:	25...70 °C para normas
Temperatura de Almacenamiento:	-40...70 °C



Tabla N.5: Especificaciones del micro XCK-M.	
Configuración de Polo y Vía	DP
Configuración Normal del Estado	NO/NC
Índice de Protección IP	IP66
Corriente Máxima	10 A
Material de la Carcasa	Zinc Alloy
Tensión AC Máxima	240V
Tensión DC Máxima	250V
Serie	OsiSense XC
Tipo de Contacto	Encaje a Presión
Tipo de Terminal	Wire Lead
Longitud	64mm
Anchura	58.5mm
Profundidad	30mm
Temperatura de Funcionamiento Mínima	-25°C
Temperatura de Funcionamiento Máxima	+70°C

El frenado y levantado del rotor se efectúa por medio de una cantidad de gatos de frenado montados sobre los cimientos del foso de generador. En la operación de frenado los cilindros de los gatos que están conectados en serie, son accionados por aire comprimido a presión ascendiendo hasta ponerse en contacto con la pista de frenado del rotor, provocando fricción y en consecuencia el frenado.

Una vez teniendo nuestros micros armados y la base de inserción de los micros se soldaron para adaptarlos a los Gatos (**Figura 57**) esta base tuvo que ser modificada porque los micros nuevos son más prácticos y su tamaño es menor al anterior , posteriormente se hizo la conexión para operar en el sistema de frenado (**Figura 58**).



**Figura 57:** Soldadura de dispositivo de sujeción de micros.

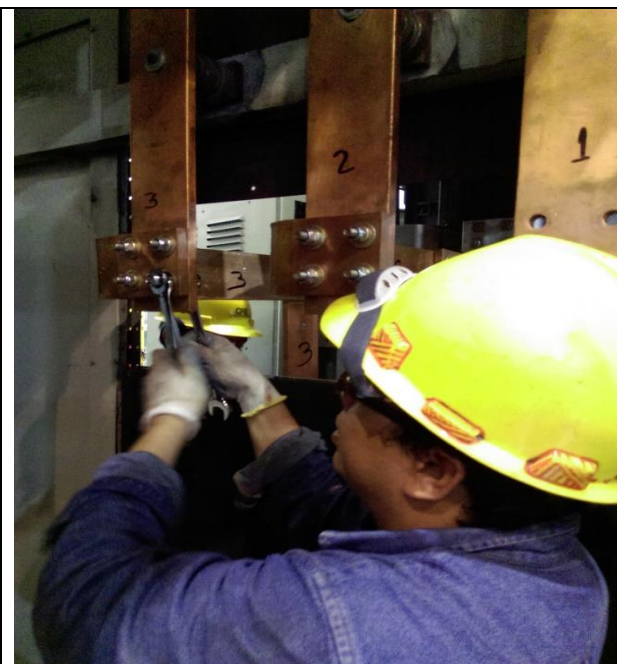


**Figura 58:** Montaje de micros nuevos.

### 3.5.- TRANSFORMADOR DE EXITACIÓN.

Una de las actividades de mayor relevancia fue el cambio de transformador de excitación, el transformador actual sigue operando bajo las mismas condiciones, al tener muchos años de uso y cumplir con su vida promedio útil, por actualización de equipos se optó de cambiarlo por uno nuevo este transformador es tipo seco.

Se realizaron las maniobras correspondientes, retirando los ventiladores para poder extraerlo de su cubículo. Se desconectó el transformador de excitación (**Figura 59**), retirando las tierras físicas y trenzas del transformador, con el apoyo de la grúa viajera se hicieron las maniobras para la extracción del transformador (**Figura 60**).



**Figura 59:** Desconexión de T. De Excitación.



**Figura 60:** Extracción de Transformador.

Terminando la maniobra de extracción, se colocan las ligas al transformador nuevo para introducirlo a su cubículo, se hacen las maniobras con la grúa viajera y se incorpora el transformador nuevo (**figura 61**) sin las aspas de ventilación, estas se colocaran al final para facilitar el montaje. Se conectan las trenzas de cobre nuevas las cuales conectan las barras de alimentación de baja tensión, se conecta las tierras físicas y las conexiones del pirómetro del transformador (**Figura 62**).



**Figura 61:** Transformador de excitación nuevo.



**Figura 62:** Conexión a tierra del transformador.

Se utilizaron trenzas para unir la barra de alta tensión del transformador con el Apartarrayos que va hacia el TC. Una vez conectada la trenza de alta tensión se procedió a conectar la trenza que va de la barra del transformador del Apartarrayos terminando así la conexión del transformador de excitación. Se limpió parte del cubículo para tener el área en perfectas condiciones para el montaje del nuevo Regulador de Tensión y así evitar futuras fallas. Se le dio mantenimiento a las barras de puentes de transformador de excitación a AVR y se montan, se conectan 8 trenzas lado puente AVR.

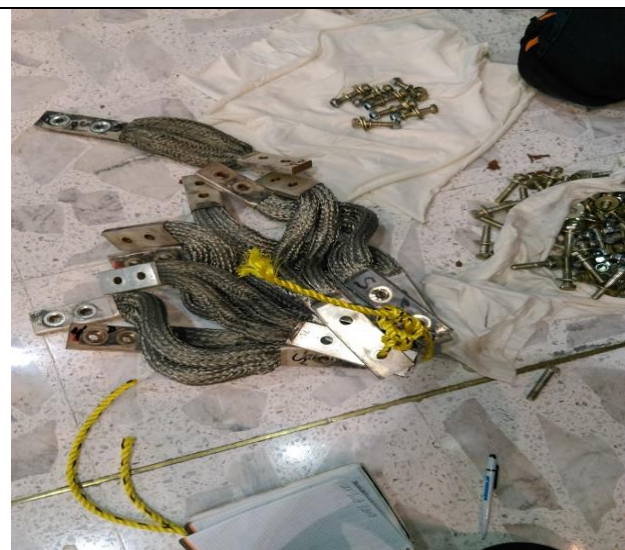
### **3.5.1. BUS DE FASE AISLADA.**

Se desconectan trenzas del bus de fase aislada, fase A, B Y C (**Figura 63**) y neutro del generador además de las que conectan a los transformadores de potencia de la conexión delta a sus respectivas fases, transformador de excitación, transformador de servicios propios, transformador neutro generador, Apartarrayos y capacitores, y las que se conectan con el regulador de voltaje AVR, estas trenzas poseen un diseño tipo plano o cilíndrico de alambre fino de 0.10 mm o estándar de 0.20 mm algunas dobles o normales los contactos están fabricados de cobre estañado o plateado para brindar un mejor equilibrio y una conexión eficaz.

En el mantenimiento del bus de fase aislada y neutro del generador se revisaron y lavaron las trenzas con Dielectrol (**Figura 64**) para remover impurezas impregnadas en ellas con fibra Scotch, se limpiaron las áreas de contacto con el ducto de aluminio, dejándola reposar para el secado de la mismas en el sol para eliminar la humedad. Después se montaron las trenzas a su respectiva fase y conexión haciendo reapriete de la tornillería con el torquímetro digital con un apriete de 80 N/m.



**Figura 63:** Bus de Fase Aislada.



**Figura 64:** Trenzas de conexión.

Se realizó el cambio de pirómetro del transformador (**figura 65**), ya que contaba con un análogo e indicaba la temperatura general del transformador, los nuevos pirómetros son digitales (**Figura 66**) y una ventaja de ellos es que ahora indicaran la temperatura por cada fase y de manera general. Este dispositivo detecta la temperatura de cada fase como se hace mención, si la temperatura excede a la establecida en el PLC, manda una orden para que los ventiladores comiencen a funcionar para reducir la temperatura, y así evitar un disparo del transformador.



**Figura 65:** Pirómetro Analógico.



**Figura 66:** Pirómetro Digital.

### **3.13.- ELECTROVALVULAS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.**

Las válvulas nos permiten controlar el flujo de agua de tubería y aislar a los enfriadores para mantenimiento, deben ser de un funcionamiento seguro de cierre rápido y hermético. Las válvulas de (ENERGY TECHNOLOGIES – FORUM) son de retención de alta calidad protegen los equipos de bombeo, aumentan el ahorro de energía, reducen el mantenimiento y aumentan el tiempo de actividad. Resistente a la corrosión, sus características innovadoras garantizan un sellado positivo y un control de flujo excepcional.

#### **Características y beneficios de las válvulas de FORUM.**

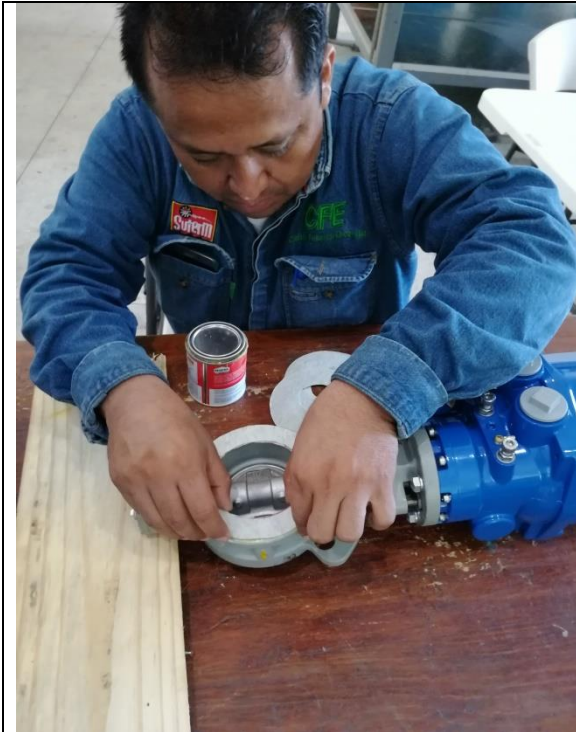
- Caja estanca con clasificación IP67.
- Engranaje helicoidal para una vida útil más larga, bajo nivel de ruido máximo de 50 decibelios.
- Calentador interno estándar de 20 vatios para minimizar la condensación.
- Volante diseñado para una operación segura y eficiente.
- Engranaje helicoidal de acero laminado para evitar el retroceso de la válvula.
- Accionamiento manual.
- Montaje directo.
- Protección de parada incorporada.
- Dos posiciones y modulando.
- Cableado estandarizado y codificado por colores.
- Certificaciones / estándares: CSA, NEMA 4 / 4X.



**Figura 67:** Válvula retirada y válvula nueva.

Se realizó el mantenimiento a las válvulas 20W-1, 20W-2 (**Figura 67**) del sistema de agua-agua, estas válvulas se encargan de dar el paso al agua de río, ya que el agua de río se encarga de enfriar el agua tratada, misma que se encarga de enfriar el aceite del transformador de potencia, y al momento de que esta agua se calienta tiende a regresar al cauce el río. Las válvulas 20W-3 y 20W-4, son las que dan paso al agua tratada en los transformadores de potencia, se tienen 2 válvulas más el 20W-5 Y 20W-6, dan el paso a la misma agua que se encargan de enfriar el aceite del transformador de potencia.

Para realizar el mantenimiento de las válvulas se quitan la alimentación, y así poder aislar las válvulas manualmente, procediendo su desmontaje y desconexión eléctricamente, se debe tener cerrada la 20w y obra de toma para evitar fugas de agua. Se retiró la tornillería para la sustracción de las válvulas. A las válvulas nuevas se les fabricaron empaques para las bridas (**Figura 68**), se modificó la tubería a la medida requerida de las válvulas (**Figura 69**), el departamento mecánico se encargó de añadir la tubería posteriormente se montaron las válvulas nuevas (**Figura 70**) se presenta también el diagrama de conexiones de las válvulas a los gabinetes (**Figura 72**).



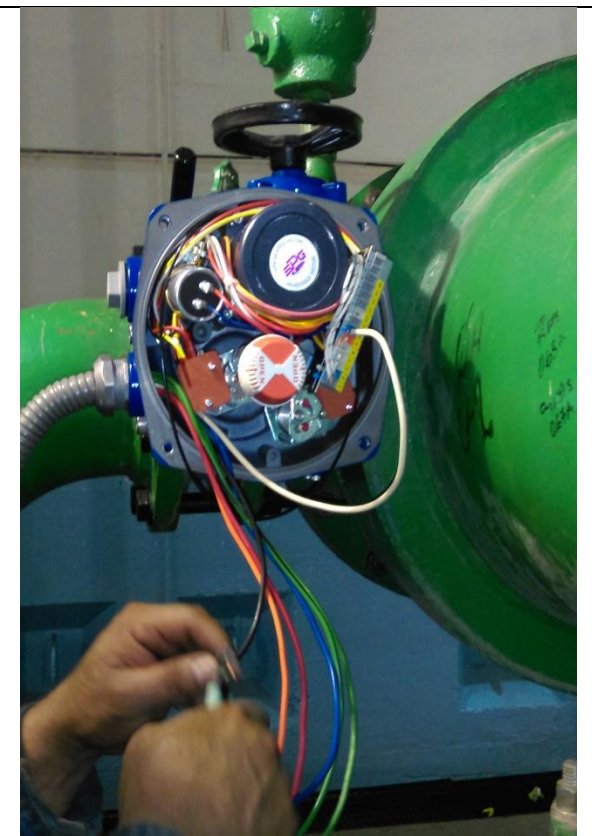
**Figura 68:** Empaques para válvulas.



**Figura 69:** Modificación de tubería.



**Figura 70:** Montaje de Electroválvulas Nuevas.



**Figura 71:** vista interna de las válvulas.



## Standard Series Wiring Diagram Number Key

### ACTUATOR SERIES

WS - Wiring Standard

#### BASE MODEL

A000 - ABZ 015 thru ABZ 100  
 B000 - ABZ 015 thru ABZ 250  
 0609 - ABZ 006 thru ABZ 009  
 1519 - ABZ 015 thru ABZ 019  
 1528 - ABZ 015 thru ABZ 028  
 1538 - ABZ 015 thru ABZ 038  
 2850 - ABZ 028 thru ABZ 050  
 6010 - ABZ 060 thru ABZ 100  
 1525 - ABZ 150 thru ABZ 250  
 0006 - ABZ 006  
 0009 - ABZ 009  
 0015 - ABZ 015  
 0019 - ABZ 019  
 0028 - ABZ 028  
 0038 - ABZ 038  
 0050 - ABZ 050  
 0060 - ABZ 060  
 0080 - ABZ 080  
 0100 - ABZ 100  
 0150 - ABZ 150  
 0200 - ABZ 200  
 0250 - ABZ 250

#### VOLTAGE

A - 120 VAC / 1PH  
 B - 220 VAC / 1PH  
 C - 24VAC  
 D - 24VDC  
 E - 380 VAC / 3PH  
 F - 440 VAC / 3PH

#### SERVICE

1 - ON / OFF  
 A - NONE  
 B - AMI-103 (120vac)  
 C - AMI-103A (220vac)  
 D - AMI-103B (24vac)  
 E - Factory IMS (3ph)  
 F - Peaktronics IMS (3ph)  
 G - ADM-100  
 H - Low Temp  
 Z - SPECIAL

#### 2 - MODULATING

A - DHC-100 (120vac)  
 B - DHC-100A (220vac)  
 C - DHC-100B (24vac)  
 D - DHC-300 (3ph)  
 E - DHC-400 (24vac)  
 F - LRC-101G (120vac)  
 G - LRC-101H (220vac)  
 H - AMC-103 (120vac)  
 J - AMC-103A (220vac)  
 K - DMC-100A (24vac)  
 L - Low Temp  
 Z - SPECIAL

#### POSITION FEEDBACK

X - None or End of Number  
 A1 - Auxiliary Limit Switches (1 Set)  
 A2 - Auxiliary Limit Switches (2 Set)  
 Blank  
 C - XMA-105  
 D - XMA-106  
 E - XMA-107  
 F - XMA-108  
 G - OTX-100\*  
 H - OTX-101\*  
 J - OTR-100\*  
 K - OTR-101\*

For use with DHC series positioners only  
 \*OTX/OTR (4-20mA/0-10dc)  
 \*OTR (includes relays)

#### MISC

X - None or End of Number  
 A - 2-Wire Relay  
 B - LCU (120vac)  
 C - LCU (220vac)  
 D - LCU (380vac)  
 E - LCU (440vac)  
 F - XFR-100  
 G - SSD-100  
 H - AMM-100  
 J - LY2F  
 K - RCT-100  
 L - LCU Push 3PH Latching Control  
 M - LCU (Metal Housing)(220vac)

#### MISC

X - End of Number

W S B 0 0 0 - A 2 A - A 1 G - B - X

This wiring diagram key is not intended for actuator configuration.  
 Consult factory for ordering.



**Figura 72:** Diagrama de cableado - Tecla numérica, Serie estándar, realizado por FORUM.

El mismo procedimiento se realizó para las válvulas del sistema agua- aceite. Se cambió el cableado del CCM a las válvulas tanto de fuerza y control, cableado del transformador de potencia e instrumentos en este caso se cambiaron los indicadores de flujo del sistema de enfriamiento por actualización de Dispositivos y se colocan los nuevos indicadores (Figura 73).

El indicador de flujo es un dispositivo que cuenta con una aleta que se orienta en la dirección del flujo así logrando mover la aguja así la dirección de PUMP ON que en este caso se podrá decir que la bomba se encuentra en servicio, en la cual me está indicando que hay presencia de flujo. Cuando la bomba es desactivada o se encuentra fuera de servicio, la aleta regresa a su posición original logrando regresar la aguja así la dirección de PUMP OFF que en este caso me indica que la bomba esta fuera de servicio, la bomba esta parada o en el caso que las válvulas estén cerradas.

Se instaló tubería licuatite para la conexión de las electroválvulas a sus respectivos gabinetes. Quedando también conectadas a los gabinetes de control (**Figura 74**). Una vez realizado este mantenimiento se hicieron las pruebas de cierre y apertura y verificación de estados del sistema.



**Figura 73:** Indicadores de flujo.



**Figura 74:** Cableado y conexión de electroválvulas.

### 3.7.- AVR (DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN).

El objetivo del sistema de excitación es controlar la tensión de estator de un generador, cabe mencionar que para la excitación se utilizan dos técnicas, una considerada de forma móvil y al otro de forma fija o estática, este sistema de excitación es del tipo estático. El control de excitación está basado en un regulador de tensión automático digital (AVR), que controla el encendido de los puentes de tiristores para alimentar el generador con corriente de excitación variable.

El equipo puede ser configurado según las necesidades del sistema de control. Existen varias configuraciones (2 reguladores redundantes, vías automática y manual, etc.) y el número de puentes rectificadores depende de la corriente de excitación que es suministrado al generador. El sistema de excitación puede ser conectado a un sistema DCS (distribuidor de control de sistema) a través de un bus de terreno (MODBUS). El hardware del sistema de excitación está contenido en un armario robusto y compacto. El diseño del regulador impide cualquier fallo de cableado y garantiza una buena compatibilidad electromagnética (CEM).



**Figura 75:** AVR Unitrol D.



**Figura 76:** Montaje de AVR 6800.

El Regulador de tensión que opera para la unidad 2 es un modelo Unitrol D Marca ABB (**Figura 75**), este AVR se reemplazó por un modelo Unitrol 6800 (**Figura 76**) con sistema de excitación es del tipo estático con un diseño para aplicaciones de potencia mediana y grande, este equipo está constituido por gabinetes separados, se constituye por las barras de excitación, interruptor de campo, resistor de descarga de campo, excitación inicial de campo, en caso de que el voltaje residual en el generador sea bajo este permite su incremento, tiristores y Apartarrayos auxiliares.

Los sistemas UNITROL 6800 pueden fabricarse con hasta tres canales de control: dos canales multifunción y un canal de reserva para el control del generador de emergencia. El canal de reserva es una sola unidad de comunicación, control y medida (CCM por sus siglas en inglés). Su hardware separado y su software diferente garantizan la disponibilidad máxima del sistema. Cada canal tiene la capacidad de controlar todos los módulos del convertidor de alimentación redundante. Los módulos se conectan a través de su propio convertidor de interfaz de control (CCI por sus siglas en inglés).

Además, proporciona funciones de diagnóstico y mantenimiento, incluyendo un registrador de transitorios. El conversor de señales de la interfaz (CSI por sus siglas en inglés) y la interfaz de driver de compuerta (GDI por sus siglas en inglés) brindan barreras potenciales dentro del convertidor de potencia. A un nivel sistemático, las unidades de entrada y salida combinadas (CIO por sus siglas en inglés) se utilizan para interactuar con señales digitales analógicas E/S externas e internas. Estas unidades son 100 por ciento redundantes, si así se requiere.

El AVR Unitrol 6800 cuenta con terminal local de control de excitación y panel básico de control de servicio (**Figura 77**). En el siguiente gabinete se encuentra la quebradora o supresora de campo (**Figura 78**), se selecciona un disyuntor de campo, un resistor de supresión y protección de sobrevoltaje de campo para cumplir con todas las condiciones operacionales y las posibles fallas.

Los circuitos son de 2 a 3 canales redundantes de control, todos sus dispositivos son accesibles para hacer pruebas y reposiciones durante la operación virtual, Refrigeración de aire con entrada de aire frontal y salida de aire frontal o superior (**Figura 79**) y los paneles de control del convertidor (**Figura 80**) brinda valores reales, información actual sobre la corriente y la temperatura del convertidor, así como también indicación LED de estado.



**Figura 77:** Tablero de excitación.



**Figura 78:** Quebradora de campo.



**Figura 79:** Paneles de control.



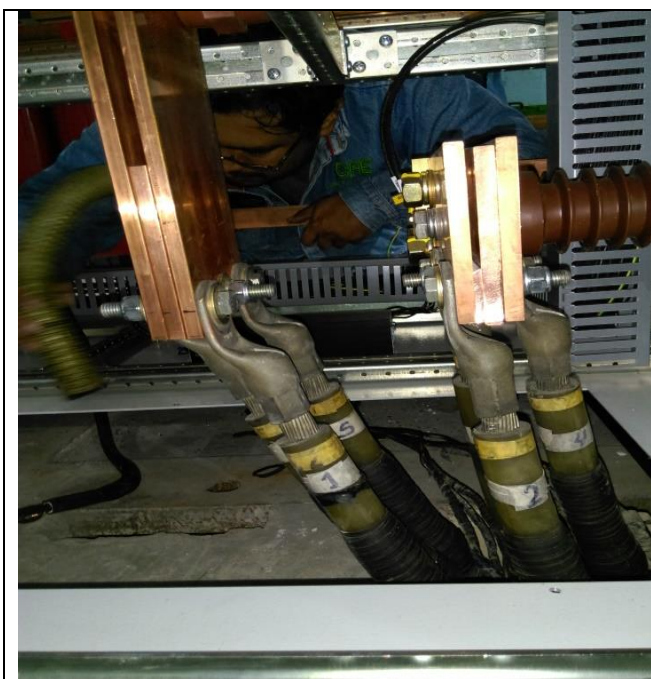
**Figura 80:** Flujo de aire refrigerante.

El equipo anterior se retiró, su caso es igual al transformador de excitación de optar cambiarlo por un nuevo por la actualización de equipos que están determinados en los lineamientos de la empresa, de cambiar los equipos por confiabilidad y para tener un mejor rendimiento del equipo se les da un plazo de 10 años como promedio de vida útil para operar en la planta. Se realizaron las maniobras para retirar el AVR anterior soldando los gabinetes en conjunto, con ayuda del departamento mecánico se realizaron las soldaduras correspondientes.

Así facilitar la maniobra de traslado a otro lugar, procediendo con la desconexión de las trenzas del lado del transformador de excitación, desconexión de tierra del equipo. Con la grúa viajera se trasladó el AVR anterior aun lugar retirado, para hacerla misma maniobra con el AVR nuevo para posicionarlo en el mismo lugar donde fue removido el otro gabinete.

La parte que le corresponde al departamento eléctrico para este cambio de AVR se basa en la conexión de tierras del gabinete del AVR, (Figura 81) se hizo la conexión de trenzas del AVR al lado del transformador de excitación, conexión de barras a tierra de la protección de los cables de potencia de 250 VCD (Figura 82) se hicieron algunas modificaciones en las barras ya que las nuevas trenzas son más prácticas, se hizo el diseño a la medida quedando ajustable para la conexión de trenzas al transformador de excitación.

El departamento de control se encargó de la automatización y digitalización de las señales de este dispositivo. El equipo nuevo no trae el equipamiento para la el montaje de la unidad móvil, todos los arreglos se harán de manera externa.



**Figura 81:** Conexión a tierra del AVR.



**Figura 82:** conexión de trenzas.

### 3.8.- AUXILIARES DE MAQUINA.

Se desconectaron los equipos de auxiliares de máquinas y son los siguientes:

1. bombas de regulación.
2. bombas de izaje.
3. compresores de regulación.
4. válvula del sistema de enfriamiento.

Se desmontaron los equipos y se desarmaron para realizar el mantenimiento solo al estator, que es la parte que corresponde dar mantenimiento al personal eléctrico, se realizaron las pruebas de resistencia de aislamiento a los motores, se removió la suciedad del interior (**Figura 83**) y se limpió con dielectrol, (**Figura 84**) por último se le aplicó barniz aislante para evitar cortos circuitos en los equipos (**Figura 85**) finalmente haciendo la prueba final de resistencia de aislamiento para ver la eficiencia y mejoría de este mantenimiento los valores obtenidos son permisibles y no existe inconveniente alguno en cada uno de los equipos (**Figura 86**).

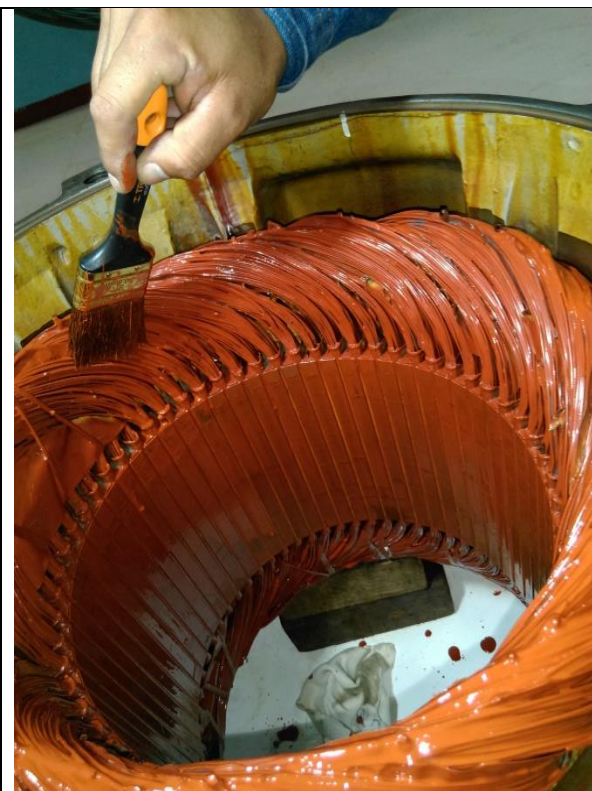


**Figura 83:** Aspiración de residuos.



**Figura 84:** Limpieza con dielectrol al estator.





**Figura 85:** Aplicación de barniz.

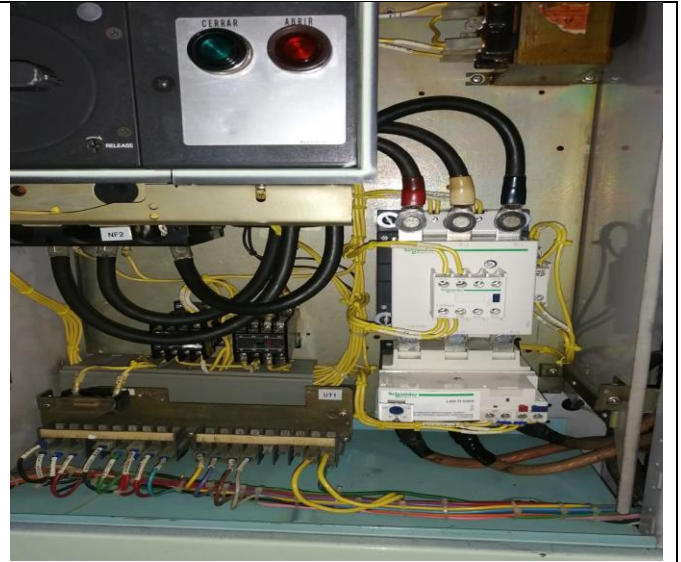


**Figura 86:** Prueba de resistencia de aislamiento.

Se les dio mantenimiento a los contactores y relevadores que se encuentran en los gabinetes que forman parte de los auxiliares de máquina (Figura 87). Se cambiaron todos los contactores y relevadores por unos nuevos (Figura 88) y se limpió el gabinete con una aspiradora para retirar impurezas, se realizó limpieza a los contactos fijos y móviles de los contactores de los equipos auxiliares de la unidad 2 y con los desarmadores clemeros se hizo reapriete de tornillería, finalizando con la medición y corriente de cada equipo para dejarlo listo para operar en perfectas condiciones.



**Figura 87:** Desconexión de relevadores y contactores.



**Figura 88:** Contactores y relevadores nuevos.

### **3.9.- OBRA DE TOMA.**

Se cambiaron los micros de obra de toma realizando el mismo procedimiento con los micros en los gatos de frenado, de igual manera por actualización de equipos se están haciendo estos cambios, una vez ajustados se procedió a realizar las pruebas de cierre y apertura de la compuerta. Así como la limpieza de las bombas y reapriete de tornillería en los gabinetes de control.

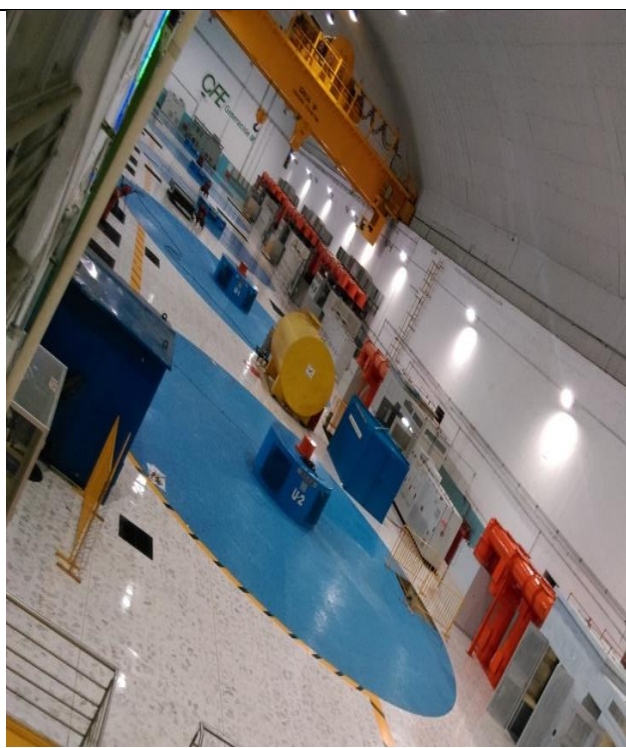
### 3.10.- MONTAJE DEL ROTOR DE LA UNIDAD GENERADORA N2.

Parte del montaje ya se llevó acabo cuando se introdujeron nuevamente los polos, para cerrar el mantenimiento se colocan los ventiladores superiores, y a la tornillería se fija con puntas de soldadura para evitar que se aflojen con el tiempo. Del mismo modo se procede con la colocación de las tolvas que cubren a los polos y el entre hierro del estator, tapando el cabezal superior del estator, van colocadas en la parte inferior, a las tolvas se les dió una limpieza con un trapo húmedo con liquido dielectrol, se colocaron en su respectivo lugar apretando tornillería con el torquímetro.

Una vez fijas las tolvas se procede a colocarles unas pequeñas placas atornilladas de la parte superior del rotor a las tolvas y estas servirán de seguros , para sujetarlas y darles mayor seguridad y evitar cualquier movimiento cuando la unidad entre en operación (**Figura 89**) . De igual manera se limpiaron las tapas que van en la parte baja del estator y se colocaron haciendo el mismo procedimiento como las tolvas. Este mismo proceso se realizó en la parte inferior y superior de la máquina. Por último se colocan las tapas antiderrapantes para finalizar el montaje (**Figura 90**).



**Figura 89:** Colocación de tolvas.



**Figura 90:** Unidad armada.

### 3.11.- BANCO DE BATERIAS DE 24VCD

En la central hidroeléctrica se cuentan con 8 cargadores de baterías de 24 vcd y 8 bancos de baterías de 24 vcd, este sistema de corriente directa tiene la función de alimentar al equipo de la automatización como son los PLC con la finalidad de llevar a cabo toda la función de arranque, sincronización y paro de las unidades así como alimentar parte de la instrumentación que se tiene de las unidades generadoras.

Los bancos de batería son de tipo alcalino y tienen la función de alimentar a todo el equipo de la automatización de las unidades y la instrumentación para llevar a cabo la secuencia automática de los PLC'S , efectuando los eventos de arranque , excitación, sincronización y paro de unidades, cada banco y cargador están ubicados en el piso de barras correspondiente a cada unidad, el banco está integrado por 20 baterías de tipo alcalino, y proporciona en sus terminales un voltaje de 24 VCD , la capacidad que posee cada banco es de 257.04 amperes y la densidad del electrolito de las celdas en cada banco a plena carga es de 1180 a una temperatura de 25°C.

Se procedió con el desmontaje y desconexión del el cargador anterior y banco de baterías por cumplir con sus años de vida útil, el cargador anterior nos indicaba las señales de manera analógica (**figura 91**) el nuevo cargador nos dará las señales de manera digital (**figura 92**), está compuesto por un transformador que proporciona el voltaje adecuado para energizar el puente de rectificador, que a su vez está compuesto de SCR's y diodos de potencia. Tiene el modo de trabajo de 50% de su capacidad de corriente y voltaje.



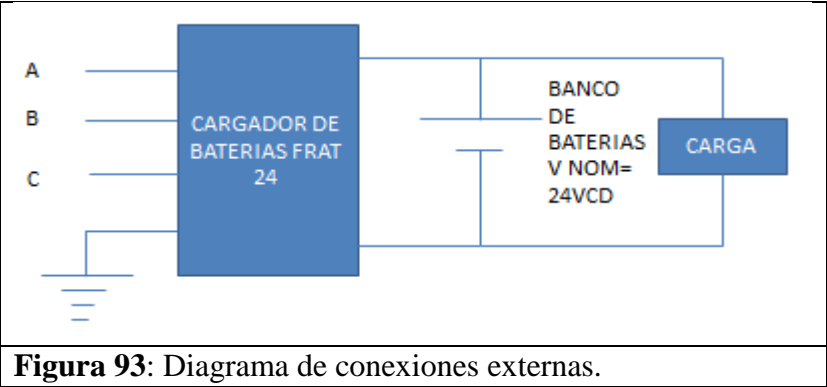
**Figura 91:** Cargador anterior.



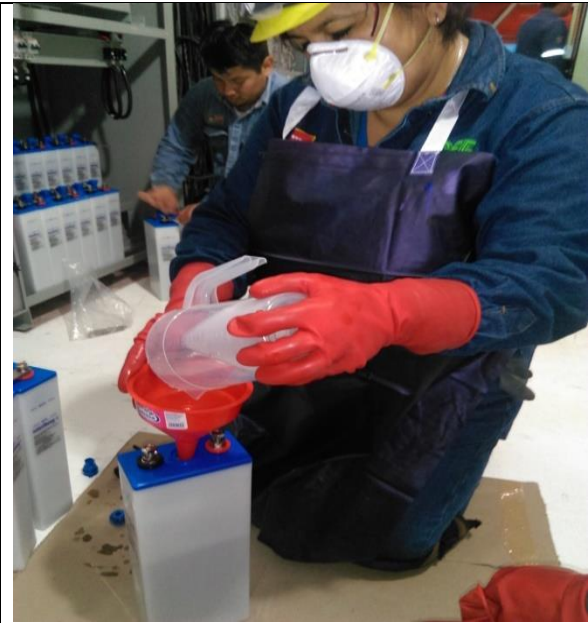
**Figura 92:** Cargador nuevo.

Se montó el nuevo cargador y se realizó el cableado al gabinete de alimentación, se aterrizó el equipo en la zapata mecánica que se encuentra en el chasis, no deben de estar obstruidas las aberturas para la ventilación de la parte superior, inferior y posterior y laterales del gabinete ya que proveen enfriamiento por convención natural, con una medida de 15 cm de espacio libre.

Se armaron las 20 baterías colocando las tapas y se hizo el llenado de cada una de ellas con el ácido hasta el nivel máximo que trae indicado en cada batería (**Figura 94**), se colocaron en la base del gabinete después se conectaron en serie (**Figura 95**) con las interceldas y se conectaron al cargador. A continuación se presenta el diagrama de conexión entre el cargador y el banco de baterías (**Figura 93**).



**Figura 93:** Diagrama de conexiones externas.



**Figura 94:** Llenado de baterías.



**Figura 95:** Conexión de baterías.

### 3.11.1 - PRUEBAS FINALES DEL BANCO DE BATERIAS.



**Figura 96:** Prueba de densidad del Ácido.

Una vez teniendo armado nuestro circuito se puso en marcha el cargador, para realizar las pruebas iniciales se accionó el interruptor de entrada de CA, con un voltaje de funcionamiento de 440 Vca se ajustaron los voltajes de igualación a 28Vcd y flotación de acuerdo a los puntos de ajustes del manual del fabricante, apagando el rectificador, se conectó los cables de carga de CD a las terminales marcadas con positivo y negativo.

Teniendo armado nuestro cargador se procedió a realizar la prueba de voltaje, corriente y medición del flujo del ácido (**Figura 96**), por un tiempo de 72 hrs para descargar por completo el cargador, se tomaron las lecturas del banco en intervalos de 1 hora hasta que la corriente llegará a cero. Cada 3 meses se hacen las pruebas del nivel de ácido, rellenando las baterías que tengan un bajo nivel y que el voltaje esté dentro del rango establecido, a continuación se describen las características con las que debe de cumplir el cargador de baterías en la medición de voltajes.

## **Características Técnicas de diseño del cargador de baterías trifásico Frat de flotación e igualación.**

### Voltaje de entrada:

440 VCA, 3 fases, con una frecuencia de entrada de 60 Hz.

### Voltaje de Salida:

Igualación: 28 VCD ajustable en  $\pm 10\%$  para agregar o disminuir celdas en caso necesario.

Flotación: 24 VCD ajustable en  $\pm 10\%$  para agregar o disminuir celdas en caso necesario.

### Corriente de salida:

Es ajustado para proporcionar la corriente nominal, este dato se localiza en la placa de identificación al frente del equipo, más 10% de este valor en el límite de corriente.

El circuito de potencia se compone de un transformador de poder que proporciona el voltaje adecuado para energizar el puente rectificador, compuesto de CSR's y diodo de potencia seleccionados para trabajar al 50% de sus capacidad total en corriente y voltaje, estando el rectificador a plena carga, a la salida la onda rectificada entra a un filtro compuesto de reactores y capacitores para reducir el nivel de rizado al deseado.

La igualación nos indica que el equipo se encuentra trabajando en régimen a carga profunda se proporciona señalización visual. La Flotación indica que el equipo se encuentra trabajando en régimen de carga de mantenimiento, se proporciona señalización visual verde. La operación manual se hace al accionar el push botón colocado en el panel rectificador, este pasará a proporcionar carga de igualación en forma temporizada, dejando fuera el sistema automático, este dispositivo es muy útil para dar cargas de igualación programadas a la batería, se proporciona la señalización visual y la remota.

**Rango de ajuste del voltaje de flotación:** 1.38 a 1.41Volts y es la tensión eléctrica de C.D. Necesaria para mantener cargado al banco de baterías, compensando solo las cargas directas al banco de baterías compensando solamente las pérdidas de cargas del banco.

**Rango de ajuste del voltaje de Igualación:** 1.47 a 1.52 Volts y es la tensión eléctrica de C.D. Suficiente para recargar al banco de baterías.

## **4. Resultados y Conclusiones.**

### **4.1.- PRUEBAS FINALES.**

Se realizaron las pruebas finales que son las pruebas operativas al generador, terminando estas pruebas se retiran las tierras en el generador y conexión del neutro. Se realizó la apertura de compuerta en obra de toma y desfogues, en el cubículo de excitación se colocan los carbones nuevamente en el porta escobillas. Las pruebas correspondientes para poner en servicio a la unidad, se realizan las pruebas del sistema de frenado, apertura del distribuidor, rodado de la unidad, excitación de la unidad, pruebas a las tuberías de agua, operación de las bombas de agua y aceite así como las protecciones mecánicas y eléctricas.

Se revisa el funcionamiento de los gatos para asegurar el contacto que estos tengan con la pista de frenado sea el correcto. De igual manera si existen inconformidades, se ajusta cada gato de frenado hasta obtener el resultado deseado en la aplicación de estos mismos en el sistema PLC. Se ajusta el vástago del micro instalado para que logre alcanzar la plancha del gato y logre hacer un contacto ideal con la pista de frenado. Una vez ajustados todos los gatos se procede a activar el sistema y verificar cada uno de ellos opere de la forma correcta.

### **4.2.- CONCLUSIONES.**

Concluyendo así el informe técnico de residencia realizado en la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres Chicoasén, los objetivos planteados en este proyecto se han cumplido satisfactoriamente, ya que con el programa establecido en el mantenimiento menor de la unidad generadora N. 2 se logró cubrir con las actividades establecidas. Resolviendo los pequeños problemas que a lo largo de este trayecto surgieron, para evitar problemas mayores que afectaran a la unidad.

El generador recibió la atención adecuada y la limpieza requerida para su funcionamiento con su máxima eficiencia. Se logró el objetivo al realizar las pruebas finales con ayuda de Lapem (Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales) obteniendo como resultado valores permisibles, concluyendo que el mantenimiento fue un éxito en su totalidad y no hubo inconveniente alguno en el rodado de la máquina, aprendí todo lo que engloba hacer un mantenimiento a un generador así como realizar pruebas y reforzar mis conocimientos.



## 5.- Referencias Bibliográficas.

Espinosa, I. A. (2007). *GENERADOR DE POTENCIA*. Tuxtla Gutierrez Chiapas: Primera Edición.

Espinosa, I. A. (2016). *Mantenimiento Eléctrico en Centrales Generadoras*. Tuxtla Gutierrez Chiapas: Primera Edición.

Ing. Fidel A. Diaz Molinari, Ing. Victor Manuel Gomez Avila, Ing. Francisco de Jesus Zapata Navarro. (Julio 2004). *MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE GENERADORES ELECTRICOS DE CH'S PARTE 1*. Chicoasen Chiapas: Primera Edición.

Ing. Rubén Juárez Ivañez, Ing. Arnoldo Ontiveros Martínez, Ing. José Segundo Tunnal mellardo, Ing. Ramón Gallardo Ramírez. (OCTUBRE 1993). *OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE GENERADORES ELECTRICOS TOMO 2*. Celaya: Primera Edición.

Telemecanique Sensors, 10 A, NO/NC, 240V, IP66 OsiSense XC. (s.f.). *Telemecanique Sensors, 10 A, NO/NC, 240V, IP66 OsiSense XC*. Recuperado el 01 de Diciembre de 2019, de <https://es.rs-online.com/web/p/interruptores-final-de-carrera/3608584/>

MEGGER. (s.f.). *MIT1025*. Obtenido de <https://es.megger.com/medidor-de-resistencia-de-aislamiento-hasta-10-kv-mit1025>

MEGGER Transformador MTO210. (s.f.). *www.megger.com*. Obtenido de [http://www.unitronics-electric.com/pdf/MTO210\\_DS\\_es\\_V01.pdf](http://www.unitronics-electric.com/pdf/MTO210_DS_es_V01.pdf)

ABB. (© Copyright 2012 ABB.). *UNITROL® 6800 sistemas de excitación*. Recuperado el 27 de Noviembre de 2019, de [https://library.e.abb.com/public/ee99e9d7fe7a8209c1257b24004b23a6/3BHS343110\\_S01\\_A\\_O.pdf](https://library.e.abb.com/public/ee99e9d7fe7a8209c1257b24004b23a6/3BHS343110_S01_A_O.pdf)

## **Anexos:**

### **Anexo A: Normas en las que se rige el mantenimiento.**

**NOM-008-SCFI-2002;** Sistema General de Unidades de Medida.

**NMX-J-075/1-ANCE-1994;** Aparatos Eléctricos – Máquinas Rotatorias – Parte 1: Motores de Inducción de Corriente Alterna del Tipo de Rotor en Cortocircuito, en Potencias desde 0.062 a 373 kW – Especificaciones.

**NMX-J-109-ANCE-2010;** Transformadores de Corriente – Especificaciones y Métodos de Prueba.

**NMX-J-168-ANCE- 1980;** Transformadores de Potencia

**NMX-J-169-ANCE- 2004;** Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia - Métodos de Prueba.

**NMX-J-351-ANCE-2008;** Transformadores de Distribución y Potencia Tipo Seco - Especificaciones.

**NMX-J-438-ANCE-2003;** Conductores - Cables con Aislamiento de Policloruro de Vinilo, 75 °C y 90 °C Para Alambrado de Tableros – Especificaciones.

**NMX-J-501-ANCE-2005;** Sistemas de Control de Centrales Generadoras - Sistemas de Excitación Estáticos Controlados por Tiristores para Generador Síncrono - Especificaciones y Métodos de Prueba.

**IEC 60034-1-2010;** Rotating Electrical Machines - Part 1: Rating and Performance.

**IEC 60034-2-2- 2010;** Rotating Electrical Machines- Part 2 -2: Specific Methods for Determining Separate Losses of Large Machines From Test – supplement to IEC 60034-2-1.

**IEC 60034-3-2007;** Rotating Electrical Machines - Part 3: Specific Requirements for Synchronous Generators driven by Steam Turbines or Combustion Gas Turbines.

**IEC 60034-6-1991;** Rotating Electrical Machines - Part 6: Methods of Cooling (IC Code.)

**IEC 60034-15-2009;** Rotating Electrical Machines – Part 15: Impulse Voltage Withstand Levels of Form – Wound Stator Coils for Rotating a.c. Machines.

**IEC 60034-18-1-2010;** Rotating Electrical Machines - Part 18-1: Functional Evaluation of Insulation Systems-General Guidelines.

**IEC 60085- 2007;** Electrical Insulation – Thermal Evaluation and Designation.

**IEC 60851-1996;** Methods of test for winding wires - Part 1: General

**CFE 017PH-12-2014;** Equipo para el Sistema de Agua de Enfriamiento para Centrales Hidroeléctricas.

**CFE D8500-01-2015;** Selección y Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos.

**CFE D8500-02- 2012;** Recubrimientos Anticorrosivos.

**CFE D8500-03-2015;** Recubrimientos Anticorrosivos y Pinturas para Centrales Termoeléctricas y Eólicas.

**CFE D8500-22- 2012;** Recubrimientos Anticorrosivos y Pinturas para Centrales Hidroeléctricas.

**CFE DY700-08 -10-1999;** Soldadura y sus Aspectos Generales.

**CFE DY700-16 -2-2000;** Soldadura y sus Aplicaciones.

**CFE E0000-25-2015;** Cables Monoconductores con Aislamiento y Cubierta Termofijos sin contenido de Halogenos (LS0H) para instalaciones hasta 600 V, 90°C.

**CFE E0000-26- 2015;** Cables Control y Multiconductores de Energía para Baja Tensión con Aislamiento y Cubiertas Termofijas de Baja Emisión de Humos y sin Contenido de Halogenos (LS0H) 90°C.

**CFE G0000-52-1993;** Detectores de Temperatura por Resistencia (R TD).

**CFE H1000-39-1997;** Guía para la Prevención y Extinción de Incendios en Centrales de Generación Hidroeléctrica.

**CFE L0000-15-2012;** Colores Normalizados.

**CFE L1000-11-2015;** Empaque, Embalaje, Embarque, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Muebles Adquiridos por CFE.

**CFE L1000-32-2015;** Manuales, Procedimientos e Instructivos Técnicos.

**CFE VE100-29-2016;** Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13.8 kV a 400 kV.

**CFE W4101-16-2004;** Sistema de Excitación Estático para Generadores Síncronos de Centrales Eléctricas.

**CFE W4200-12-2011;** Generadores para Centrales Hidroeléctricas.

**CFE W4210-23-2016;** Fabricación de Barras y Bobinas para Estator de Generadores Eléctricos con Tensiones de 6.0 kV y Mayores.

**CFE W4610-19-2016;** Sistema para que Unidades Hidroeléctricas con Turbinas a Reacción, Operen como Condensador Síncrono.

**CFE W8300-28-2015;** Turbina Hidráulica Tipo Bulbo.

**CFE XXA00-19-2015;** Sistema de Protección Contra Incendio en Centrales Hidroeléctricas.

**NOM-008-SCFI-2002;** Sistema General de Unidades de Medida.

**NMX-J-123/1-ANCE-1999;** Productos Eléctricos – Transformadores – Aceites Minerales Aislantes para Transformadores – Parte 1 Especificaciones.

**NOM-133-ECOL-2000;** Protección ambiental – Bifenilos Policlorados (BPC'S) – Especificaciones de Manejo.

**NRF-001-2001;** Empaque, Embalaje, Embarque, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Muebles Adquiridos por CFE.

**CFE D8500-01-2004;** Guía para la Selección y Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos.

**CFE D8500-02-2004;** Recubrimientos Anticorrosivos.

**CFE K0000-06-2004;** Transformadores de Potencia de 10 MVA y Mayores.

**CFE K0000-13-2004;** Transformadores de Potencia para Subestaciones de Distribución.

**CFE K0000-20-2004;** Evaluación de Pérdidas de Transformadores de Potencia y Cálculo de Penalizaciones.

**CFE Y1000-03-2004;** Reactores de Potencia.

Se aplica un protocolo de pruebas eléctricas no destructivas de campo, para el diagnóstico de los devanados y aislamientos del Estator del Generador Eléctrico de la Unidad 2.

Norma	
IEEE Std. 43-2013	Recomendaciones Prácticas para pruebas de Resistencia de Aislamiento de Máquinas Rotatorias.
IEEE Std. 56-2016	Guía para el mantenimiento del Aislamiento de Grandes Máquinas Rotatorias
IEEE Std. 286-2000	Recomendaciones prácticas para medición del Factor de Potencia Tip-up
IEC 60034 27-3 2015	Medición de factor de disipación en aislamientos de estatores de devanados de máquinas rotatorias
IEC 60270-2000	Medición de descargas parciales
IEEE Std. 522-2004	Guía para pruebas en bobinas de máquinas rotatorias de corriente alterna
IEEE Std. 393-1991	Estándar para los procedimientos de prueba a núcleos magnéticos.
IEEE Std. 1434-2000	Guía para la medición de descarga parcial en máquinas rotatorias

En base al protocolo de pruebas aplicado en apego a la normativa IEC e IEEE indicada como referencia, se considera que:

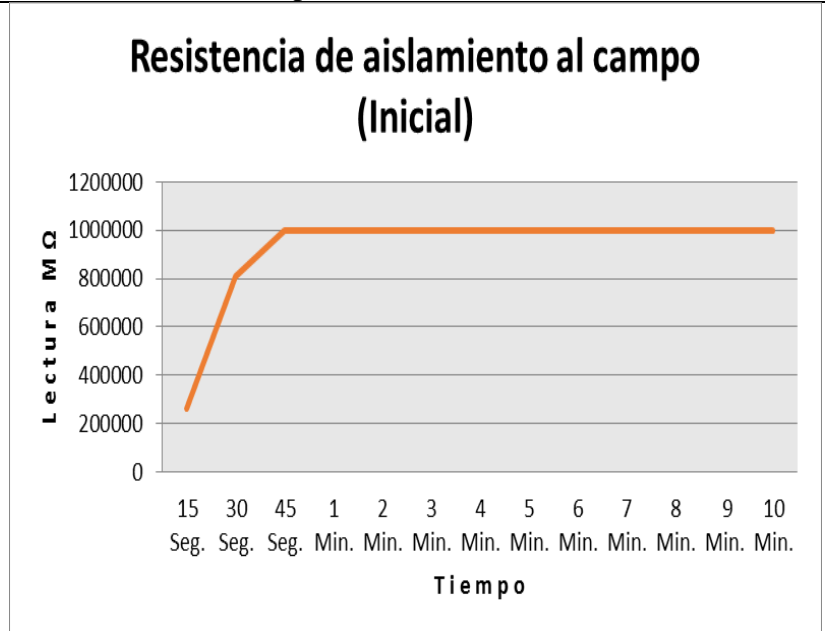
1.-Los resultados satisfactorios obtenidos en las mediciones de Resistencia de Aislamiento en el Estator, indican que sus aislamientos se encuentran adecuadamente secos.

Ya que en el total de las mediciones realizadas en el Estator los resultados obtenidos son aceptables, se prevé que las condiciones generales de sus aislamientos y devanados son adecuadas para que continúe operando de manera confiable. LAPEM certifica que si cumplen con las normas establecidas ya mencionadas en las pruebas operativas del generador, que son las siguientes.

**Anexo B:** Prueba de Resistencia de Aislamiento al Campo.

<b>Resistencia de Aislamiento</b>	
<b>Tiempo</b>	<b>Lectura (MΩ)</b>
15 Seg.	263,000 MΩ
30 Seg.	811000 MΩ
45 Seg.	1000000 MΩ
1 Min.	1000000 MΩ
2 Min.	1000000 MΩ
3 Min.	1000000 MΩ
4 Min.	1000000 MΩ
5 Min.	1000000 MΩ
6 Min.	1000000 MΩ
7 Min.	1000000 MΩ
8 Min.	1000000 MΩ
9 Min.	1000000 MΩ
10 Min.	1000000 MΩ

Datos obtenidos en la prueba.



Representación Gráfica de la prueba.

Tabla N.6: Calculo de I.P y I.A de resistencia de aislamiento del estator.	
Índice de Absorción (I.A) = 1 min. / 30 seg.	Índice de Polaridad (I.P) = 10 min. 1 min.
I.A= 73.3 MΩ / 47.5 MΩ	I.P= 190.9 MΩ / 73.3 MΩ
<b>I.A= 1.543157895</b>	<b>I.P= 6.604365621</b>

Tabla N.7: Medición de Escobillas Primera Etapa.

Medición de escobillas- anillos rozantes 1a. Etapa			
N. escobilla	medida	N. escobilla	medida
1	49 mm	31	48 mm
2	53mm	32	51 mm
3	47mm	33	46 mm
4	53 mm	34	52 mm
5	51 mm	35	47 mm
6	53 mm	36	51 mm
7	50 mm	37	46 mm
8	52 mm	38	52 mm
9	53 mm	39	47 mm
10	53 mm	40	51 mm
11	51 mm	41	47 mm
12	52 mm	42	52 mm
13	47 mm	43	49 mm
14	53 mm	44	51 mm
15	53 mm	45	41 mm
16	52 mm	46	43 mm
17	48mm	47	38 mm
18	54 mm	48	42 mm
19	49 mm	49	50 mm
20	50 mm	50	49 mm
21	48mm	51	49 mm
22	49 mm	52	53 mm
23	46 mm	53	35 mm
24	54 mm	54	53 mm
25	48 mm	55	48 mm
26	52 mm	56	51 mm
27	47mm		
28	52 mm		
29	48 mm		
30	51 mm		

**Anexo C:** Prueba de Resistencia Óhmica.

Prueba de Resistencia Ohmica del Rotor													
P r u e b a	Corriente de Prueba	---	10	mA	---	100	mA	---	1	A	---	10	A
	Corriente de Anillo, Barra de Excitación Y de los Polos.	Corriente Medida						1.023	mA	----	A		
		$\Omega$ Medida	----	$\mu\Omega$	148.7	m $\Omega$	----	$\Omega$					

**Anexo D:** Prueba de caída de tensión a polos (Datos aplicados).

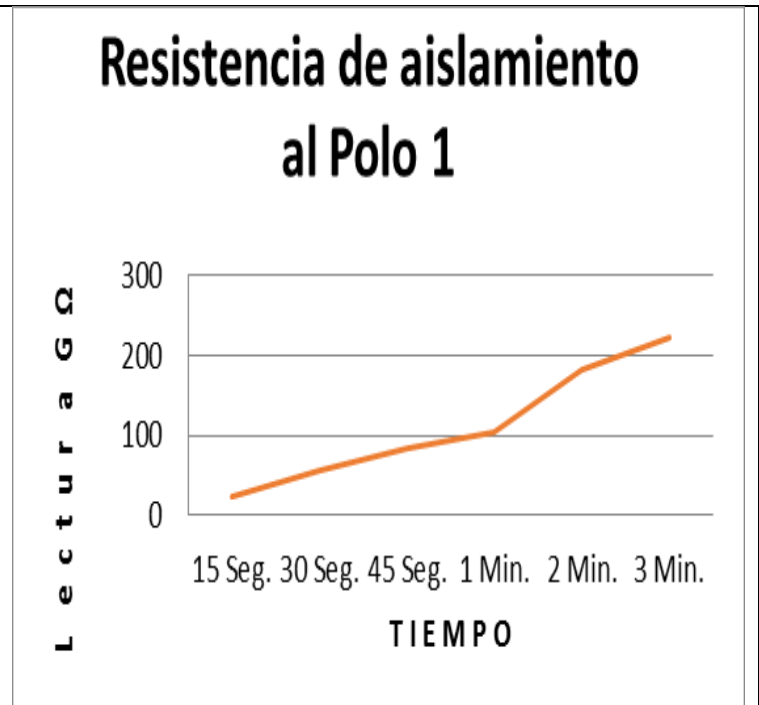
<b>Tensión aplicada:</b>	229.2	<b>Tensión de anillos</b>	148.9	<b>Tensión del foco:</b>	152	<b>Corriente:</b>	0.7 A
--------------------------	-------	---------------------------	-------	--------------------------	-----	-------------------	-------

Prueba de caída de tensión de los polos del 1 al 44 del generador.

CAIDA DE TENSIÓN DE LOS POLOS												
Número de polos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tensión medida en volts	1.4	1.8	1.7	1.8	1.7	1.7	1.8	1.7	1.7	1.6	1.7	1.7
	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts
CAIDA DE TENSIÓN DE LOS POLOS												
Número de polos	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Tensión medida en volts	1.8	1.9	1.9	1.8	1.9	2	2	1.9	1.7	2	2.1	1.7
	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts
CAIDA DE TENSIÓN DE LOS POLOS												
Número de polos	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Tensión medida en volts	1.9	1.9	1.9	1.8	2	2	2	2	2	2	2	2
	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts
CAIDA DE TENSIÓN DE LOS POLOS												
Número de polos	37	38	38	40	41	42	43	44				
Tensión medida en volts	2.1	2	2	2.1	2.2	2.1	2.1	2				
	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts	Volts				

**Anexo E:** Prueba de Resistencia de Aislamiento a Polos Desmontados.

Resistencia de Aislamiento Polos 1	
Tiempo	Lectura (GΩ)
15 Seg.	24.3 GΩ
30 Seg.	55.8 GΩ
45 Seg.	82.6 GΩ
1 Min.	105.1 GΩ
2 Min.	181.7 GΩ
3 Min.	221 GΩ



Datos obtenidos en la prueba.

Figura: Gráfica R.A. Polo 1

Resistencia de Aislamiento Polos 11	
Tiempo	Lectura (GΩ)
15 Seg.	23,1 GΩ
30 Seg.	48.9 GΩ
45 Seg.	70.2 GΩ
1 Min.	89.2 GΩ
2 Min.	149.8 GΩ
3 Min.	184.4 GΩ



Datos obtenidos en la prueba.

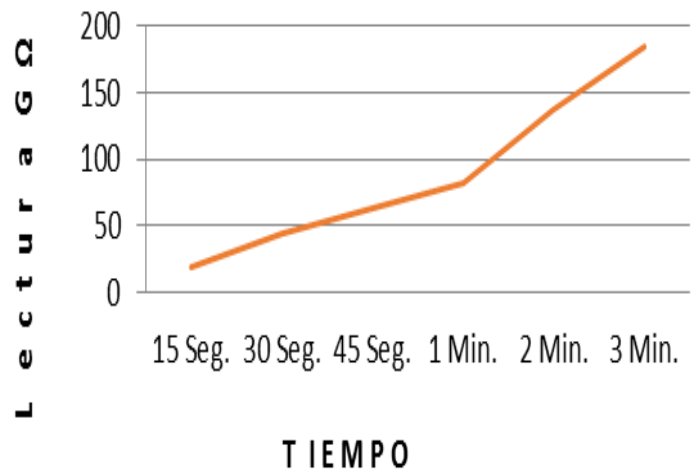
Gráfica de R.A. Polo 11



Resistencia de Aislamiento Polos 12	
Tiempo	Lectura (GΩ)
15 Seg.	19.7 GΩ
30 Seg.	44.4 GΩ
45 Seg.	63.9 GΩ
1 Min.	81.8 GΩ
2 Min.	137.7 GΩ
3 Min.	184.6 GΩ

Datos obtenidos en la prueba.

## Resistencia de aislamiento al Polo 12

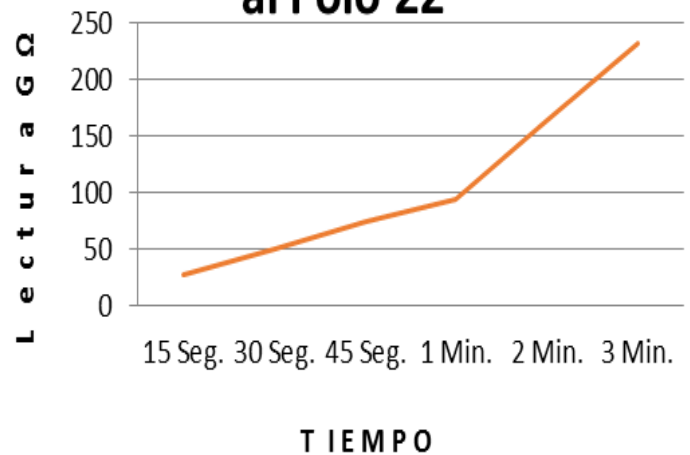


Grafica de R.A. Polo 12

Resistencia de Aislamiento Polos 22	
Tiempo	Lectura (GΩ)
15 Seg.	27.5 GΩ
30 Seg.	50.2 GΩ
45 Seg.	73.9 GΩ
1 Min.	93.3 GΩ
2 Min.	163.5 GΩ
3 Min.	232 GΩ

Datos obtenidos en la prueba.

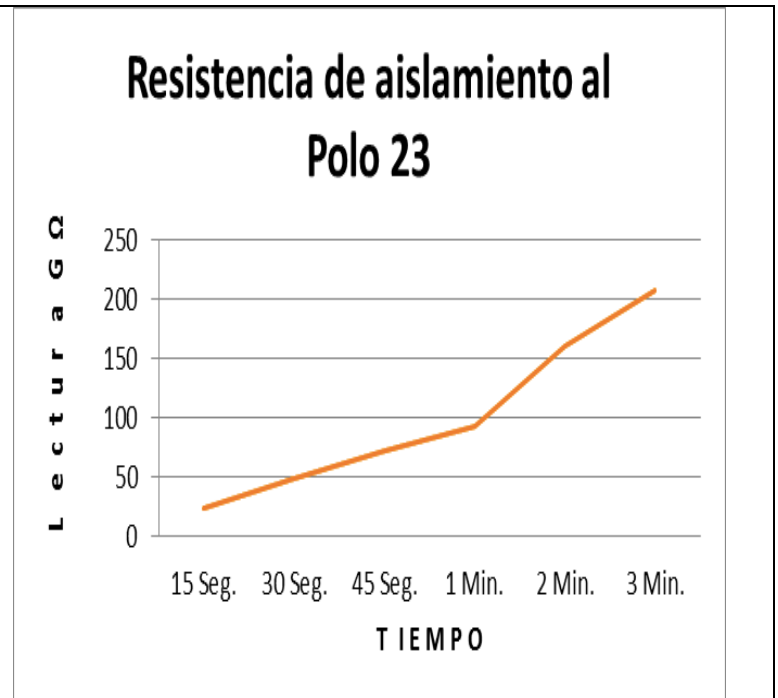
## Resistencia de aislamiento al Polo 22



Grafica de R.A. Polo 22

Resistencia de Aislamiento Polos 23	
Tiempo	Lectura (GΩ)
15 Seg.	23.7 GΩ
30 Seg.	49.2 GΩ
45 Seg.	72.5 GΩ
1 Min.	93.3 GΩ
2 Min.	160.5 GΩ
3 Min.	208 GΩ

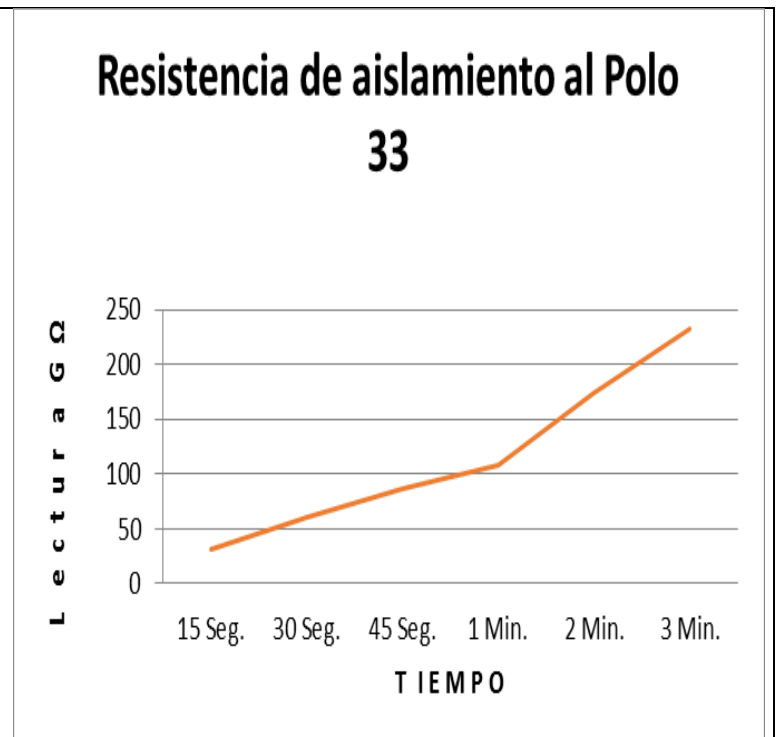
Datos obtenidos en la prueba.



Grafica de R.A. Polo 23

Resistencia de Aislamiento Polos 33	
Tiempo	Lectura (GΩ)
15 Seg.	31.3 GΩ
30 Seg.	60.1 GΩ
45 Seg.	86.7 GΩ
1 Min.	108 GΩ
2 Min.	174.3 GΩ
3 Min.	233 GΩ

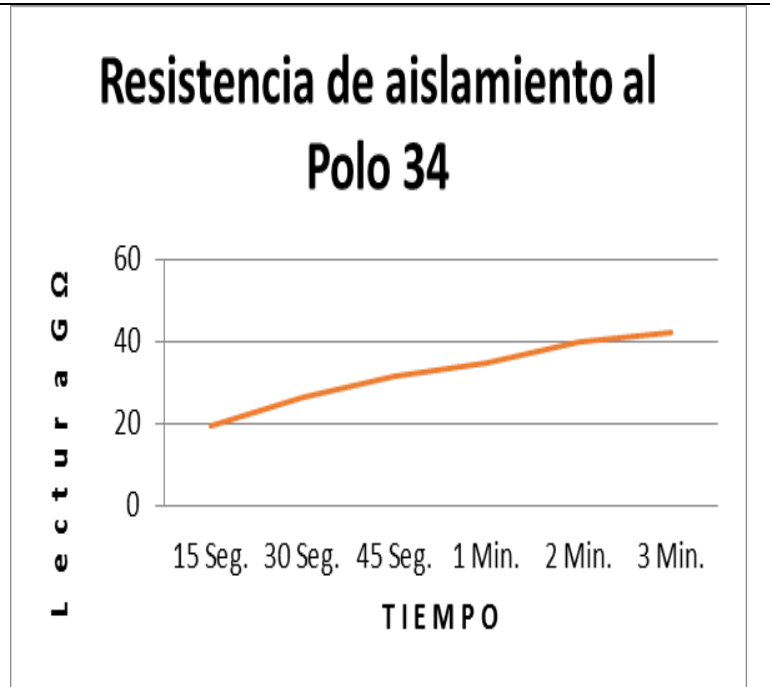
Datos obtenidos en la prueba.



Grafica de R.A. Polo 33

Resistencia de Aislamiento Polos 34	
Tiempo	Lectura (GΩ)
15 Seg.	19.6 GΩ
30 Seg.	26.5 GΩ
45 Seg.	31.6 GΩ
1 Min.	34.6 GΩ
2 Min.	40.1 GΩ
3 Min.	42.5 GΩ

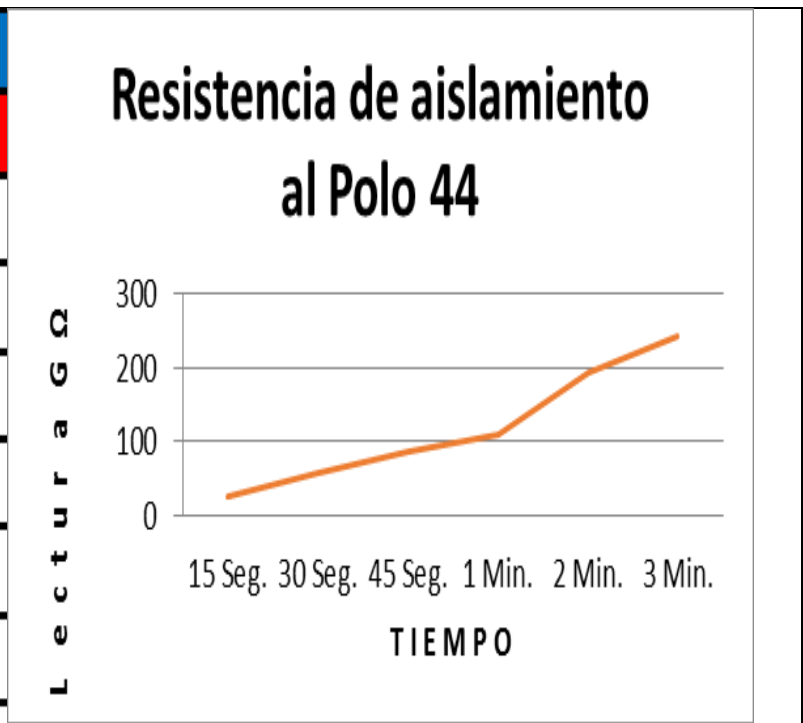
Datos obtenidos en la prueba.



Grafica de R.A. Polo 34

Resistencia de Aislamiento Polos 44	
Tiempo	Lectura (GΩ)
15 Seg.	25.2 GΩ
30 Seg.	58 GΩ
45 Seg.	86.7 GΩ
1 Min.	108.2 GΩ
2 Min.	194.2 GΩ
3 Min.	242 GΩ

Datos obtenidos en la prueba.



Grafica de R.A. Polo 44

**Anexo F:** Formato de Inspección Acuñaado Primera Etapa.

En esta tabla se vacían los datos el sondeo realizado en las 396 ranuras con las que cuenta el estator. Las 396 ranuras están digitalizadas en el mismo formato.

N	Normal.	R	Regular.	F	Floja.	RA	Reacuñado.
---	---------	---	----------	---	--------	----	------------

Ejemplo:

		Número de ranura																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Número de cuña	1	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
	2	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	3	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	4	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	5	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	6	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	7	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	8	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	9	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	10	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	11	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	12	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	13	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N

		Número de ranura																									
		383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396												
Número de cuña	1	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	2	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	3	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	4	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	5	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	6	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	7	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	8	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	9	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	10	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	11	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	12	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													
	13	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N													