

***MANTENIMIENTO MAYOR DEL
GENERADOR U-5***



COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

C.H. MANUEL MORENO TORRES.

RESIDENCIA PROFESIONAL

DEPTO.ELECTRICO

NOMBRE DEL PROYECTO:

“MANTENIMIENTO MAYOR DEL GENERADOR

UNIDAD 5”

PRESENTA:

PEDRO DOMINGUEZ RODRIGUEZ

CARRERA:

INGENIERÍA ELÉCTRICA

ING. ABEL RUIZ COELLO ASESOR
EXTERNO

ING. ÁNGEL REYES ALBORES ASESOR
INTERNO

LUGAR Y FECHA

C.H. MANUEL MORENO TORRES, CHICOASEN, CHIAPAS, 28 DE
MAYO DE 2015.

CONTENIDO

CAPITULO I	5
1.1 1 INTRODUCCIÓN	5
1.2 OBJETIVO	6
1.3 JUSTIFICACIÓN	6
1.4 ALCANCE DEL SISTEMA DE GESTION DE CALIDAD.....	6
CAPITULO II	9
FUNDAMENTO TEÓRICO	9
2.1 ANTECEDENTES	9
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANUEL MORENO TORRES	6
2.3 GENERADOR ELECTRICO.....	16
2.4 PARTES DEL HIDROGENERADOR.....	19
2.5 MANTENIMIENTO DE GENERADORES	35
2.6 TIPOS DE MANTENIMIENTO	36
CAPITULO III	38
3.1 MANTENIMIENTO MENOR DEL GENERADOR U-5.- inicio de la libranza	38
3.2 PRUEBAS INICIALES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO AL CAMPO DEL GENERADOR	39
3.3 PRUEBA DE CONJUNTO	41
3.4 RETIRO DE TAPAS ANTIDERRAPANTES, DE TOLVAS SUPERIORES E INFERIORES	44
3.5 PRUEBA DE CAÍDA DE TENSIÓN POLO A ROTOR	45
3.6 DESCONEXION Y EXTRACCIÓN DE LOS POLOS.....	47
3.7 FALLAS DE POLOS	57
3.8 REACUÑADO DE GENERADORES HIDROELECTRICOS.....	62
3.9 LIMPIEZA DE CABEZALES SUPERIORES E INFERIORES.....	69
3.10 0 INSPECCIÓN DEL ACUÑADO Y REACUÑADO PARCIAL, LÍMPIEZA DEL LAMINADO Y DUCTOS ESTATOR.	70
3.11 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE AIRE.....	71
3.12 PRUEBAS RELAIZADAS POR LAPEM	74
3.13 MONTAJE Y CONEXIÓN DE POLOS	82

3.14 CONEXIÓN DE TRENZAS DE SALIDA DE FASE Y NEUTRO DEL GENERADOR	84
CAPITULO IV	85
4.1 BUS DE FASE AISLADA	85
4.2 TRABAJOS FINALES.....	87
4.3 PUESTA EN SERVICIO.....	88
CAPITULO V.....	89
5.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	89

CAPITULO I

1.1 INTRODUCCIÓN

Los generadores eléctricos son de gran importancia para los sistemas eléctricos de potencia, su salida por falla origina severas repercusiones en la continuidad, como en la calidad de servicio para las compañías suministradoras de electricidad.

Durante la vida operacional de las grandes maquinas rotatorias, es necesario aplicar mantenimientos preventivos programados, para asegurar una operación confiable y disminuir o minimizar las salidas no programadas, estos mantenimientos varían en detalle y extensión.

Es así que para las diferentes centrales hidroeléctricas se realizan planes de mantenimientos para conservar sus condiciones nominales de operación de los generadores y sus equipos auxiliares.

En la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres antes de realizar dichos mantenimientos se realizan negociaciones sobre los mantenimientos programados de los generadores, dicho informe es autorizado tanto por la gerencia como la subgerencia.

En función de estas condiciones y del tiempo de operación de la unidad generadora se formula el programa de mantenimiento menor correspondiente a la unidad No.5.

Este año 2015 el generador de la unidad número 5 tiene programado mantenimiento mayor.

1.2 OBJETIVO

Conocer, mantener y preservar en condiciones de operación el equipo instalado y que se encuentra convirtiendo la energía mecánica de la turbina a energía eléctrica, conservando e incrementando los índices de disponibilidad, confiabilidad y calidad de la central.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Para asegurar el suministro de energía eléctrica continuo y la gran demanda a la que el país está sometido, la CFE está comprometida al buen servicio y a la calidad de esta, es por eso que es fundamental efectuar en forma oportuna el mantenimiento de las unidades generadoras.

En base a experiencia acumulada por más de 70 años de operación CFE ha establecido criterios para la conservación adecuada de sus unidades, y para unidades de gran capacidad, ha establecido que unidades de 300 MVA se deben revisar integralmente cada 10.000 horas de operación

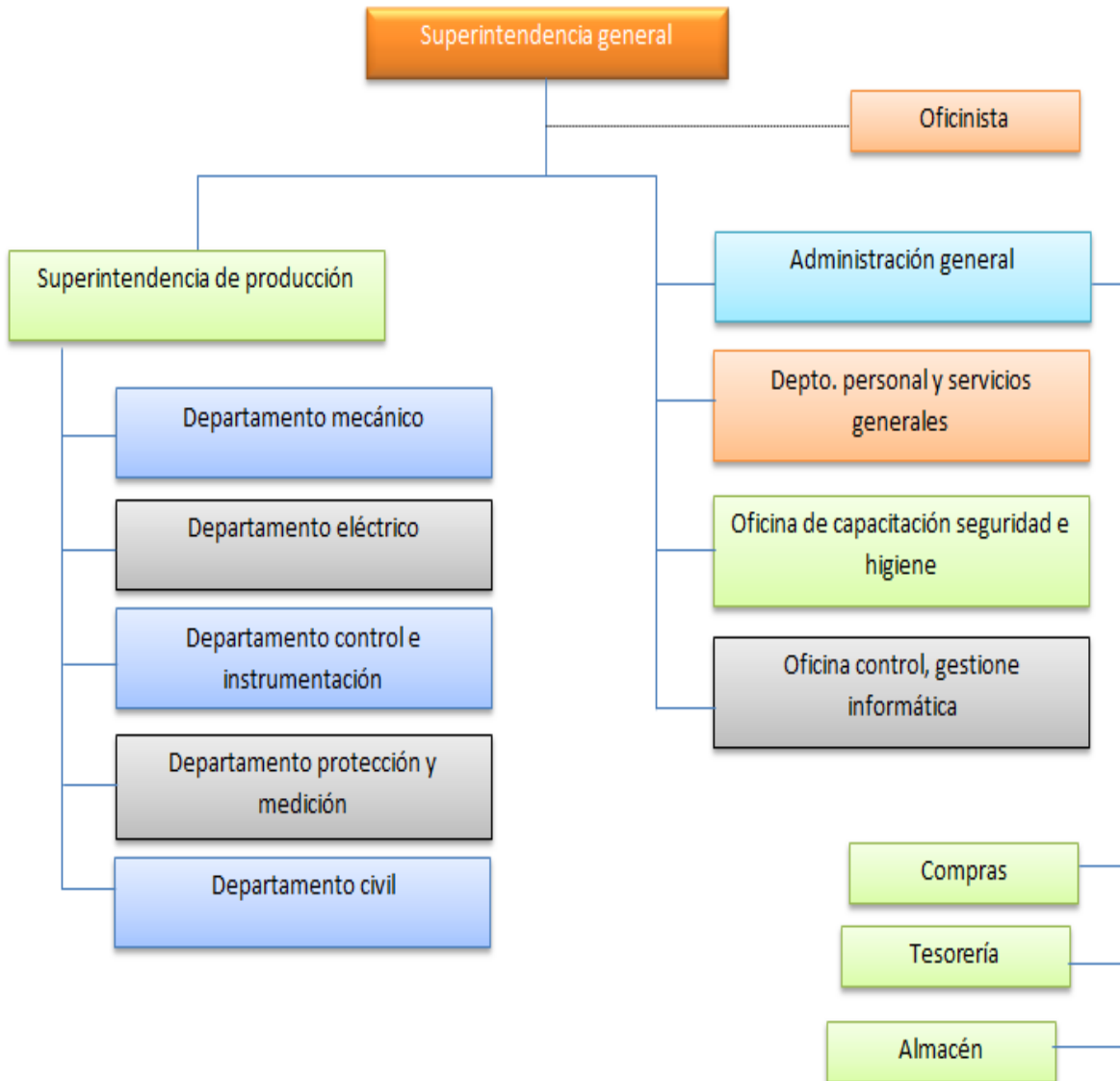
Este mantenimiento fue programado debido a que la unidad num.5 tenía hasta el mes de septiembre más de 30,000 horas acumuladas de operación. De acuerdo al programa de mantenimientos de la C.H Manuel Moreno Torres se tiene programado y establecido que los generadores hidroeléctricos deben de entrar en mantenimiento mayor cuando cumplan un total de 30,000 horas de operación, Es por eso que se ha programado el primer mantenimiento mayor a la unidad 5.

Este plan de mantenimiento está previsto para conocer el estado actual y la evolución futura de los equipos auxiliares del generador como del mismo y así preservar sus condiciones nominales de la máquina, para cumplir con el servicio de continuidad, operación económica y calidad del servicio.

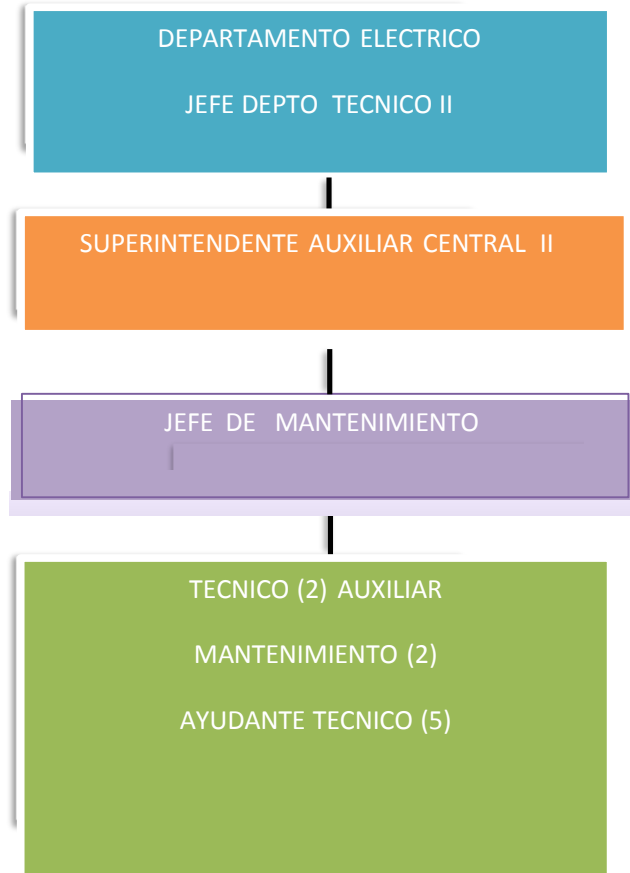
1.4 ALCANCE DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD

CFE es una empresa certificada por la Norma ISO 9001:2000, por lo que la C.H.MMT contiene un sistema de gestión de calidad que incluye todos los procesos que han sido identificados y que forman parte de la organización de esta central hidroeléctrica, mismo que se ilustra en los organigramas siguientes.

Organigrama de la central C.M.M.T



Organigrama de la central C.M.M.T



CAPITULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

La central hidroeléctrica Manuel Moreno torres está ubicada sobre el río Grijalva a la salida del cañón del sumidero, en el municipio de Chicoasén, Chiapas. La C.H Manuel moreno torres es una de las cuatro hidroeléctricas más importantes del país que integran el Complejo

Hidroeléctrico Grijalva, que son, de Este a Oeste (aguas arriba a aguas abajo): Presa Belisario Domínguez o La Angostura, el mayor embalse de México; Presa Manuel Moreno Torres o Chicoasén, que tiene la cortina más alta del país, Presa Nezahualcóyotl o Malpaso y Presa Ángel Albino Corzo o Peñitas.

La central hidroeléctrica lleva el nombre del ing. Manuel Moreno torres, quien fue director general de CFE durante el sexenio del presidente Adolfo López Mateos (1958-1964) que fue uno de los principales impulsores de la central.

La Central Hidroeléctrica Manuel moreno torres consta de una obra civil y una obra electromecánica, que la constituyen la cortina, vaso, obra de toma, tubería de presión, casa de máquinas, galería de oscilación, galería de transformadores, túneles de desvío, vertedores, generadores, bus de fase aislada, transformadores, cables de potencia, subestación, etc.

Su casa de maquina es subterránea y se ubica en una caverna excavada en la margen derecha del río Grijalva en donde están instalados los equipos electromecánicos (turbina, generador eléctrico, transformadores), y un cuarto de control para la operación de la central. Estas instalaciones deben estar debajo del fondo de la base de la cortina de la presa, con la finalidad de aprovechar la energía potencial del agua.

La central hidroeléctrica Chicoasén aprovecha la energía potencial del agua almacenada en su presa para transformarla en energía eléctrica. La turbina, al ser impulsada por el agua que choca contra sus álabes, convierte la energía cinética del agua en energía mecánica o de movimiento y por ello la turbina gira. El generador, acoplado a la turbina, también gira y convierte la energía mecánica en energía eléctrica de 17 kv de tensión.

La energía eléctrica es alimentada a los transformadores de caverna, que elevan la tensión eléctrica desde 17 kv hasta 400 kv; los cables de potencia conducen la energía eléctrica a 400 kv desde los transformadores de caverna

hasta las mufas exteriores, después, mediante líneas aéreas, es llevada la energía eléctrica hasta la subestación, de la cual salen las diferentes líneas de transmisión que transportarán el fluido eléctrico a diferentes centros de consumo del sistema eléctrico nacional.

Desde la subestación de la central sale una línea de transmisión en doble circuito de 400 kv que llegan hasta la subestación Juile, con una longitud de 232 km, dos más que se interconectan con la Central Hidroeléctrica de Malpaso con una longitud de 64 km y otra de 69 km.

Por último, dos líneas de transmisión más que se conectan con la Central Hidroeléctrica Belisario Domínguez con una longitud de 73 km, y otra de 88 km. Todas estas líneas, forman parte del troncal de 400 kv de Sistema Eléctrico Nacional.

2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANUEL MORENO TORRES

DESCRIPCION DE LA CENTRAL

Obra civil

La Central Hidroeléctrica Chicoasén, consta de las siguientes partes:

Vaso: También conocido como embalse y forma un recipiente que, junto con la cortina, almacena el agua para su aprovechamiento. Este vaso tiene las características siguientes:

- a) **NAME** (Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias 395 MSNM) :
Es el nivel más alto que debe alcanzar el agua en el vaso bajo cualquier condición.
- b) **NAMO** (Nivel de Aguas Máximas de Operación 392 MSNM):
Máximo nivel con que se puede operar la presa para satisfacer las demandas
- c) **NAMINO** (Nivel de Aguas Mínimas de Operación 380 MSNM):
Volumen o capacidad útil y es con el que se satisface la demanda de agua
- d) Área Máxima del Embalse 3 000 Hectáreas
- e) Capacidad total al NAME 1 680 Millones M³
- f) Capacidad de Control de Avenidas 490 Millones M³
- g) Capacidad Útil 285 Millones M³

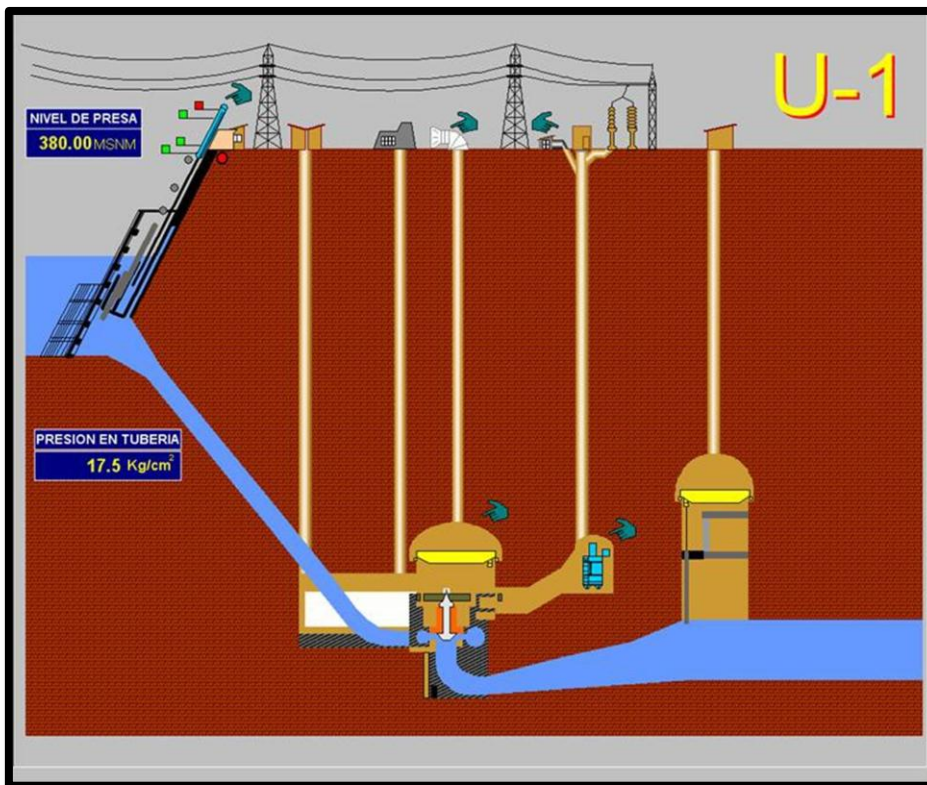


Fig.1 cortina

Cortina: Es del tipo de enrocamiento, tiene una altura de 262 m, equivalente a la altura de un edificio de 85 pisos. Su construcción cuyo centro es un

núcleo flexible de arcilla impermeable y compactada; a ambos lados del núcleo tiene un filtro de grava y arena de río, que evita la fuga de los materiales arcillosos. La transición, construida junto a los filtros, son de roca, grava y arena; posteriormente lleva un enrocamiento de volteo y en la parte alta de la cortina del lado aguas arriba lleva un enrocamiento de gran tamaño.

Durante el llenado del vaso, el túnel de desfogue intermedio sirve para mantener el nivel del agua a una elevación de 315 msnm, durante el tiempo que sea necesario para ver el comportamiento inicial de la cortina y también para evitar que se inunde la obra de toma cuyo canal de llamada se encuentra a 354.35 msnm, para dar oportunidad a que se termine esa obra de toma.

Obra de toma: Es una derivación del vaso, pero con una profundidad menor, ya que el vaso tiene su fondo a una elevación de 197 a 205 msnm y en cambio la obra de toma tiene su fondo a una elevación de 354.35 msnm. Se encuentra ubicada sobre la margen derecha del río Grijalva y sirve para suministrar el agua a las turbinas, a través de las tuberías de presión.

Cuenta con unas rejillas que evitan el paso de trozos de madera u otros objetos que pudieran causar problemas en la operación normal de la central.

La compuerta de servicio normalmente está abierta y se cierra solamente para vaciar la tubería de presión con fines de inspección o mantenimiento del equipo que normalmente trabaja ahogado; la compuerta auxiliar se usa cuando, por alguna razón no puede cerrarse la compuerta de servicio.

El ducto de ventilación, evita que durante el vaciado de la tubería de presión haya en su interior un vacío, o sea, una presión menor a la atmosférica que succionaría a tal grado que dificultaría el vaciado del agua y podría causar daños al equipo asociado; este ducto permite que entre aire atmosférico evitando dicho vacío y además tiene escalera marina para su inspección.



Fig.1.1. obra de toma

Tubería de presión: Conduce el agua desde la obra de toma hasta la turbina respectiva; se emplea una tubería por unidad, por lo que serán ocho tubos de presión, cada uno de acero con diámetro que va desde 6.20 hasta 4.58 m.

Galería de oscilación: Tiene las funciones fundamentales siguientes:

A. Ante un disparo de la turbina, amortigua el golpe de ariete que produce el agua al regresar del río, hacia el desfogue de la turbina, el punto más bajo de la tubería de desfogue, está a 185 msnm y el río a 205 msnm aproximadamente, lo que ocasiona ante un disparo, una fuerte corriente de agua del río al desfogue, golpeándolo y dañando a la turbina, en caso de no haber galería de oscilación como el desfogue de la turbina normalmente trabaja con una presión menor a la atmosférica, acentúa aún más el fenómeno explicado. Al absorberse el golpe de ariete del agua, en la galería de oscilación, sube el nivel del agua en la forma siguiente:

- I. Alcanza el nivel 229 msnm, cuando hay un gasto de 6,512 m³/seg y ocurre el cierre de cinco unidades también.
- II. Alcanza el nivel 236 msnm, cuando hay un gasto de 16,512 m³/seg y ocurre el cierre de cinco unidades también.

B. Durante el rodado de la turbina, la galería de oscilación se comporta como un acelerador que facilita a la turbina alcanzar más rápidamente su velocidad

normal de 163.64 rpm. Primera etapa y 180 rpm de la segunda etapa. Esto se debe a que el desfogue queda ahogado por el río, encontrando el agua inicial que mueve la turbina, cierta oposición para su desplazamiento hasta el río; en consecuencia la galería de oscilación que está más cercana a la turbina, facilita ese desplazamiento inicial del agua, que sube su nivel, pero que por lo pronto abrevia el tiempo para que la turbina alcance su velocidad normal.

C. La compuerta de la galería de oscilación se cierra para vaciar la tubería de desfogue de la turbina, por necesidades de mantenimiento; al cerrarse impide que el río inunde dicha tubería.

Galería de transformadores de caverna: Aloja a los transformadores de potencia tipo caverna; estos transformadores reciben la energía eléctrica de 17 kv del generador, a través de los buses de fase aislada alojados en el túnel de barras; los transformadores de caverna elevan la tensión de 17 a 400 kv, para enviar esa energía por los cables de potencia de 400 kv, que están alojados en las lumbreras de la galería que nos ocupa, lumbreras que cubren una altura de 180 metros; hay una lumbrera por cada banco trifásico de transformadores, haciendo un total de ocho.

Los tres cables de potencia por unidad, llevan la energía hasta las tres mufas exteriores y de ahí por línea aérea, es conducida hasta la subestación.

Túneles de desvío: Se emplean durante la construcción de la cortina para desviar el agua del río, descargándola aguas abajo de la cortina y evitando que aguas arriba suba peligrosamente el nivel, que pudiera inundar el recinto de la cortina. Las compuertas de estos túneles, permiten sacar de servicio uno de ellos para hacer las obras de conexión con los túneles de desfogue; obsérvese que dos túneles de desfogue se unen a los túneles de desvío 1 y 2. Los tapones en los túneles de desvío son puestos al terminar la cortina, en cuyo caso los desvíos provisionales ya no son necesarios; aguas abajo de los tapones, esos túneles funcionan como túneles de desfogue. De esta manera, solamente el tercer túnel de desfogue es independiente de los túneles de desvío.

Vertedores: Son la seguridad de la central, ya que en el caso de una avenida extraordinariamente intensa podrá desviar el agua descargándola en el río aguas abajo por tres túneles de descarga, evitando así que el nivel del vaso suba a valores peligrosos que pueden provocar daños en la cortina e inundaciones en la casa de máquinas y en la región.



OBRA ELECTROMECAÁNICA

Casa de máquinas: Es de tipo subterráneo y cuenta con la primera etapa, las primeras cinco con capacidad de 1,500 MW, tipo Francis de eje vertical, con caída neta diseño de 185.00 m y un gasto de $189 \text{ m}^3/\text{s}$ y 300 MW de capacidad de cada una, entraron en operación comercial entre los años 1980-1981. La segunda etapa lo conforman las unidades 6,7 y 8 desde el 2004 quedando con la capacidad de la central de 2400 MW.

Se ubica en una caverna excavada en la margen derecha del río Grijalva cerca de la obra de toma; mide aproximadamente 25 m de ancho, 50 m., de altura y 200 m. de largo; aloja ocho unidades turbogeneradoras y a sus respectivos equipos auxiliares. La parte más baja se encuentra a una elevación de 181.25 msnm y la más alta a 228.38 msnm.

El aire viciado es expulsado de las casas de casa de máquinas dobles, distribuidas a lo largo de la casa de máquinas. El aire atmosférico es inyectado a través de las ocho lumbreras de cables de potencia y ventilación y a través de dos lumbreras de ventilación, haciendo un total de diez lumbreras de la galería de transformadores de caverna, que se intercomunica con la casa de máquinas.

Tiene 5 niveles o pisos que destacan en casa de máquinas, el piso de generadores o (playa de montaje) a 211 msnm, el piso de barras a 207 msnm, el piso de turbinas a 203 msnm, la galería de charolas a 199 msnm, la galería de inspección a 192.5 msnm, la galería de drenaje a 184.25msnm, la lumbrera de elevadores, la lumbrera de cables de control, la sala de tableros, oficinas, sala de baterías y el túnel de acceso.

I. Piso De Generadores (Playa De Montaje) 211.00 M.S.N.M.

En este piso podemos encontrar la ubicación de las unidades turbogeneradoras y

sus equipos de servicios propios, estas unidades se dividen en 2 etapas, primera etapa que consta de las unidades 1, 2, 3, 4,5 y la segunda que consta de las unidades 6, 7,8. En esta área se localiza equipos tales como: tableros de equipos de excitación, sala de control, llegada del túnel de acceso, acceso a las grúas viajeras.

II. Piso De Barras A 207 Msnm

En esta área se localiza equipos tales como: Generadores, transformadores del neutro del generador, tableros de S.P. y auxiliares, buses ducto o de faseaislada, bombas de achique, escaleras de acceso al área de transformadores de caverna, compresores del sistema c.s.

III. Piso De Turbinas A 203 Msnm.

En esta área se localiza equipos tales como:

Las turbinas y sus equipos complementarios, el registro de acceso hombre a la tubería de presión de las turbinas, la unidad auxiliar y sus equipos complementarios, tablero de enlace de unidad auxiliar y sistema de hidrantes.

IV. Piso O Galería De Charolas A 199 Msnm.

En esta área se localizan equipos tales como:

Charolas de cables de control, tubería de drenaje, equipos complementarios de la unidad auxiliar, compresores de servicios generales empotrados en el muro de concreto se ubican las cámaras espirales (caracoles) de las turbinas.

V. Galería De Inspección A 192.5 Msnm

En esta área se localiza equipos tales como: Equipos complementarios de la unidad auxiliar (válvulas),equipos complementarios de las turbinas (válvulas),la escotilla de acceso hombre al tubo difusor de las turbinas escala de control(micro switch33d)de los c.s. Cabezal del sistema contra incendios de generadores y transformadores, plataforma de inspección de los niveles de agua de las bombas de achique y fosas sépticas de casa de máquinas (189.50 m.s.n.m.),galería o cárcamo de filtraciones (184.25 m.s.n.m).

2.3 GENERADOR ELECTRICO

El tipo de generador empleado en los sistemas eléctricos de potencia es el generador síncrono, son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una

armadura (denominada también estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M.). Están basados en la ley de Faraday.

En el diagrama adjunto se ve un generador cuya parte rotativa es impulsada por una turbina, para crear el movimiento que se requiere entre

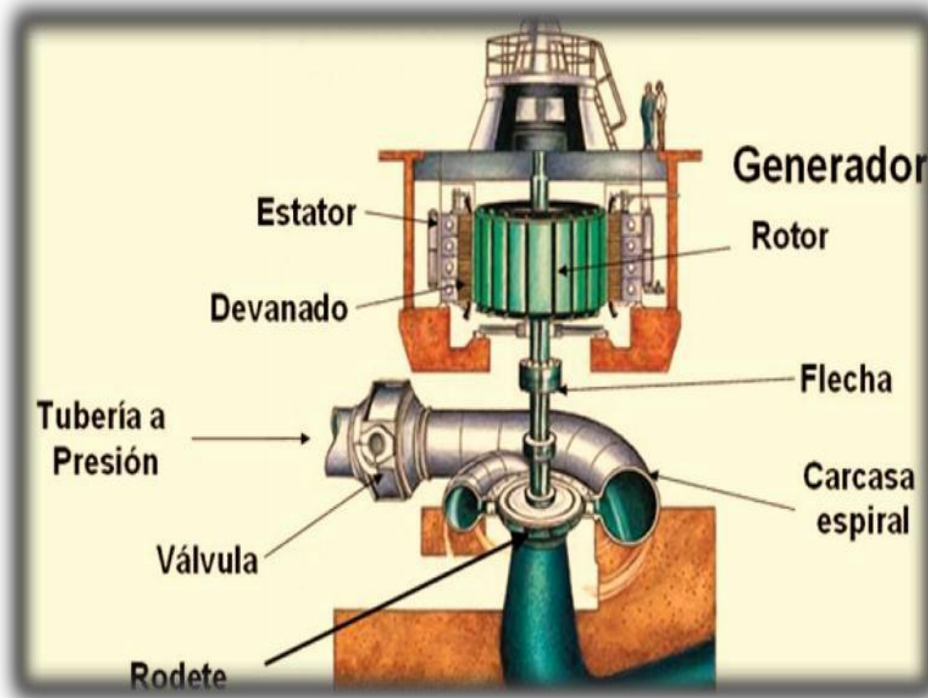


Fig.1.3 hidrogenerador eléctrico

Una característica de cada generador es su fuerza electromotriz (F.E.M.), simbolizada por la letra griega épsilon (ϵ), y definida como el trabajo que el generador realiza para pasar la unidad de carga positiva del polo negativo al positivo por el interior del generador.

Los generadores se clasifican en dos tipos fundamentales:

- **Primarios:** Convierten en energía eléctrica la energía de otra naturaleza que reciben o de la que disponen inicialmente, como alternadores, dinamos, etc.
- **Secundarios:** Entregan una parte de la energía eléctrica que han recibido previamente, es decir, en primer lugar reciben energía de una corriente eléctrica y la almacenan en forma de alguna clase de energía. Posteriormente, transforman nuevamente la energía almacenada en energía eléctrica. Un ejemplo son las pilas o baterías recargables. Desde el punto de vista teórico (teoría de circuitos) se distinguen dos tipos de generadores ideales:

2.3.1 FUNCIONAMIENTO

Partimos de la base de que si un conductor eléctrico corta las líneas de fuerza de un campo magnético, se origina en dicho conductor una corriente eléctrica. La generación de corriente trifásica tiene lugar en los alternadores, en relación con un movimiento giratorio. Según este principio, existen tres arrollamientos iguales independientes entre sí, dispuestos de modo que se encuentran desplazados entre sí 120° . Según el principio de la inducción, al dar vueltas el motor (imanes polares con devanado de excitación en la parte giratoria) se generan en los arrollamientos tensiones alternas senoidales y respectivamente corrientes alternas, desfasadas también 120° entre sí, por lo cual quedan desfasadas igualmente en cuanto a tiempo. De esa forma tiene lugar un ciclo que se repite constantemente, produciendo la corriente alterna trifásica. Todos los generadores trifásicos utilizan un campo magnético giratorio. En el dibujo 2 hemos instalado tres electroimanes alrededor de un círculo. Cada uno de los tres imanes está conectado a su propia fase en la red eléctrica trifásica. Como puede ver, cada electroimán produce alternativamente un polo norte y un polo sur hacia el centro.

Las letras están en negro cuando el magnetismo es fuerte, y en gris claro cuando es débil. La fluctuación en el magnetismo corresponde exactamente a la fluctuación en la tensión de cada fase. Cuando una de las fases alcanza su máximo, la corriente en las otras dos está circulando en sentido opuesto y a la mitad de tensión. Dado que la duración de la corriente en cada imán es un tercio de la de un ciclo aislado, el campo magnético dará una vuelta completa por ciclo.

Aunque las tres corrientes son de igual frecuencia e intensidad, la suma de los valores instantáneos de las fuerzas electromotrices de las tres fases, es en cada momento igual a cero, lo mismo que la suma de los valores instantáneos de cada una de las fases, en cada instante, como podemos ver en la siguiente figura 1.4

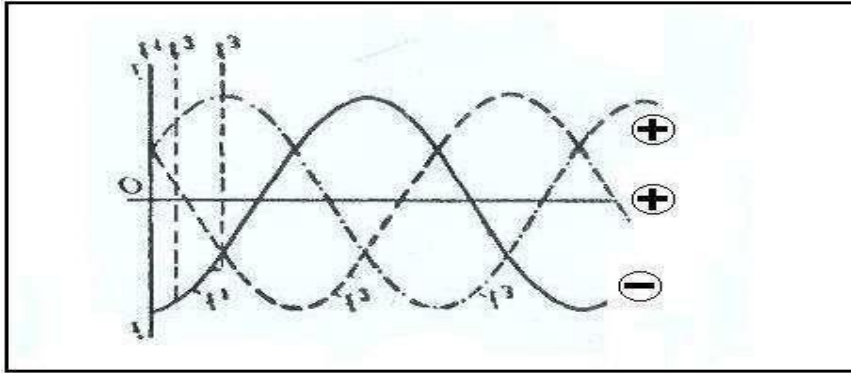


Fig. 1.4 señales de voltaje

Un generador de potencia se compone de las siguientes partes: Un circuito magnético

- Estator. Parte fija.
- Rotor. Parte móvil que gira dentro del estator.
- Entrehierro. Espacio de aire que separa el estator del rotor y que permite que pueda existir movimiento. Debe ser lo más reducido posible.

Dos circuitos eléctricos, uno en el rotor y otro en el estator.

- Arrollamiento o devanado de excitación o inductor. Uno de los devanados, al ser recorrido por una corriente eléctrica produce una fuerza magnetomotriz que crea un flujo magnético.
- Inducido. El otro devanado, en el que se induce una f.e.m. que da lugar a un par motor (si se trata de un motor) o en el que se induce una f.e.m. que da lugar a un par resistente (si se trata de un generador).

2.4 PARTES DEL HIDROGENERADOR

Descripción general de las partes principales:

El generador está compuesto principalmente por el rotor (inductor) y el estator (inducido), que describe el funcionamiento y las características principales de cada uno de ellos, ubicando los elementos móviles en el rotor y los fijos en el estator.

Elementos del rotor:

El conjunto turbina-generador es de eje vertical con el generador guiado por un cojinete de empuje en el fondo de la turbina por debajo del generador por un cojinete guía por encima del mismo y por un cojinete guía por encima de la rueda

de la turbina.

La línea de eje del lado del generador y de la cruceta del rotor. En parte inferior de la cruceta del rotor, se encuentra la brida de acople con el eje de la turbina.

1. Anillos rozantes y escobillas: Conocidos también como anillos colectores, son dos y están montados en la parte superior de la flecha y giran a la misma velocidad del generador, y permiten conectar eléctricamente al elemento que suministra la corriente de excitación (sistema de excitación), a los polos del rotor por medio de las escobillas. Los anillos colectores se sujetan con pernos axiales aislados, y se soportan en un cubo de acero soldado en el eje con un tornillo tope.

El anillo base del rotor está constituido por una determinada cantidad de secciones. Que consiste en segmentos de placa de acero sobremontados 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 de aproximadamente 60 mm 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 interior y parte por medio de barras medidas en agujeros que se han perforado previamente en los segmentos.

Entre cada sección hay un canal de aire consistente en dos placas de soporte separadas por piezas espaciadoras en su sitio, de manera que guían el aire hacia fuera 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 dos anillos con el fin de obtener la fuerza de fricción requerida ante las capas de los segmentos.

Un hueco situado en la parte inferior del anillo de presión inferior, forma un soporte para la pista de frenado. Consistente en segmentos fijos en su 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 de Laplace y luego se usan para colocar en su sitio a la araña del rotor.

2. Barras de excitación: Sirven de conductor entre los anillos rozantes y los polos de rotor, son dos barras de cobre en forma rectangular similares a la que se utilizan en los devanados están montados sobre una sección de la flecha y sobre las tapas de la araña sujetadas firmemente por tornillos aislados por arandelas de baquelita, y gira a la velocidad del conjunto.

3. Laminado o anillo base del rotor: constituido por una cantidad de secciones y el anillo base está formado por paquetes de laminación de acero sobre montados de tal manera que se cubra toda la mayor área de sección y superficie de fricción, teniendo en cuenta el número de polos y tamaño apropiado de los elementos. Entre cada sección hay un canal de aire consistente en dos placas de soporte, separadas por piezas espaciadoras que guían el aire hacia afuera a través del anillo.

La parte superior e inferior del anillo están acabadas por una placa de presión se tensionan por medio de pernos pasadores para dar la fuerza de fricción requerida entre capas de segmentos la calidad y las dimensiones de las láminas de acero es determinada por: la fuerza centrífuga, el momento de inercia, la estabilidad en relación a las fuerzas magnéticas entre el estator y el rotor así como también el flujo magnético entre polo y polo. En la superficie exterior el anillo tiene ranuras para las colas de milano de los polos y placas deflectoras de aire de enfriamiento. En la superficie interior existen ranuras para colocar en su sitio la araña del rotor.

4. Pista de frenado: Está colocado en la placa inferior del anillo base del rotor, forma un soporte para la pista de frenado que consiste de segmentos fijados por abrazaderas, los cuales se pueden retirar con facilidad su función principal es friccionarse con los 8 gatos de frenado cuando la máquina está en proceso de paro.

Frenado: los gatos están destinados a frenar la parte giratoria cada vez que el grupo se detiene a fin de evitar una rotación prolongada a baja velocidad que podía perjudicar los cojinetes.

En funcionamiento normal, el frenado mecánico se realiza a 18 rpm, sea 10 % de la velocidad nominal de rotación para parar la unidad.

5. Polos: Como el generador se acopla a una turbina hidráulica el rotor tiene relativamente un elevado número de polos y se le denomina rotor de polos salientes o rueda polar. El polo está estructurado de la siguiente manera:

Núcleo del Polo.-

El polo está constituido por placas de chapa de acero con la zapata del polo y el núcleo formado de una sola pieza. Las placas están apiladas y presionadas entre piezas de acero y terminales de acero por medio de pernos pasadores.

Las proyecciones de las piezas 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 centrífugas 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.

Devanado del polo.-

El arrollamiento retorico está constituido por 40 bobinas formadas por espiras o vueltas de cobre semiplanas soldadas en cada ángulo y aisladas entre ellas con un papel de Nomex Epoxi.

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 dos anchos. El aislamiento entre las espiras consiste en asbesto impregnado con resina exposi. 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. Todos los aislamientos son de clase F.

6. Araña del rotor tipo disco:

La araña del rotor está diseñada para acoplamiento por bridas al eje. Dos discos de placa de acero están soldados al cubo y placas de acero están soldadas entre dos 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 anteriores de las placas soportan el anillo base del rotor.

El cubo del rotor tiene forma cónica con brida en el extremo inferior para ser acoplado a la flecha, en la parte superior se monta por contracción el manguito de la chumacera y es trabajado en conjunto.

Los discos de placa de acero se sueldan al cubo del rotor formando las superficies superiores e inferiores de la araña del rotor. Los discos transfieren el momento de torsión del cubo al anillo base del rotor.

7. Eje superior o flecha: El eje de chapa de acero en forma cilíndrica y soldada. Todas las superficies externas están trabajadas y en la parte interior va soldado un anillo en forma de brida esta brida esta perforada para hacer atornillada al eje principal. Sobre el eje se trabajan diferentes diámetros para formar los soportes de los equipos auxiliares; tales como anillos colectores, generador de imanes permanentes, etc. Que se sitúan por medio de ranuras hechas en el eje.

Componentes del estator

8. Chumacera guía superior: En general la finalidad básica de las chumaceras es transmitir el peso y esfuerzo de las partes giratorias a las losas, esto es a la estructura de la casa de máquinas. Por consiguiente la chumacera guía no permite oscilaciones a las partes giratorias es decir sirve para guiar el eje. La chumacera está construida por una sola unidad con excepción del cubo y del pozo de aceite que va montado sobre el eje.

La chumacera guía tiene como partes principales: la cascara, los segmentos, el cubo, el pozo de aceite, cubierta superior, enfriadores de aceite, aceite lubricante y supervisores de temperatura.

El principio del funcionamiento es el siguiente: la parte principal de la cascara es un anillo grueso de acero fundido y soldado a dicho anillo están los depósitos de aceite y los soportes de los segmentos de la chumacera, una tercera o cuarta parte de la altura de los segmentos se llena de aceite para disipar el calor y las pérdidas por fricción del cubo, en los segmentos se requieren un gran flujo de aceite que circula por medio de la superficie inferior del cubo que actúa como bomba centrífuga, obligando al aceite circular a través de la chumacera al depósito de aceite superior desde donde vuelve al depósito inferior a través de refrigeradores, según las pérdidas de la chumacera. Para asegurar la lubricación de aceite a bajas velocidades los segmentos tienen canales inclinados donde se desliza el aceite dándole efecto de una bomba al rotar el cubo.

La unidad de refrigeradores de aceite está diseñada para mantener las pérdidas de presión extremadamente bajas. Se construye en un recipiente adyacente al depósito de aceite, en tubos de cobre en forma de U fluye el agua de refrigeración y en discos de cobre soldados a los tubos de agua, circula el aceite y por transmisión de calor se enfría.

Los detectores de temperatura se colocan lo más cercano al metal babbid de los segmentos para detectar las partes más calientes de la chumacera.

9. Araña soporte de la chumacera guía superior: La araña soporte esta dimensionada para dar a la chumacera guía un máximo de estabilidad y permitir el menor movimiento radial posible. La araña consiste de cierta cantidad de brazos radiales y un cubo central, está diseñada para soportar el peso combinado de la chumacera guía superior, la placa de la cubierta el equipo de excitación y la cubierta superior del estator,

10. Carcaza del estator: La carcaza del estator es una estructura de acero soldada, hecha de secciones de placa 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 juntas que son atornilladas con pernos.

11. Soporte del estator: la función de los pilares es transmitir la fuerza de reacción tangencial del núcleo del estator, la fuerza vertical de la araña del soporte superior y el peso del estator a los cimientos los pilares están fijos a los cimientos mientras que radialmente se mantienen por fricción; la fricción es suficiente para impedir que el estator se desvíe a causa del desbalance de fuerzas magnéticas, a la vez que representa poca resistencia movimientos pausados con la expansión térmica; de esta manera el estator podrá expandirse radialmente, mientras que tangencialmente será frenado, de manera que mantendrá su forma y concéntrica.

12. Núcleo del estator: El núcleo está hecho de acero al 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 carcasa por medio de cuñas de cola de milano. El núcleo está finalmente asegurado por medio de dados 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 carcasa del estator.

13. Placas de compresión. Placas de ajuste y dedos de presión no magnéticos soportan al núcleo en la parte superior e inferior la presión se ejerce por medio de pernos que atraviesan los segmentos detrás de la circunferencia del núcleo, la tensión diagonal se obtiene con pernos situados en el borde exterior de los segmentos la tensión resultante es contrarrestada por barras de longitud completa.

14. 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 trasponen en las ranuras. Los extremos del conductor neutro se acoplan a terminales aparte.

Cinta de mica-mat, retorreada de fibra de vidrio es aplicada en seco en las partes que quedan en la ranura y los extremos de los devanados bajo tensión constante en una máquina de encintar hasta obtener el grosor requerido. Los extremos hechos a máquina se sellan para la preparación de poner la cinta a mano. Cada hilo está aislado con fibra de vidrio impregnado con resina epoxídica termo-fraguada, que garantiza las buenas características térmicas aislantes.

Las bobinas ya secas y aisladas se colocan en una autoclave y son expuestas a un alto vacío. Luego se introduce una resina insoluble epoxídica, aplicándola bajo presión e impregnando la bobina. Finalmente son metidos en plantillas 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 base de 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 la ranura 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 en las ranuras del estator. Después de terminado el devanado, se pulveriza con barniz resistente al aceite. Los detectores de temperatura de las ranuras están situados en el espacio entre dos bobinas.

15. Cubierta de devanados: el devanado se protege por cubiertas de fibra de vidrio moldeadas y autoextensibles están montadas entre la carcasa y las placas que van encima de la araña del soporte superior; su diseño incrementa la eficiencia del flujo de aire al generador.

16. 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 base. Considerando la longitud del núcleo del estator es necesario refrigerar las partes centrales.

Por esto durante el apilado del anillo base del rotor se hace uno o más canales para el aire. Entradas especialmente formadas en la parte superior e inferior de las placas centrales del rotor dejan pasar el aire a estos canales a través de los polos, saliendo al núcleo del estator.

Enfriadores 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 a entrar en el generador por la parte superior e inferior del estator.

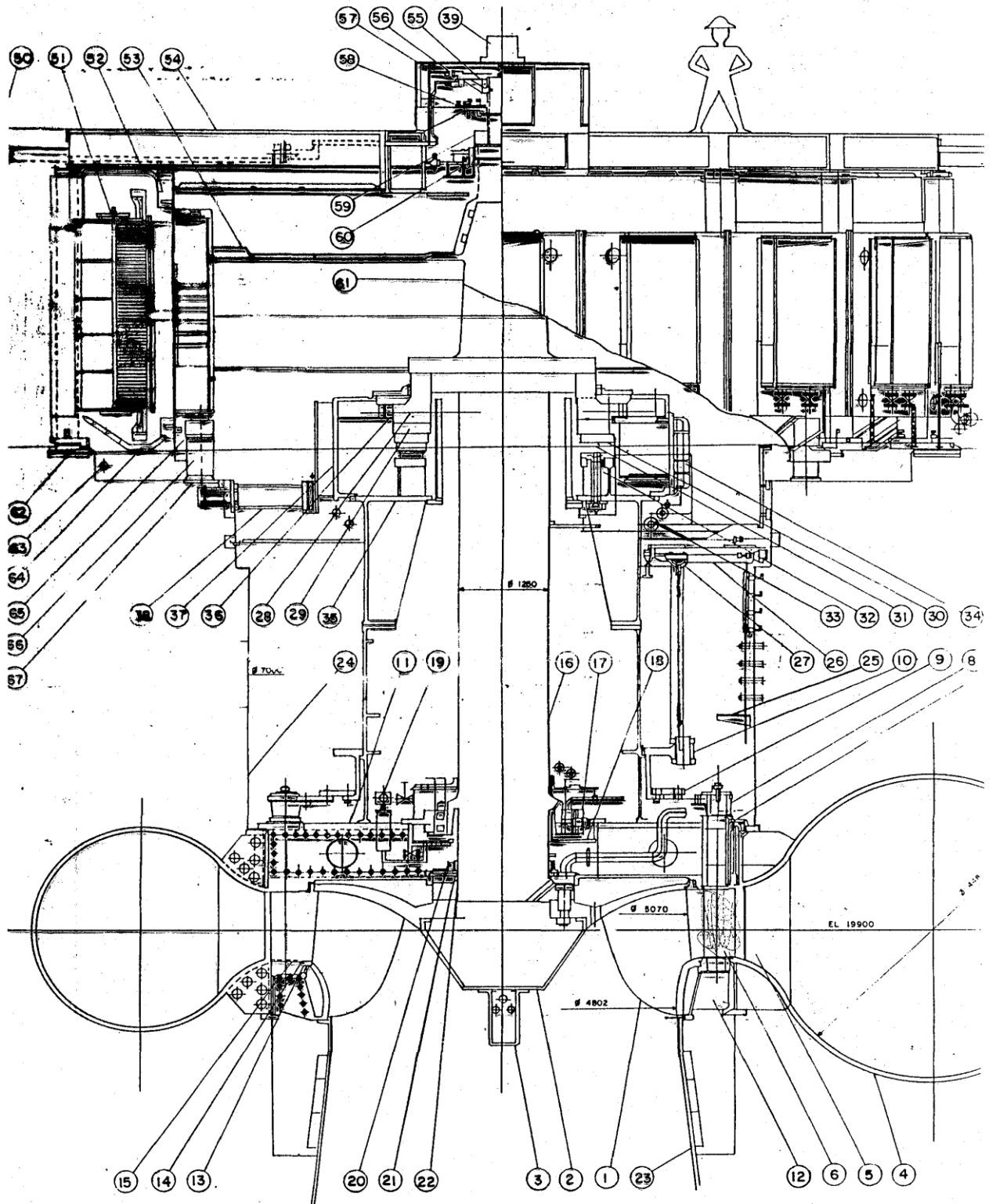
17. Intercambiadores de calor: los intercambiadores de calor o enfriadores de aire, son elementos que están montados sobre abertura en la superficie exterior del estator y están conectados por medio de una válvula de cierre a la tubería del agua de refrigeración. Están dimensionados para permitir que el generador opere con seguridad a la potencia nominal, aún con un enfriador fuera de servicio y el agua de refrigeración a la temperatura específica.

Los tubos de refrigeración están 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 travesaños desmontables de acero cubiertos de plástico y galvanizado al calor. Una junta resistente al aceite va insertada entre las placas tabulares y los travesaños.

18. Válvulas: las válvulas nos permiten controlar el flujo de agua y aislar los enfriadores para el mantenimiento. Las válvulas deben ser de un funcionamiento seguro, de cierre rápido y hermético.

19. Gatos de frenado: el equipo de frenado o gatos de frenado, es un sistema que se emplea en los generadores hidroeléctricos para parar la maquina en el menor tiempo posible. La razón de frenar el alternador es la siguiente: las chumaceras están calculadas para la velocidad de sincronismo, por ello es necesario que la maquina frene en un tiempo corto, ya que a bajas velocidades puede desgastarse el eje que esta sobre las chumaceras.

El frenado y levantado del rotor se efectúa por medio de una cantidad de 8 gatos de frenado montados sobre los cimientos del foso del 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 lo que provoca fricción y en consecuencia frenado.



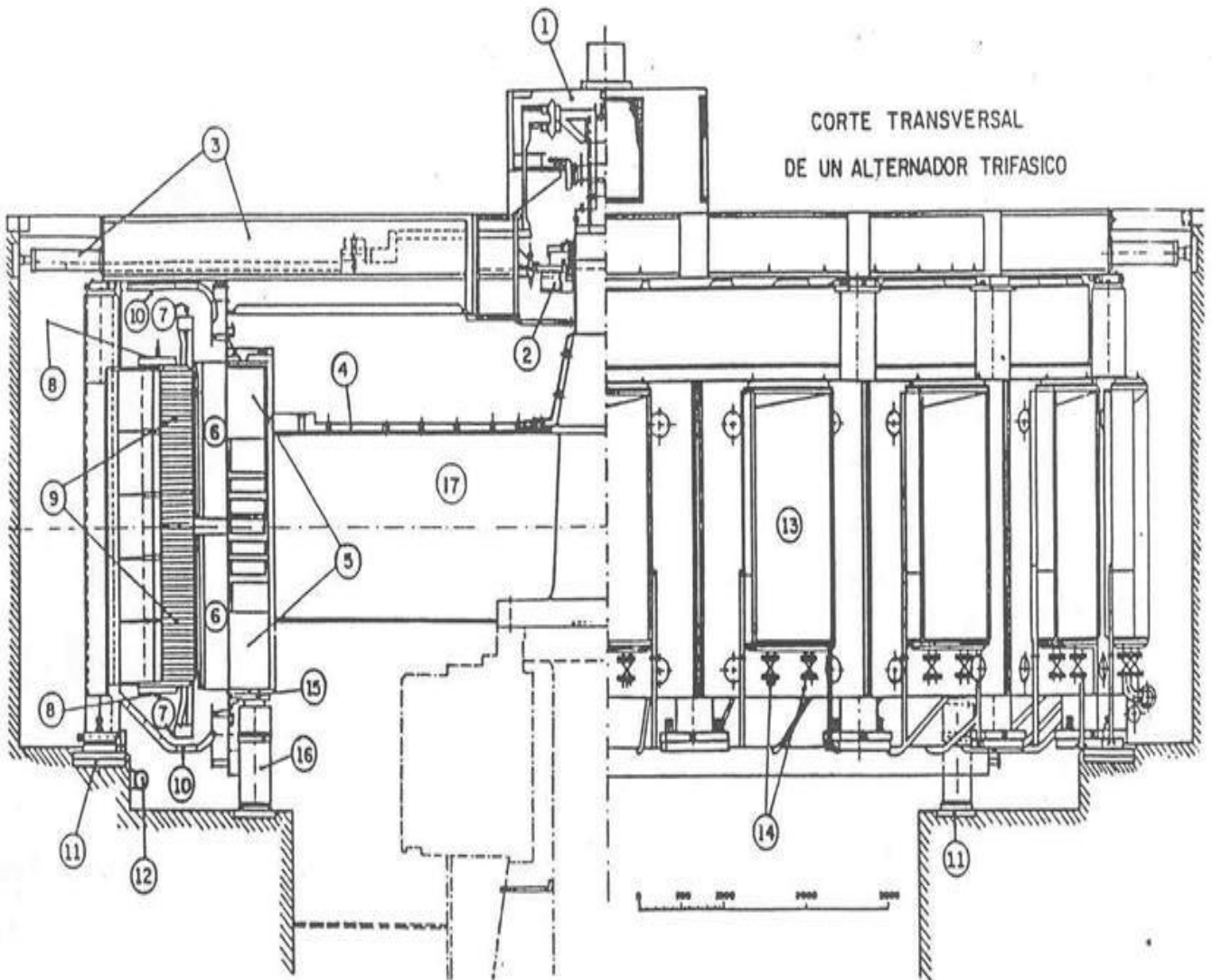
TURBINA

1. Rodete	14. Tapa del anillo de desgaste	27. Garrucha
2. Cono del rodete	15. Placa de revestimiento	28. Collar de la chumacera de carga
3. Tubería de aereación	16. Flecha de turbina	29. Collar de carga
4. Carcaza del espiral	17. Chumacera guía turbina	30. Segmento de la chumacera de carga
5. Antedistribuidor	18. Recipiente de aceite	31. Disco de la chumacera de carga
6. Distribuidor	19. Nivel del switch del flotador	32. Tubo de compresión
7. Portabuje	20. Estopero	33. Tapa
8. Brazo del servomotor	21. Sello de parada	34. Enfriador de aceite de la chumacera de empuje
9. Eslabón del servomotor	22. Camisa de la flecha	35. Soporte de la chumacera
10. Anillo de operación del servomotor	23. Tubo de succión	36. Chumacera guía intermedia
11. Tapa superior turbina	24. Forro del foso de turbina	37. Tanque de aceite de la chumacera de empuje
12. Soporte inferior	25. Pasillo	38. Soporte de la chumacera de empuje
13. Anillo de desgaste	26. Puente grúa	39. Switch de sobrevelocidad

GENERADOR

50. Placa de cimentación para el soporte de cruceta	57. Terminales de excitación	64. Cubierta inferior y pantallas para el aire
51. Estator	58. Generador de imanes permanentes y rueda dentada	65. Equipo de frenado
52. Cubierta Sup.y pantallas para el aire	59. Terminales del rotor	66. Pedestal del gato de frenado
53. Rotor	60. Chumacera guía superior	67. Placa de cimentación del pedestal del gato.
54. Araña Sup.y cubierta de lámina	61. Flecha del generador	68. Tubería de los enfriadores de aire
55. Colector	62. Placa de cimentación del estator	
56. Porta escobillas	63. Calefactor	

CORTE TRANSVERSAL
DE UN ALTERNADOR TRIFASICO



1.- ANILLOS ROZANTES Y ESCOBIILLAS
2.- CIJUNACERA GUIA
3.- SOPORTE CIJUNACERA
4.- BARRAS DE EXCITACION
5.- LAMINADOS ROTOR
6.- POLOS

7.- DEVANADO DEL ESTATOR
8.- PLACAS DE PRESION
9.- LAMINADO DEL ESTATOR
10.- CUBIERTAS DE DEVANADOS
11.- SOPORTE DEL ESTATOR
12.- RESISTENCIAS CALEFACTORAS

13.- INTERCAMBIADORES DE CALOR
14.- VALVULAS
15.- PISTA DE FRENADO
16.- GATO DE FRENADO
17.- ARAÑA



DATOS DE PLACA			
Tipo	Trifásico GG 6408 EU	Velocidad	163,64 RPM
Número de fabricación	6664775	Frecuencia	60 Hz
Año de fabricación	1978	Clase aislamiento	F
Potencia aparente	300000 KVA	Servicio	Continuo
Potencia nominal	17000V	Excitación	340 V 1840 A
Corriente nominal	11717 A	Norma	ANSI C 50.10-1965
Factor de potencia	0.95 Cos 1	Protección	IP 21

Generador síncrono trifásico, con resfriamiento por aire en circuito cerrado, eje vertical acoplado por una turbina Francis con un cojinete de guía y empuje colocado en el fondo de la turbina debajo del rotor y un cojinete de guía superior instalado en la ménsula superior encima del generador.

Niveles de temperatura: Los niveles de temperatura están dados para una temperatura ambiente de 40 °c y con una temperatura el agua de enfriamiento a 23 °c.

Las temperaturas están medidas:

-En el estator; por medio de sondas RTD (resístanse termal detector) colocadas entre las barras del bobinado del estator.

-En el rotor; por variación de la resistencia del bobinado del rotor.

Estator y bobinado

La carcasa es una soldadura soldada, fabricada en 4 secciones ensamblada con pasadores y tornillos en el sitio. La carcasa esta provista en su parte superior e inferior con tornillos y pasadores para la fijación respectivamente, a la cruceta superior y a los asientos que están embebidos en el concreto.

El diseño de dichos ligaciones permite la libre dilatación del estator resultado del aumento de temperatura.

Circuito magnético

El circuito magnético está formado por un apilado de segmentos de chapas según en 10106 de espesor 0.50 mm. Los segmentos están esmaltados en ambas caras, el apilado se hace en paquetes separados por distanciadores de perfil I, en acero no magnético a fin de constituir canales de ventilación.

El apriete axial del circuito magnético está asegurado por medio de segmentos de apriete en acero con dedos de acero no magnético y por tirantes con sus tornillos que pasaran a través del circuito no magnético.

Bobinado del estator

El arrollamiento es de tipo imbricado de 2 bobinas por ranura, cada bobina tiene su propia envoltura aislante realizada por encintado continuo.

Cada barra de tipo roebel, está constituida por un ensamblaje de conductores elementales aislados por un revestimiento en tejido de vidrio impregnado de resina epoxi. Se transponen convenientemente a la altura del circuito magnético de manera de presentar toda la misma reactancia en el campo de fuga transversal de la ranura, asegurando así un reparto uniforme de corriente entre ellos.

El aislamiento de estas barras es de clase f, se hace siguiendo el procedimiento MICADUR® (procedimiento único de aislación, donde el 100% del devanado es impregnado en vacío) .por encintado continua de la barra en toda su longitud, por un tejido de vidrio soportando una capa de mica y después de haber extraído en vacío toda materia volátil está impregnado resina epoxi

modificado sin solvente a temperatura ambiente bajo presión y polimerizada a alta temperatura.

Las barras están ajustadas firmes en la ranura. Los posibles juegos entre las barras y su ranura están rellenos por medio de una cinta semi-conductora adaptable permitiendo el apriete mecánico y la masa eléctrica. La parte derecha de las barras en contacto con el circuito magnético esta revestida con una cinta conductora y una parte de las envolventes con una protección corona.

En sus extremidades, las barras están conectadas entre ellas por soldado. El aislamiento de los bucles queda asegurado por unas serie de capuchas en resina epoxi armada de fibra de vidrio y por una resina epoxi de relleno.

Las dos barras de una ranura están distanciadas entre ellas en el hierro por separadores aislantes y mantenidas por cuñas de vidrio epoxi de pequeña longitud.

Fuera del circuito magnético, los cabezales de bobinas están separados unos de otros y mantenidos entre ellos por calas aislantes y una cuerda circular impregnada de resina. El conjunto esta soportado a la parte superior por medio de cuñas de forma adaptada introducida en el espacio entre dos barras y los dedos de apriete del circuito magnético.

Características del bobinado del estator

- Tipo: roebel barra
- Cantidad de circuitos paralelos:4
- Cantidad de ranura: 452
- Cantidad de ranuras sobre/polo/fase:3
- Intensidad por ranura : 5094

Ranura

- Sección 176*23,2 mm
 - Cantidad de conductores elementales por camada:37
 - Cantidad de camadas por barra:2
 - Sección del conductor elemental:1,6 x 7,5
- Unidades

Características principales de las turbinas (primera etapa).

Tipo	Francis
Numero de turbinas	3
Potencia nominal	310 MW
Altura de salto neto nominal	179.000 m
Caudal nominal	192,52 m ³
Velocidad nominal de sincronismo	163,0 rpm
Sobre velocidad máxima	334,5 rpm
Frecuencia	60 Hz
Nivel de eje distribuidor	199,00 M.S.N.M.

Características principales del generador.

Potencia aparente nominal	300 000 KVA
Potencia aparente máxima	330 000 KVA
Factor de potencia	($\cos \phi$) 0.95
Frecuencia	60 HZ
Tensión nominal	17 000 V
Intensidad nominal	10189 A
Velocidad nominal	180 min – 1
Velocidad de embalamiento máximo	332 min – 1

Vista desde arriba, la unidad gira en el sentido de las manecillas del reloj.

La mayor capacidad de la turbina se obtiene con la mayor caída de aguas de 185m como se puede observar.

TABLA GENERAL DE ESPECIFICACIONES

CENTRAL HIDROELECTRICA		PRESA	
TIPO		TIPO	
SUBTERRANEA		ENROCAMIENTO CON CORAZON IMPERMEABLE EN ARCILLA	
CAPACIDAD INSTALADA	2400 MW	ALTURA	265 M
NUM. DE UNIDADES	8 (300 MW)	VOLUMEN TOTAL	141.51 X 10 ⁶ M ³
TURBINA	TIPO FRANCIS	APACIDAD DE EMBALSE	1680 X 10 ⁶ M ³
CAUDA NETA	186 M	AREA	26,039 KM ²
VELOCIDAD (RPM)	1ª ETAPA 163.64 2ª ETAPA 180.00	CAUDAL	376.00 M ³ /S
GENERADORES	315.790 KVA	N.A.M.I.N.O	380.00 M.S.N.M
TIPOS DE GENERACIÓN	17 KV	N.A.M.O	392.50 M.S.N.M
TENSION DE TRANSMISIÓN	400 KV	ELEVACION CORONA	402 M.S.N.M
PERIODO DE CONSTRUCCIÓN:		GENERACION MEDIO ANUAL	5580 GWH
		PRIMERA ETAPA: 1975 – 1980	
		SEGUNDA ETAPA: 2000 – 2004	

2.5 MANTENIMIENTO DE GENERADORES

HIDROELECTRICOS GENERALIDADES

El mantenimiento son las actividades que se realizan a una unidad (turbina-generador) de acuerdo a sus trabajos de operación y somatología para devolver a la unidad sus condiciones nominales de operación (datos de placa) dichas actividades se pueden realizar en línea o fuera de línea, para lo cual no requiere desmontar la unidad. La reparación de los elementos principales tanto de la turbina como del generador se hacen en sitio y el relacionamiento es menor.

Por motivo de que los generadores se encuentran en constante actividad, este sufre deterioro en sus diversas partes componentes, por lo que es necesario restituir sus condiciones a valores permisibles para que pueda seguir operando sin riesgo.

Las constantes variaciones de temperatura, operar con altas temperaturas, la vibración continúa, los esfuerzos mecánicos, sobre corrientes y sobre tensiones que se producen durante las fallas, contaminación de polvo combinado con vapores de aceite o vapores químicos de otra índole, la humedad en el circuito de aire, fugas de agua en los circuitos de enfriamiento, etc., son factores que en forma aislada o combinada provocan el deterioro paulatino de las condiciones;

traduciéndose en; envejecimiento del aislamiento derivados de operar a altas temperaturas y frecuente cambios de temperatura; fallas en los devanados al disminuir la resistencia del aislamiento a valores tan bajos cuando la humedad en el circuito de enfriamiento es tal que no soporta la tensión normal; Esfuerzos mecánicos, sobre corrientes y sobre tensiones que provocan que fallen los devanados ya sea en su conductor o en su aislamiento, descargas luminosas de efecto corona cuando se producen sobre voltajes que deterioran la vida del aislamiento, aflojamiento de cuñas, soportes, amarres provocados por una o varias de las condiciones; aflojamiento de tornillos, tuercas ó soldaduras de las diferentes partes componentes, etc.

2.6.1 TIPOS DE MANTENIMIENTO

Existen tres tipos de mantenimiento, los cuales están en función del momento en que se realizan y son presentados a continuación:

Mantenimiento preventivo: Es el mantenimiento que tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las intervenciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es decir, se interviene aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener un problema.

Mantenimiento correctivo: Este mantenimiento también es denominado “mantenimiento reactivo”, tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir, solo actuará cuando se presenta un error en el sistema. Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

- Paradas no previstas en el proceso productivo, disminuyendo las horas operativas.
- -Afecta las cadenas productivas, es decir, que los ciclos productivos posteriores se verán parados a la espera de la corrección de la etapa anterior.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, por lo que se dará el caso que por falta de recursos económicos no se podrán comprar los repuestos en el momento deseado
- La planificación del tiempo que estará el sistema fuera de operación no es predecible.

Mantenimiento predictivo: Consiste en determinar en todo instante la condición técnica (mecánica y eléctrica) real de la máquina examinada, mientras esta se encuentre en pleno funcionamiento

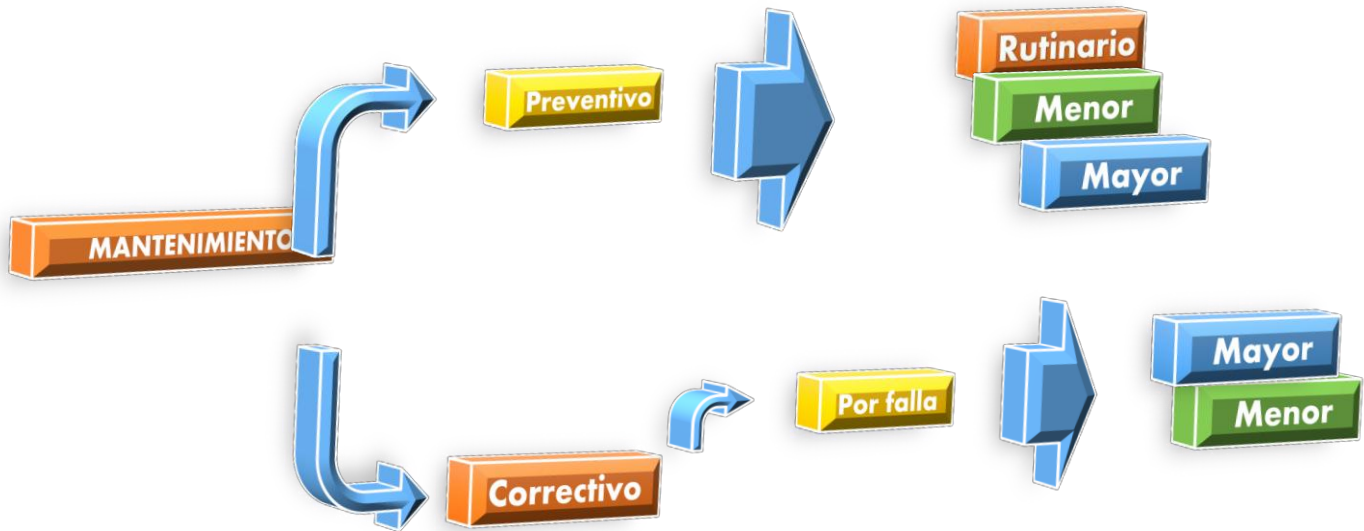
CLASIFICACIÓN:

Mantenimiento Rutinario: Es aquel que se efectúa diariamente. Se controla mediante la hoja de Reporte Diario de Actividades. Este control tiene por objeto tener una información real de la historia de cada uno de los equipos instalados a los que se haya ejecutado una reparación importante. Este tipo de mantenimiento rutinario será el que se ejecute en periodos normales de jornadas de trabajo sin sacar la unidad más de 8 horas dejando disponible la unidad antes de la hora pico, hora en que "Operación sistema" (CENACE) requiere la disponibilidad de las máquinas de las Centrales interconectadas.

Mantenimiento Menor :Es aquel mantenimiento que se realiza con el equipo fuera de línea pero que sí requiere del desarmado y/o sustitución y/o rehabilitación de partes de la Unidad incluyendo el mantenimiento General a todo el equipo involucrado con la operación de la Unidad y es también considerado realizarlo cuando se presenta una irregularidad en las condiciones normales de operación de la misma unidad y causan disminución súbita de su potencia de generación, ya que la reparación del daño implica un costo extra.

Mantenimiento mayor: Este mantenimiento es programado anualmente de acuerdo con CENACE y es aquel en el que la disponibilidad de las Unidades es afectada en un 100%.- Su programación se hace basándose en las recomendaciones y especificaciones de los fabricantes y sus horas de operación, implicando desmontaje de piezas principales. En vista de los grandes gastos que se erogan por materiales, persona extra, estos mantenimientos requieren salida de la unidad por lapsos prolongados y una autorización de trabajo que es tramitada por Oficinas Regionales, que al mismo tiempo tomará nota para un presupuesto anual.

DIAGRAMA 1.1 CLASIFICACION MANTENIMIENTOS



En función de las condiciones y sobre todo el tiempo que tiene la unidad 5 en operación, después de su último mantenimiento menor que fue de 11 692.19 horas se formuló un adecuado programa de mantenimiento preventivo que contempla todos los componentes para programar las actividades correspondientes de la unidad 5 de la segunda etapa.

Las 8 unidades generadoras de la C.H Manuel Moreno Torres, se dividen en 2 etapas, las unidades 1, 2, 3, 4,5 de la primera etapa y 6, 7,8 de la segunda etapa.

CAPITULO III

DESARROLLO

3.1 MANTENIMIENTO MAYOR DEL GENERADOR U-5.- inicio de la libranza

Se inició el mantenimiento mayor de la unidad 5 lo primero que se realiza es lo siguiente.

1. Verificar que operación sistema haya autorizado la licencia de la unidad
2. Solicitar autorización al operador con licencia local del equipo a efectuar
3. Verificar que el operador haya colocado las tarjetas de licencia respectivas a
4. Antes de efectuar cualquier trabajo extraer de su cuna dejando en posición fuera del interruptor de servicios propios de la unidad respectiva.
5. Bajar alimentaciones de corriente directa de interruptores termo magnético respectivo del tablero de corriente directa de 250 VCD, ubicado en la sala de tableros, correspondiente de la unidad a efectuar el mantenimiento. Las cuales tienen las siguientes funciones:

- a) Alimentación a la quebradora de campo
 - b) Detector de temperatura en el transformador de excitación
 - c) Línea de relevadores de excitación y motor carga del resorte
 - d) Una vez verificado estos puntos se procede hacer cierre de las 2 compuertas de desfogue, se cierra para vaciar la tubería de desfogue de la turbina, por razones de seguridad; al cerrarse impide que el río inunde dicha tubería, seguidamente se desconectan la alimentación trifásica del motor de la compuerta de obra de toma
6. *Compuerta obra de toma:* Es una compuerta que se desliza verticalmente entre dos ranuras y sirve para detener las aguas, dejarlas correr o regular su gasto en una instalación hidráulica.

TRABAJOS INICIALES

Dentro de los trabajos iniciales realizados para el mantenimiento mayor de la U-5 se Pruebas eléctricas iniciales al campo y conjunto del generador.

- a) Cierre de compuerta en obra de toma y desfogues.
- b) Colocación de tierras en el generador.
- c) Desconexión del transformado de neutro.
- d) Retiro de carbones en porta escobillas.

3.2 PRUEBAS INICIALES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO AL CAMPO DEL GENERADOR

Se realizaron pruebas de resistencia de aislamiento al campo del generador para tener referencia del estado con el que cuenta el campo previo al desmontaje de polos y posterior a su mantenimiento, obteniéndose resultados satisfactorios.

Se realiza la prueba inicial de resistencia de aislamiento al campo del generador, lo primero que se hace es aterrizar el campo del generador a través de los anillos rozantes, extraer los (80) carbones de su base para evitar cualquier contacto con los anillos, puesto que si hubiese algún carbón tocando el anillo produciría un error en la lectura. La resistencia de aislamiento se define como la resistencia (en MEGOHMS), que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo, como referencia se utilizan los valores de 1 a 10 minutos.

Una vez realizada la prueba se procede aterrizar de nuevo el campo del generador para poder retirar el equipo. Formato de prueba **anexos A-1**.

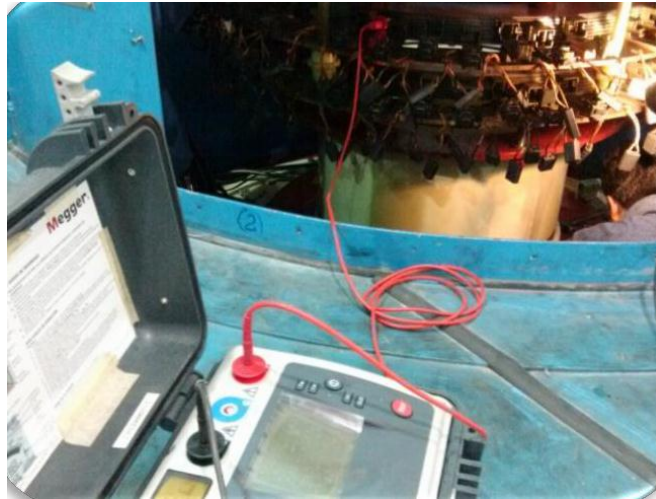


Fig.3.2 Prueba de resistencia de aislamiento

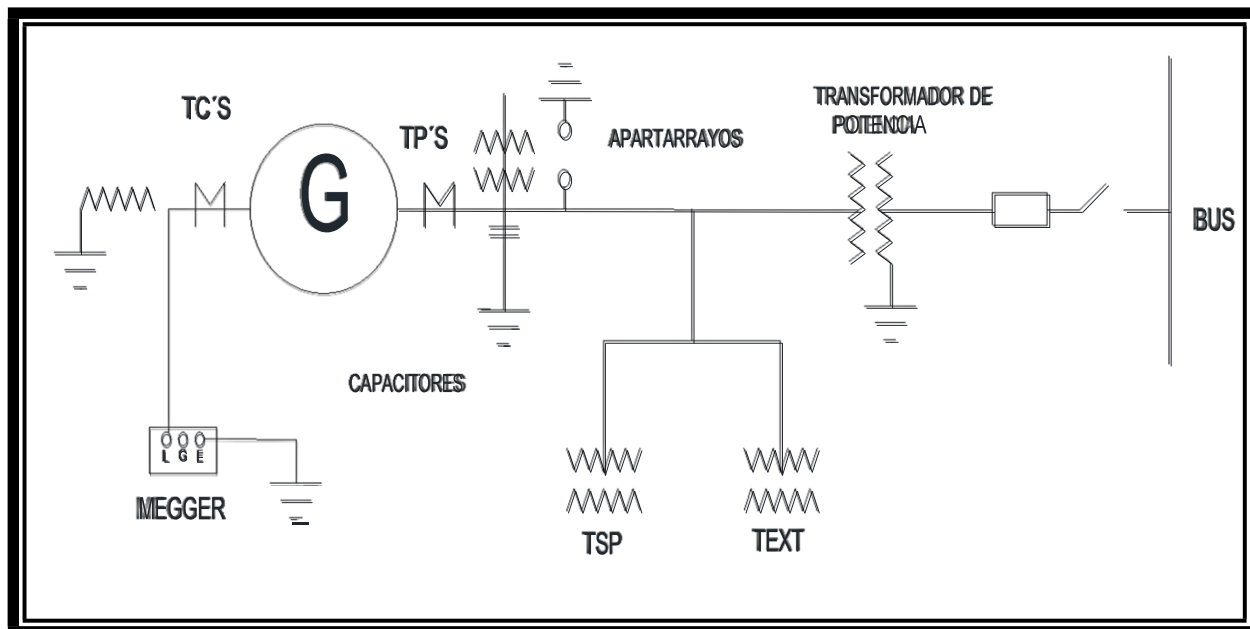
Equipo: Megger
Número de serie: 05/105/2250
Escala: 250-10 kv
Voltaje de prueba: 500 vcd

Básicamente existen cuatro formas de medir la resistencia de aislamientos.

- Mediante un OHMIMETRO (Megger), de indicación directa.
- Mediante un VOLTMETRO y AMPERIMETRO, utilizando una fuente de potencial de corriente directa.
- Mediante en VOLTMETRO y una fuente de potencial de corriente directa.
- Mediante un puente de resistencia con batería y galvanómetro auto contenido.

Esta prueba es de gran ayuda para determinar la presencia de humedad, aceite, polvo, corrosión, daños o deterioro del aislamiento. Se aplica también para el control del proceso de secado de las máquinas rotatorias.

3.3 PRUEBA DE CONJUNTO



En lo correspondiente al mantenimiento del estator se procede a realizar la prueba de conjunto desde el neutro del transformador obteniéndose resultados satisfactorios.



Figura 3.3 transformador neutro de generador

- Se conecta la línea del megger al neutro del generador
- Se conecta la tierra del megger al sistema de tierra de la central
- Se alimenta el megger con un voltaje de 127 vca se enciende el megger
- Se selecciona la escala del megger
- Se selecciona un voltaje de 2500v cd
- Se empieza a tomar las lecturas durante 10 minutos
- Ya tomadas las lecturas se apaga el megger
- Se procede aterrizar por seguridad antes de desconectar el equipo de prueba mediante un conductor de trenza de cobre desnudo.

En caso de encontrar una resistencia de aislamiento igual a cero o del orden de kilo ohms, la falla es inminente y se debe discriminar si la falla está en el generador o en los equipos conectados a sus fases para ello se desconecta del bus de fase aislada o de los cables y se probaran las 3 fases juntas,



Fig.3.4 Prueba de conjunto desde el neutro

Esta prueba incluye el estator, bus de fase aislada, transformador de excitación transformador de servicios propios y transformador de potencia. Formato de prueba anexos A-2.

Una vez concluida las pruebas de resistencia de aislamiento al campo y conjunto se realizó desconexión de las trenzas del lado de salida de alta tensión y lado neutro del generador.



Fig.3.5 desconexión de trenzas

3.4 RETIRO DE TAPAS ANTIDERRAPANTES, DE TOLVAS SUPERIORES E INFERIORES

Se destapa la parte superior del Generador, se retira la tornillería de las tapas antiderrapantes, como también las tiras delgadas de empaque entre la placas que sirve para impedir ruidos provenientes de las vibraciones se retira araña soporte guía superior con ayuda de la grúa viajera, para permita realizar las maniobras necesarias para el mantenimiento.



Fig.3.6 Retiro de tapas antiderrapantes y araña soporte guía superior

Las tapas antiderrapantes son láminas de hierro apoyadas en la araña soporte superior, así como en las barras entre los brazos, las tapas quedan al mismo nivel del piso de la estación.

3.5 PRUEBA DE CAÍDA DE TENSIÓN POLO A ROTOR

El propósito de la prueba es el de detectar si existe corto circuito entre espiras de bobinas polares ya que al haberlo, disminuye su impedancia y la caída de tensión en el polo o polos fallados.

Se Realizó la prueba de caída de tensión a los 40 polos del rotor aplicándole un voltaje de 220 vca, a través de los anillos rozantes, utilizando un foco de 100 Watts en serie para hacer circular una corriente y determinar la impedancia de los polos Tomándose lecturas del voltaje y corriente aplicadas con lo cual es posible calcular la Impedancia de todo el devanado

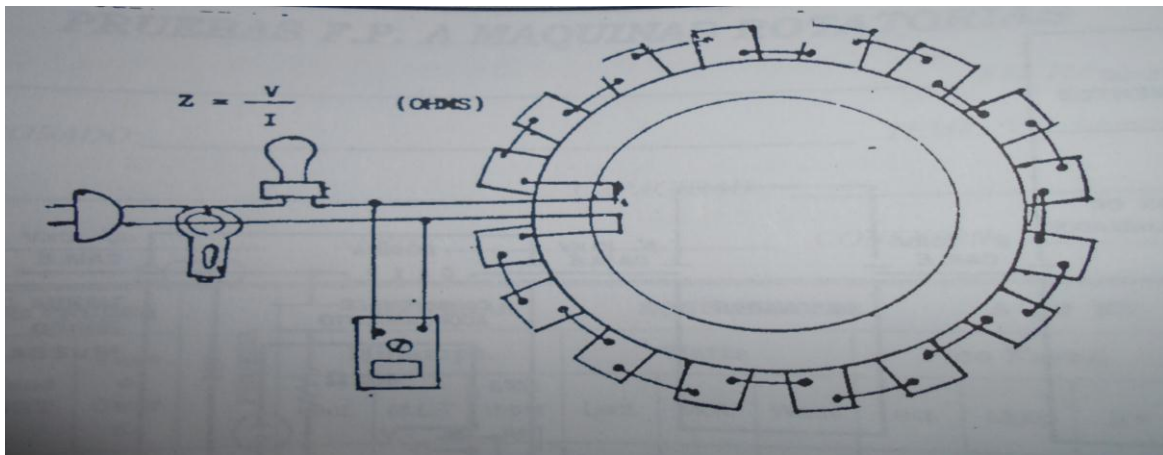


Fig.3.7 Diagrama de prueba de caída de tensión

De preferencia es necesario aplicar mayor voltaje al devanado para que sea mayor la corriente y los resultados sean más precisos, por lo que de acuerdo con la impedancia obtenida y el mayor voltaje disponible se puede calcular la corriente que circulará de acuerdo con la ecuación:

$$I = \frac{V}{Z} \geq 30 \text{ Amperes}$$

Fig.3.8 ecuación

La corriente por conveniencia se sugiere no sea mayor de 30 Amperes, El voltaje aplicado no debe ser mayor del voltaje de operación del campo. Entonces se aplica el voltaje pleno y se mide el voltaje parcial polo a polo.-Los valores deben ser iguales con ligeras diferencias $\pm 10\%$. En caso de que se observen diferencias mayores significará que el polo tiene fallas entre espiras, por lo que será necesario reparar la bobina polar. Los valores de impedancia inicialmente obtenida se pueden verificar nuevamente, midiendo el voltaje total aplicado y la corriente.

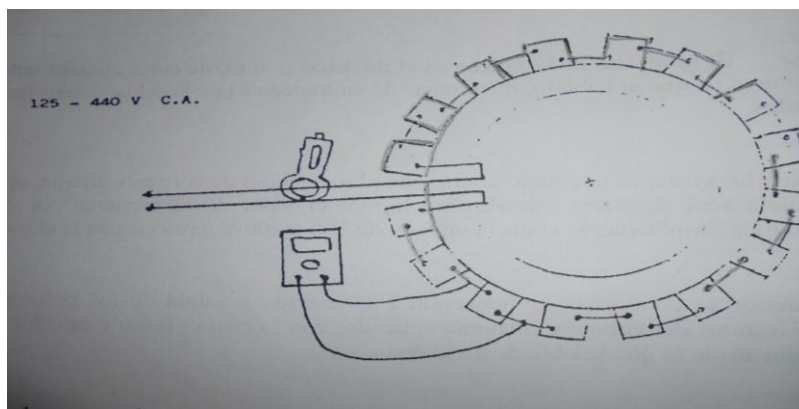


Fig. 3.9 medición de voltaje total

Con un multímetro se midió la caída de tensión de cada polo y se procedió a registrarlos en el formato. Los polos están conectados en serie y al circular una corriente alterna, en cada polo existirá una caída de voltaje, debido a la impedancia de cada polo, los polos tienen el mismo número de vueltas y circula por ellos la misma corriente, por lo tanto la caída de tensión por polo debe ser la misma, si un polo tiene vueltas cortocircuitadas, la caída en ese polo deberá ser diferente a la del resto, por comparación se sabrá que polo tiene bobinas en corto circuito. Se obtuvieron resultados satisfactorios en la prueba por lo que no fue necesario reparar la bobina polar. Formato caída de tensión **Anexo A-3**.

3.6 DESCONEJION Y EXTRACCIÓN DE LOS POLOS

Para hacer la maniobra del sacado del rotor se retiran el polo 13,16 y 35,38 ya que estos cuatro polos hacen un buen equilibrio para no dañar al rotor. Se procede a retirar los seguros de las omegas, cuñas, deflectores y las conexiones eléctricas de los polos para su extracción.

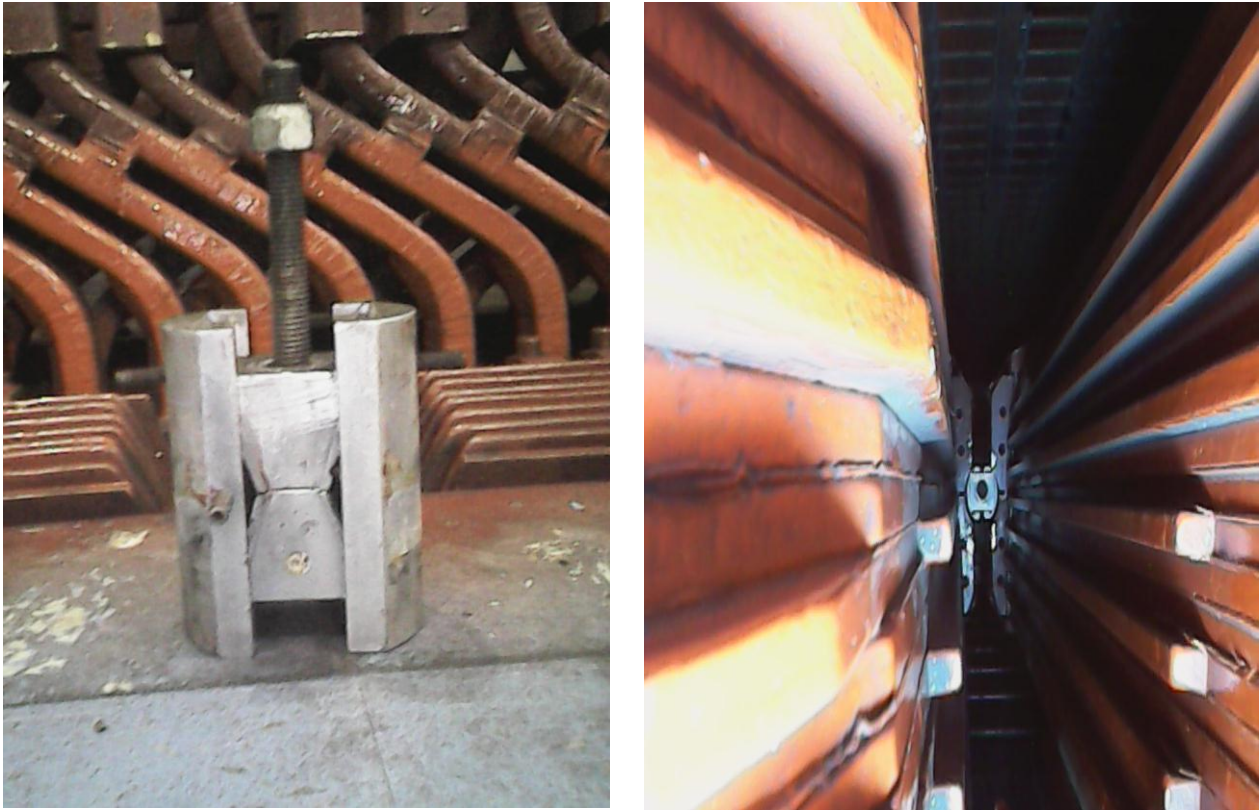


Fig. 3.10 se retira los seguros de polos

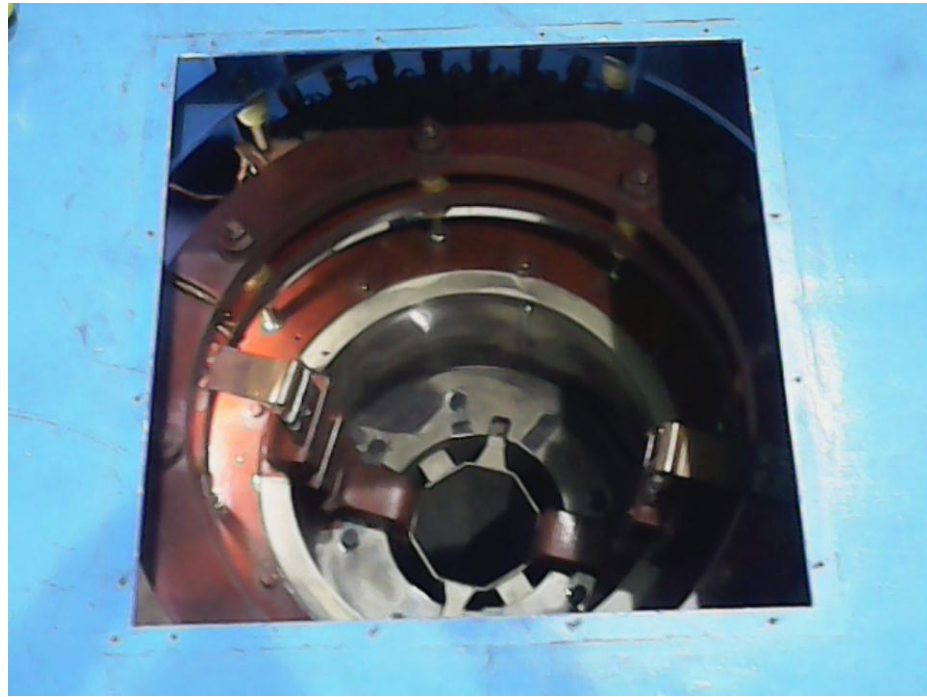


Fig. 3.11 desconexión de barras de excitación



Fig.3.12 salida de barras de excitación hacia devanado de campo

Con ayuda de las grúas viajeras de 240 toneladas y otra de 270 toneladas se unen por un cable umbilical para tener solo un mando. Y así poder sacar el rotor, se acoplan los dispositivos en donde estaban los polos 13,16 y 35,38.



Fig.3.13 colocación de dispositivos

Con la ayuda de los trabajadores que son ubicados alrededor del estator para no afectar el equilibrio del rotor y con la ayuda de tablas que sirven para deslizar entre el rotor y estator y a saber si el rotor va en equilibrio se requiere de un nivel. Por si llegara a pasar que una tabla no se desliza detienen a la grúa y checan los niveles del rotor.



Fig.3.14 se deslizan las tablas entre el rotor y estator



Fig. 3.17 nivel del rotor para no dañar el estator

Ya extraído el rotor se lleva a los soportes o dispositivos, donde ahí se extraen los polos para su mantenimiento mayor.



Fig.3.15 soportes o dispositivos del rotor



Fig.3.16 acoplamiento del rotor en soporte

Una vez retirada todas las conexiones eléctricas superiores e inferiores se procede a la extracción de los polos

Procedimiento:

1. Armado del dispositivo de extracción del polo
2. Atornillar el dispositivo tanto de la parte superior como inferior
3. Ajustar y centrar el dispositivo para su correcta extracción
4. Realizar maniobra de extracción con la grúa viajera
5. Colocar el polo en los burros y ubicarlo en un sitio de trabajo adecuado.

Los cuerpos polares están constituidos de un apilado de laminaciones, apretados entre dos placas polares. Los polos están firmemente fijados a la llanta por medio de llaves en forma de T y cuñas a cada extremidad.

El arrollamiento retorico está constituido por 40 bobinas formadas por espiras o vueltas de cobre semiplanas soldadas en cada ángulo y aisladas entre ellas con un papel de Nomex Epoxi.

El aislamiento de las bobinas con respecto a los núcleos polares se asegura por una envoltura de papel nomex que recubre completamente los núcleos, así como unas armaduras aislantes apropiadas, del lado de expansión polar, que aíslan la masa del arrollamiento rotorico. Todos los aislamientos son de clase F.

Cada bobina polar esta apretada sobre el cuerpo polar por medio de elementos de apriete aislantes. Los arrollamientos de los 44 polos están unidos entre ellos por conexiones. Dichas conexiones en forma de "U" están fijadas a las extremidades de la llanta y están concebidas para su fácil acceso y desmontaje.

Se le llama cuña superior a la cuña con punta hacia abajo, que es más larga y cuña inferior a la cuña con punta hacia arriba, que es más corta ver fig.3.20.



Fig. 3.17 cuñas del polo superior e inferior

Se quitan ventiladores superior e inferior correspondiente al polo. se calza cuña superior para que no se deslice hacia abajo con la ayuda de un gato hidráulico al aflojar cuña inferior se golpea con cincel corto y marro a la cuña inferior. Posteriormente se emplea cincel largo y marro.



Fig.3.18 tipos de cincel



Fig.3.19 se calza cuña superior con gato hidráulico

Al aflojar cuña inferior queda flojo el polo, por lo que puede izarse. Se desliza hacia arriba el polo, un metro aproximadamente y se coloca placa de fijación polo, atornillada al dispositivo de desmontaje. Se saca completamente al polo deslizándola hacia arriba sobre su cola de milano. Estando afuera el polo antes de acostarlo, se le coloca unos barrotes de apoyo en la parte inferior de la cola de milano, para proteger al polo. Se acuesta el polo sobre la cara contraria a la cola de milano.



Fig.3.20 colocación de placa de fijación

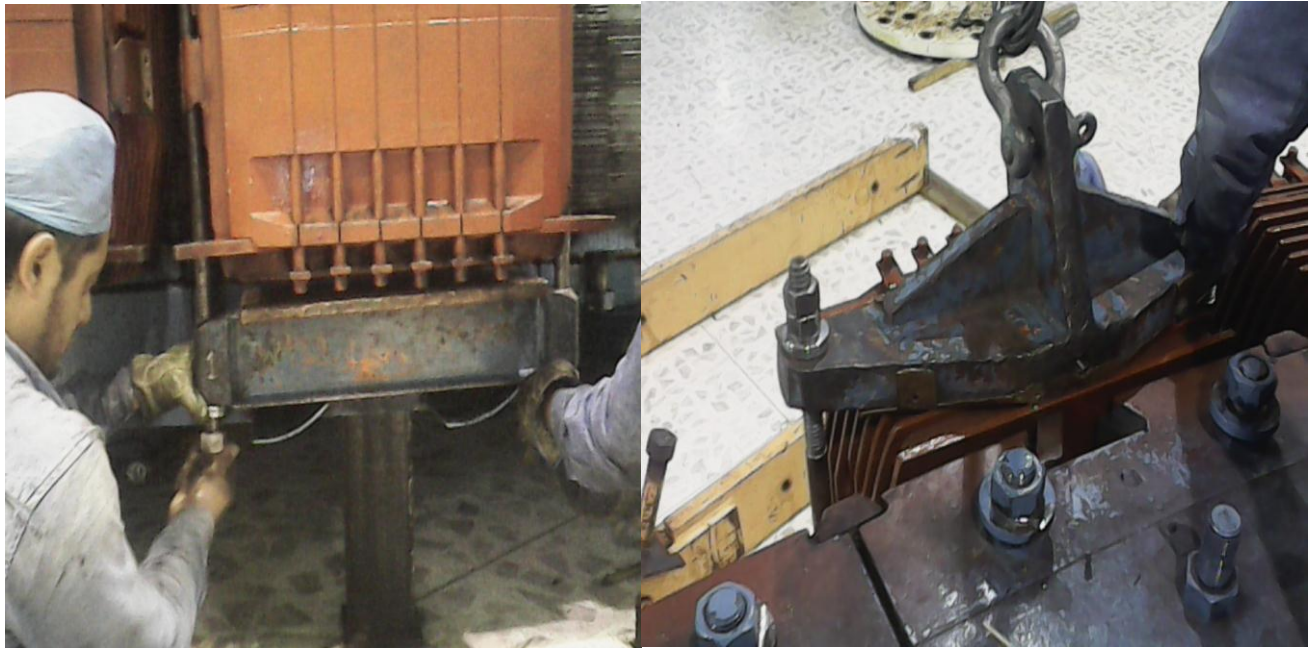


Fig.3.21 dispositivos lado inferior y lado superior



Fig.3.22 polo desmontado

Por ser los polos de gran capacidad en 300 MW del generador, piezas de gran peso del orden de algunas toneladas, la maniobra se realiza con la grúa viajera y se coloca la eslinga al gancho de 40 toneladas para así poder realizar la maniobra cuidadosamente.

La extracción del polo se realiza con los cuidados de no golpear el polo, el laminado del estator ni los cabezales del devanado.

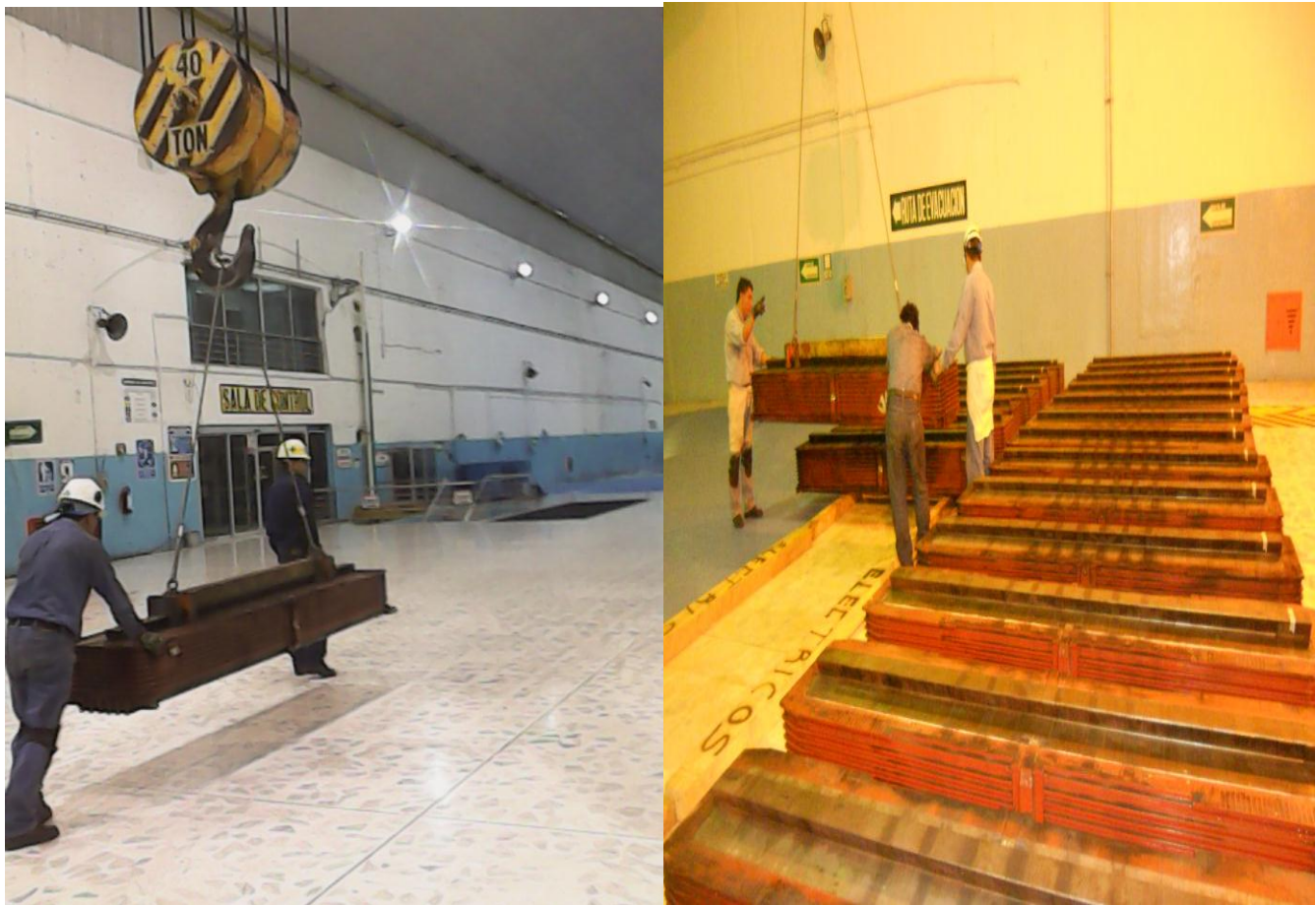


Fig.3.23 los polos son llevados a mantenimiento

3.7 FALLAS DE POLOS

El flujo magnético requerido para la generación de voltaje, en el generador síncrono es producido por los polos, el flujo circula desde el polo norte hacia el polo sur, atraviesa el entrehierro y circula por los núcleos o yugos del rotor y del estator, eslabonando las bobinas del estator, por cada par de polos existe un circuito cerrado de flujo en forma de eslabón

El núcleo de los polos está hecho por láminas de acero al silicio apiladas y aisladas entre sí, para contrarrestar la magnitud de las corrientes parasitas. Los polos forman parte de la masa rotativa de un turbogenerador, su laminado está diseñado de tal manera que la parte sobresaliente del núcleo denominada cola de milano, ocupa las ranuras del yugo del rotor.

Las fallas que se tienen a nivel rotor, son fallas de aislamiento aunque el voltaje de excitación que alimenta el campo se considera de nivel bajo, 125 VCD, 250 VCD, etc., por el hecho de estar girando a la velocidad síncrona, por efecto de la fuerza centrífuga la masa de cobre de la bobina polar presiona los aislamientos a tierra, durante los paros, al perder velocidad se contrae la bobina con los consecuentes esfuerzos sobre los aislamientos.

Los aislamientos de los polos, también están sometidos a sobre voltajes por los transitorios de la red y los cambios súbitos de potencia reactiva, durante la operación del generador.

Existen varias causas que pueden provocar daños en los aislamientos. Cuando el aislamiento entre el núcleo y la bobina polar se daña el polo se aterriza; cuando el aislamiento entre espiras de la bobina polar se daña, las espiras hacen contacto y el número de espiras disminuye.

3.7.1 CAUSAS DE FALLAS DE POLOS

a) Deterioro del aislamiento

- Contracción o consolidación
- Fragilidad
- Agrietamiento
- Pérdida de adherencia con el cobre

b) Causas eléctricas

- Transitorios al arranque
- Transitorios de excitación
- Altos voltajes inducidos por fallas al estator
- Fallas desbalanceadas
- Alta resistencia de conexión
- Espiras cortocircuitadas

c) Causas mecánicas

- Vibración
- Esfuerzos por la presencia de una falla desbalanceada
- Partes mecánicas flojas (cuñas, cola de milano, tornillería, etc.)
- Rotura de la bobina
- Amortiguadores rotos

d) Causas térmicas

- Sobre corrientes de campo
- Pérdida de enfriamiento

e) Contaminación

- Aceite
- Humedad

Polvo de balatas sistema de frenado



Fig.3.24 Vista del polo frontal doble cola de milano

3.7.2 MANTENIMIENTO Y PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A LOS POLOS.

Se realiza Pruebas de resistencia de aislamiento a los 44 polos para verificar el aislamiento a tierra y su estado de cada uno. Para la realización de la Prueba de Resistencia de Aislamiento de los polos extraídos se utilizó el MEGGER, conectando la terminal positiva del equipo en una de las terminales de la bobina del polo

La terminal negativa del equipo se conecta en el devanado amortiguador del polo.- Se aplica 500 VCD a las terminales del polo bajo prueba.-Se toma la lectura del valor de Resistencia de Aislamiento del polo después de haberse estabilizado el valor medido por el equipo.

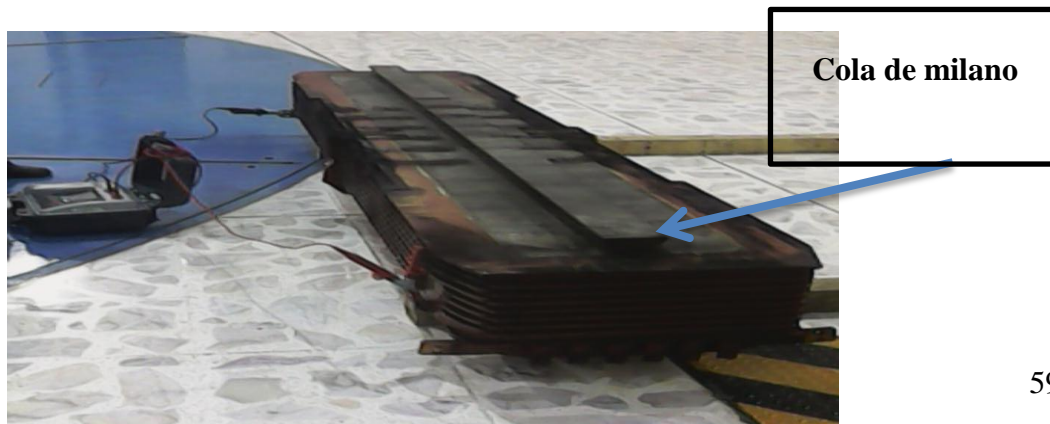


Fig.3.25 Prueba de resistencia de aislamiento a los polos

Una vez realizadas las pruebas a los polos se realiza el mantenimiento correspondiente a limpieza general, inspección del aislamiento, sustitución de tornillería. Se obtuvieron resultados satisfactorios, no encontrando ningún problema en su aislamiento entre espiras y observando su aislamiento aun en perfectas condiciones, la aplicación del barniz aislante rojo no fue necesaria basándose en las pruebas y en la experiencia del jefe del departamento.

Se procedió a limpiar los polos con trapo seco impregnado de dielectrol y se limaron sus conexiones eléctricas, parte del mantenimiento a los polos.



Fig.3.26 Limpieza y limado de conexiones eléctricas

Se abre cincho abrazadera. Se quita aislante superior con auxilio de una palanca de madera, se afloja bobina dejando aislante inferior fijo. Con la misma palanca, se eleva unos cm, la bobina y se fija en esa posición con cuñas de madera se introduce dispositivos de izaje de la bobina y se desmonta con la grúa. Se revisa marco aislante inferior y si está dañado su quita solamente con las manos.



Fig.3.27 núcleo laminado de polo



Fig.3.28 Bobina del polo

Así mismo, se realizaron actividades correspondientes al área del rotor como son:

- **Ductos de ventilación.** Se verifico su estado y se realizó limpieza.
- **Transmisión del par.** Se verificaron posibles roturas de las cuñas de acoplamiento de la araña del rotor con la llanta.
- **Anillos Rozantes y Escobillas.** Se realizó verificación de aislamiento de los anillos rozantes y medición de dimensiones de los carbones de las escobillas.
- **Barras, Cables, Soportes y Conexiones.** Se realizó limpieza e inspección de los soportes aislantes, apriete de conexiones

Retirada las conexiones eléctricas y el desmontaje de los polos se procede a realizar la inspección del acuñado del estator como su mantenimiento correspondiente.

3.8 REACUÑADO DE GENERADORES HIDROELECTRICOS

3.8.1 INSPECCIÓN Y REACUÑADO DE LAS BOBINAS DEL GENERADOR

Se realizó la verificación del estado de apriete de las cuñas, amarre entre cabezales, separadores de cabezales, amarres del devanado al anillo de sujeción-soporte, soportes del anillo de sujeción, soportes del anillo de conexión, soportes de salida de fase y neutro y seguros de los extremos de las cuñas.

El reacuñado de generadores es una actividad que es necesario efectuar con cierta periodicidad para asegurar el apriete de las bobinas del estator en las ranuras.

Consiste en reapretar las cuñas ya sea remplazándolas porque se dañan al extraerlas o porque debido al tiempo que tienen en operación hayan perdido sus características mecánicas o dieléctricas, o porque tiene en disponibilidad cuñas de materiales cuya calidad mecánica y dieléctrica asegure una mayor vida útil para el generador. Con el reacuñado se asegura que las bobinas del estator no tengan movimientos relativos con respecto a la ranura.

Las cuñas se aflojan debido a los siguientes factores:

- a) Esfuerzos provocados por los efectos electromagnéticos a que está sometida la bobina, que depende de la circulación de corriente y principalmente de la potencia que está suministrando el generador, que producen la llamada “fuerza de barra” que es una fuerza que actúa con el doble de la frecuencia hacia el fondo de la ranura.
- b) Esfuerzos provocados por los ciclos de expansión y contracción debido a los cambios de temperatura derivados de las variaciones en la potencia activa de la unidad.
- c) Esfuerzos excesivos provocados durante la falla eléctrica en que la unidad aparta potencia de corto circuito.

- La inspección de las cuñas es clasificada como:
 - a) **Normal(N):** Sonido metálico a lo largo de toda la cuña, sin embargo se puede sentir una ligera vibración de alta frecuencia; no habiendo evidencia de movimiento axial de la cuña, del relleno y no hay presencia de polvo de la cuña.
 - b) **Regular(R):** Si al golpear hay un ligero sonido acompañado de una ligera vibración de frecuencia baja (sonido grave), entra en la categoría que no puede considerarse floja ni apretada-
 - c) **Floja:** se dice que una cuña esta floja cuando:
 1. Hay presencia de polvo en los extremos
 2. Se puede sentir vibración fuerte al golpearla
 3. Se puede mover longitudinalmente cubriendo parte de los ductos de ventilación.
 4. El relleno bajo la cuña se ha movido de su lugar (más de 2 mm).

- ✓ Este trabajo es realizado por 4 personas del departamento en la cual 2 personas se introducen en el hueco que queda entre el rotor y el estator y las otras 2 personas son las que van anotando las observaciones que le indica el que golpea la cuña; informando de la siguiente manera:
 1. Al indicar un dedo, está confirmando que la cuña se encuentra en estado normal.
 2. Cuando indica con los dos dedos está informando que la cuña golpeada se encuentra en condición regular.
 3. El indicar con tres dedos informa que la cuña golpeada se encuentra en la condición de floja.

El jefe de departamento o auxiliar del departamento en coordinación con el encargado del mantenimiento definen claramente las cuñas que se deben remover para que el personal que está realizando la inspección se dedique a efectuar la remoción de cuñas y reacuñado de las bobinas del generador.

Como no se puede revisar totalmente el estado de todo el reacuñado en una sola vez, es necesario realizar giros en forma manual del rotor para ubicarse en un espacio donde no se ha revisado el acuñado del generador; esto se realiza tomando en cuenta que los gatos de frenado se encuentren en la posición fuera y la bomba de pre lubricación se encuentre en servicio hasta que se ubique en la posición deseada y en ese momento será necesario dejar fuera de servicio la bomba de pre lubricación y dejar los gatos de frenado en la posición dentro.

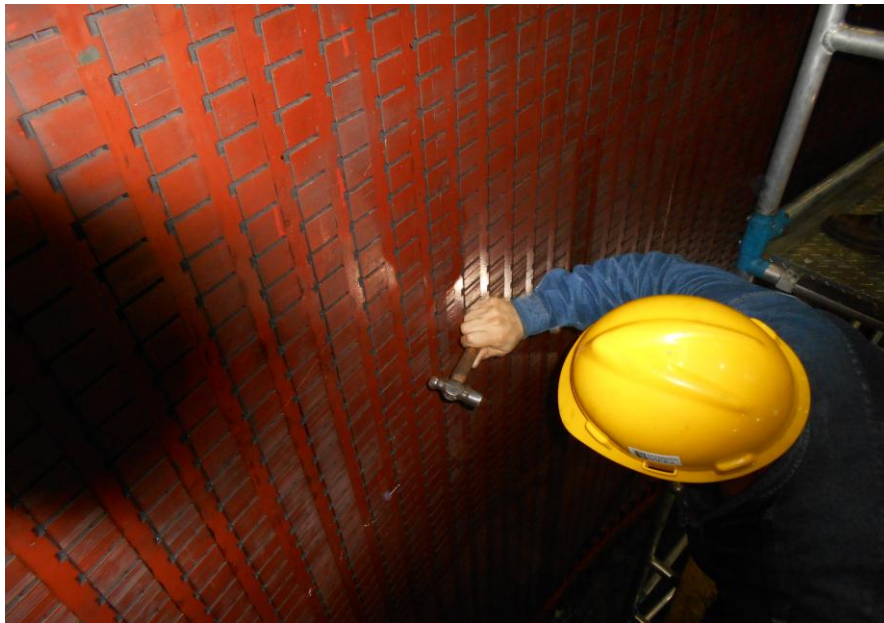


Fig.3.29 sondeo de las cuñas

El estator consta de 452 ranuras con 13 cuñas en cada ranura para un total de 5876 cuñas de la inspección realizada. El reacuñado se a aseguran que las bobinas del estator no tengan movimientos relativos con respectos a la ranura.

Las cuñas se aflojan principalmente debido a los siguientes factores:

a) esfuerzos provocados por los efectos electromagnéticos a que esta sometido la bobina, que depende de la circulación de corriente y principalmente de la potencia que esta suministrado al generador, que producen la llamada fuerza de barra, que es una fuerza que actúa con el doble de la frecuencia hacia el fondo de la ranura.

b) esfuerzos provocados por los ciclos de expansión y contracción debidos a los cambios de temperatura derivados de las variaciones en la potencia activa de unidad.

c) esfuerzos excesivos provocados durante las fallas eléctricas en que la unidad para potencia de corto circuito.

Revisión del apriete

Para poder evaluar el estado e apriete de las cuñas se utiliza el método de dar golpecitos leves con martillo, y por el sonido se clasifica la presión de la cuña según las instrucciones:

- muy apretada. Sonido metálico a lo largo de la cuña
- apretada. La cuña da un sonido solido al golpear, sin embargo se puede sentir una ligera vibración de alta frecuencia (sonido agudo), además no hay evidencias de movimiento axial, del relleno y no hay presencia de polvo de cuña.
- Ligeramente floja. Si al golpear un ligero sonido acompañada de una ligera vibración de frecuencia baja (sonido grave), entra en la categoría que no se puede considerar floja ni apretada, por lo que deberá incluir en esta clasificación.
- Floja. Se dice que una cuña esta floja cuando:
 - a) Hay presencia de polvo en los extremos.
 - b) se puede sentir vibración fuerte al golpearla.
 - c) se puede mover longitudinalmente cubierto parte de los ductos de ventilación.
 - d) cuando el relleno bajo la cuña se ha movido de su lugar más de 2 mm.

3.8.2 TIPOS DE MATERIALES

Las cuñas están formadas de diferentes materiales. Actualmente se están usando cuñas a base de fibra de vidrio aglutinada con resina ya sea epoxica o poliéster, las cuales reúnen mejores condiciones de resistencia mecánica, dieléctrica y comportamiento térmico; así como condiciones de ser auto extingible. Los rellenos que se usan son de diferentes materiales ya sea de cartón prensado, fibra de vidrio con resina epoxica o poliéster o resinas fenólicas con fibra de algodón. También se están usando un relleno en forma de muelle ondulada el cual al comprimirse bajo la acción del apriete de la cuña ofrece una presión constante contra la bobina.



Fig.3.30 resina epoxica

La resina epoxi es un polímero termoestable que se endurece cuando se mezcla con un agente catalizador o “endurecedor”. Está constituida comúnmente de dos componentes que se mezclan previamente antes de ser usados; al mezclarse reaccionan causando la solidificación de la resina, su curado se realiza a temperatura ambiente, durante ese curado o secado se forma enlaces cruzados lo que hace que su peso molecular sea elevado y para tener una mejor adherencia, se le coloco fibra de vidrio.

Propiedades de resina epoxidica:

- Humectación y de adherencia son óptima.
- Buen aislamiento eléctrico.
- Buena resistencia mecánica.
- Resistente a la humedad.

- Resisten el ataque de fluidos corrosivos.
- Resisten temperaturas elevadas.
- Excelente resistencia química.
- Poca contracción al curar.
- Excelentes propiedades Adhesivas.

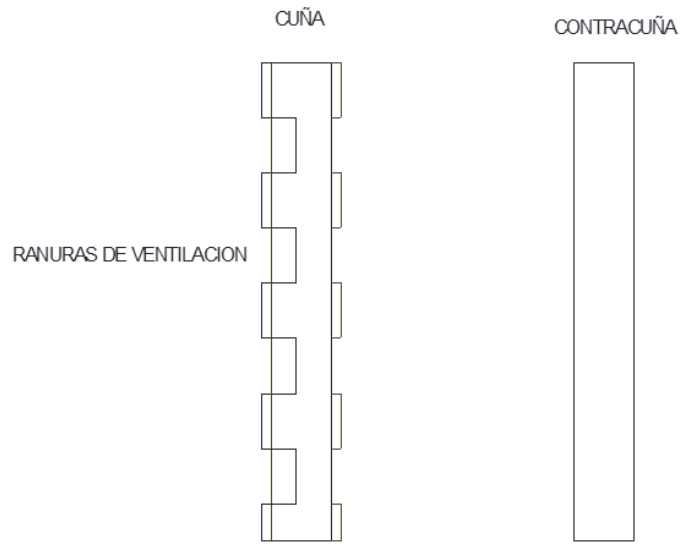


fig.3.31 cuña



fig.3.32 contra cuña

En la fig.3.29 se observa la inspección a cuñado R son cuñas flojas N cuñas muy apretadas. Las líneas naranja son cuñas a sacar, indicado por el jefe del departamento.

CFE Una empresa de clase mundial

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
C. H. MANUEL MORENO TÓRRES
DEPARTAMENTO ELECTRICO
INSPECCIÓN ACUÑADO

Unidad: 5 Fecha: 20-abril-2015 Registro:

	No. De Ranura																				OBSERVACIONES		
	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284		285	286
1	N	N	N	N	N	N	R	R	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	
3	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	
5	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	
7	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	
9	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	
11	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	
13	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	

INSPECCIONÓ: SUPERVISÓ:

Legend: N NORMAL, R REGULAR, F FLOJA, REACUÑADO

Fig.3.33 orden de cuñas a sacar



Fig.3.34 Extracción de cuñas



Fig.3.35 Aplicación de resina epoxi de la cuña y amarre de cuña

3.9 LIMPIEZA DE CABEZALES SUPERIORES E INFERIORES

Los cabezales de las bobinas y en general de todo el embobinado están sujetos a todas las condiciones que se han mencionado; sin embargo por ser la parte más visible se contaminan con polvo y vapores de aceite debido también a las curvaturas en el cabezal propiamente dicho; es este lugar donde se tienen los esfuerzos más severos ya que hay gradientes de potencial mayores que en otras partes del devanado, campos magnéticos muy fuertes por la circulación de corrientes, estos fenómenos y las variaciones de temperatura, provocan que se agiten los aislamientos, se aflojen las capas de cinta aislante, se provoquen indicios de efecto corona en la superficie del aislamiento, es por eso que se le realiza una completa revisión; debiéndose efectuar limpieza total y limpieza al resto del devanado con aire o algún solvente y barnizarlo si es necesario.

En la continuación al mantenimiento al estator se realizó limpieza de cabezales superiores e inferiores con trapo impregnado de solvente dieléctrico y limpieza a los deflectores. Esta actividad fue realizada con apoyo del departamento civil.



Fig.3.36. limpieza de cabezal

3.10 INSPECCIÓN DEL ACUÑADO Y REACUÑADO PARCIAL, LÍMPIEZA DEL LAMINADO Y DUCTOS ESTATOR.

Laminado del estator

Es la parte del generador que sirve para inducir magnéticamente la corriente a las bobinas, formado por láminas de poco espesor aisladas eléctricamente para evitar corrientes parasitas, por ser de hierro magnético es susceptible de oxidarse por lo que debe de revisarse no exista oxidación que vaya a provocar contacto eléctrico entre laminillas, revisar también que los conductos de aire limpios y expeditos, cambios de color que indiquen calentamiento.

En lo correspondiente al laminado, se le realizó la limpieza general con trapo seco impregnado de solvente dieléctrico, y limpieza a los ducos de ventilación esta actividad fue realizada con la ayuda del personal eléctrico encargado y supervisado por el auxiliar del mantenimiento y observando el laminado en óptimas condiciones.

3.11 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE AIRE



Fig.3.37

Los grandes generadores hidroeléctricos tienen una posición vertical y su enfriamiento es a base de aire las trayectorias del circuito de enfriamiento, se diseñan para enfriar el circuito eléctrico y magnético del generado, tanto del rotor como del estator, los enfriadores o radiadores se disponen alrededor de la carcasa para recibir el aire caliente, donde el calor se transfiere al agua de enfriamiento, el aire fresco se regresa al interior del generador formando así una trayectoria cerrada de enfriamiento.

La limpieza de los enfriadores de aire se ejecuta en forma rutinaria, ya que los mismos por la circulación de agua del cauce, se atascan con partículas de tierra o colonias de microorganismos las cuales forman lodos, que obstruyen los conductores disminuyendo su capacidad y provocando calentamiento en los devanado; la programación de esta actividad depende fundamentalmente de las temperaturas de operación d los devanados o aire caliente, variara de acuerdo con condiciones condicionales, estacionales y dependerá también de las horas de trabajo de la unidad.

La limpieza se hace por medio de químicos en algunos casos, en otros se hace por limpieza directa con dispositivos especiales (escobillones) desmontando las tapas superior e inferior.

Se Verifico diferencia de temperaturas de entrada y salidas de agua, temperatura de aire caliente y aire frio, limpieza de radiadores y mantenimiento tapas. Verificación de hermeticidad y prueba hidrostática.

3.11.1 EXTRACCIÓN DE RADIADORES

Los enfriadores de aire están montados sobre abertura 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, aún con un enfriador fuera de servicio y el agua de refrigeración a la temperatura específica.

Los tubos de refrigeración están 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 travesaños desmontables de acero cubiertos de plástico y galvanizado al calor. Una junta resistente al aceite va insertada entre las placas tabulares y los travesaños.

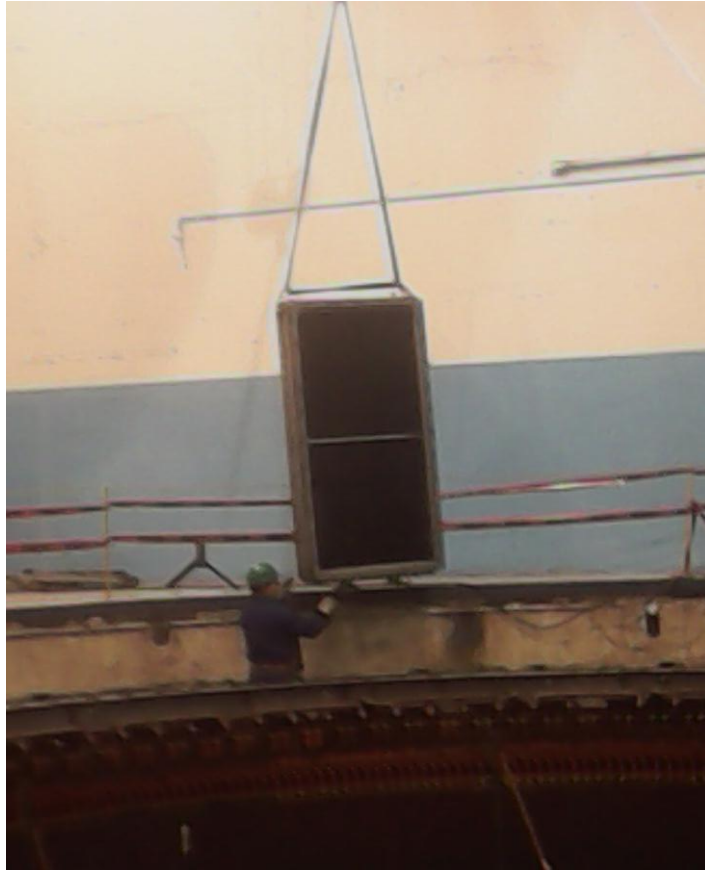


Fig.3.38 extracción de radiadores

Se desconectan las entradas de (agua fría) y de Salida (agua caliente) que están conectados a los radiadores, se retiran los tornillos y los pasadores que lo sujetan. Después de desatornillar se amarra con una soga las terminales de conexión de las tuberías, y posteriormente se realiza la maniobra de extracción con la grúa viajera de 40 toneladas y con la ayuda del departamento mecánico, una vez extraído los 8 radiadores cada uno se fueron colocando en el piso de acuerdo al orden que se fueron extrayendo para realizarle su limpieza correspondiente.

3.12 PRUEBAS REALIZADAS POR LAPEM

El equipo de LAPEM (laboratorio de pruebas de equipos y materiales) se basa en el análisis de los resultados de pruebas de diagnóstico y aislamiento a los devanados del estator y rotor.

En conjunto con personal de LAPEM se realizaron pruebas de diagnóstico del Generador Eléctrico, de la Unidad 5. A fin de conocer el estado de sus devanados y aislamientos, las cuales se realizaron durante el periodo de mantenimiento mayor programado de la unidad con rotor dentro.

Obteniendo resultados satisfactorios en el reporte final de las pruebas. Para mayor detalle ver tabla 2 pag.73.

Las pruebas que se realizaron fueron:

1. Prueba de resistencia de aislamiento.

Los resultados satisfactorios obtenidos en las mediciones de resistencia de aislamiento en el estator, indican que sus aislamientos se encuentran adecuadamente secos.

2. Factor de disipación y capacitancia.

De los resultados de factor de disipación y capacitancia en todos los ramales se observan valores satisfactorios, ya que se encuentran dentro de los parámetros recomendados para generadores nuevos.

3. Pruebas de Descargas parciales.

En las mediciones de descargas parciales en cada uno de los ramales se obtuvieron valores <10 nano coulomb, valor recomendado para generadores nuevos. En los espectros registrados no se observan indicios de posibles fallas.

4. Prueba de descargas a la ranura

Las mediciones de descargas a la ranura se realizaron de manera trifásica, los máximos valores registrados fueron, ranuras 26 y 28= 15mA, ranuras 56 y 266 =17 mA, dichos valores se consideran satisfactorios ya que coinciden con el valor esperado para un buen estado de conservación de las pinturas semiconductora y graduadora.

5. Resistencia Óhmica de devanados.

Las mediciones de resistencia óhmica de los devanados se realizó por ramal, se observa que el porcentaje de variación entre todos los ramales es menor al 1.0%, por lo que se prevé ausencia de fallas en las conexiones de los devanados.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

El aislamiento de las maquinas eléctricas está formado por la combinación de distintos materiales, antiguamente por asfalto y mica y modernamente por resinas sintéticas y cinta de mica.

La influencia de la temperatura sobre la duración del aislamiento es compleja pero no es solo la temperatura absoluta la que afecta los aislamientos, sino también las variaciones de temperatura por los efectos de dilatación y contracción.

En casos de esfuerzos electromecánicos fuertes, o sea cortocircuitos, provoca esfuerzos suplementarios sobre las cabezas de bobina, que dañan mecánicamente el aislamiento.

Y por último un calado defectuoso de las bobinas en la ranura bien por holgura lateral o flojedad de las cuñas provoca movimientos de la bobina que con su roce con la capa daña el aislamiento.



Fig.3.39 Prueba de resistencia de aislamiento LAPEM

Fallas de aislamiento en generadores

Se presentan los mecanismos que hacen fallar el aislamiento de los estatores en generadores eléctricos, así como también los métodos de detección que han proporcionado mayor información del estado del aislamiento.

Se muestra también el monitoreo en línea con detección de descargas parciales y radio frecuencia que actualmente está dando grandes satisfacciones a los ingenieros de mantenimiento, dando con ello el servicio necesario para evaluación de la condición actual y no con paros programados que en ocasiones no auxilian en la prevención de fallas, porque el generador fallo antes de su programada inspección.

Teoría de degradación del aislamiento

El devanado de un generador de alta tensión está sujeto a una combinación de esfuerzos mecánicos eléctricos y térmicos, dependiendo del tamaño capacidad y condiciones operativas de cada generador en particular estos esfuerzos varían relativamente en magnitud sustancialmente como sigue: esfuerzos eléctricos pueden variar entre 2-2.5 kv/mm, esfuerzos mecánicos en barras hasta (10kg/cm) , y el movimiento de la barra sobre la ranura puede variar hasta 10mm dependiendo estos del largo de ranura y la temperatura de operación máxima.

Existen también los esfuerzos transitorios bajo condiciones de impulso, esfuerzos de sobretensión que pueden elevarse hasta un factor de 5 o mayor, los turbogeneradores con gran longitud del núcleo que están sujetos a paros y arranques frecuentes estarán sujetos a este tipo de esfuerzos; un generador hidráulico experimentara esfuerzos térmicos cíclicos, no experimentados por los turbogeneradores que están con carga continua.

Esfuerzos térmicos

La degradación térmica es el resultado de diversos procesos químicos, los cuales son acelerados generalmente por las altas temperaturas, en general esta degradación está muy correlacionada con reacciones químicas y cambio del estado físico de los componentes del aislamiento que está en contacto con el cobre y la atmosfera ambiental.

Los principales tipos de degradación térmica son causados por pirolisis (descomposición en un ambiente inerte), oxidación, hidrolisis en atmosfera humedad), otros factores son los gradientes de temperatura que son ocasionados por los cambios de carga que producen movimientos axiales que deterioran las bobinas al perder el contacto o adherencia a los conductores que la forman con el

aislamiento principal de la bobina produciéndose también con este fenómeno separación de capas de aislamiento(des laminación).

Esfuerzos eléctricos

Descargas parciales internas.

El fenómeno más importante del deterioro o envejecimiento eléctrico en los generadores de alta tensión son las descargas parciales.

Estas generalmente consisten en descargas locales que ocurren en el aislamiento en cavidades o huecos carentes de resina que quedan por el proceso de impregnación del aislante de la barra.

Estos huecos o cavidades están sujetos a esfuerzos eléctricos grandes en proporción a la constante dieléctrica del sólido en serie con ellos.

La resistencia eléctrica del espacio de aire es también más baja que la del sólido. Ambos factores resultan en un rompimiento del espacio de aire a tensiones considerablemente inferiores a las requeridas para perforar el sólido. Si un aislamiento envejecido como lo muestra la figura 1, tiene una gran cantidad de huecos ocurrirá un fenómeno de ionización del gas produciéndose flujo de corriente o descarga parcial a través del gas ionizado. Como la ionización progresa aparecen descargas en las unidades de cinta aislante las cuales cambian químicamente las propiedades de la resina convirtiéndose en canales de falla los cuales cortan el aislamiento principal, en consecuencia se reduce el espesor efectivo, de tal forma que ocurrirá la perforación.

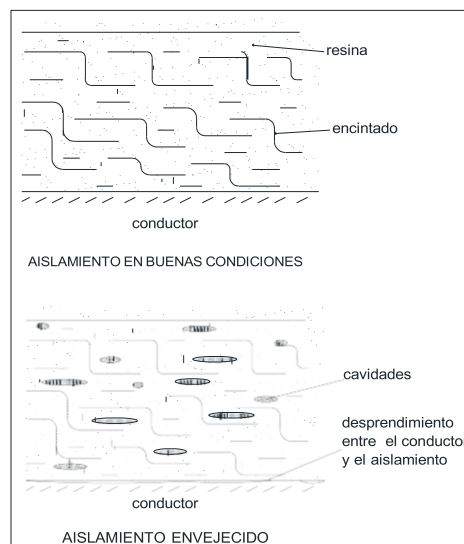


FIG.1 Deterioro de un aislamiento

Descargas a la ranura

Este mecanismo es muy peligroso puesto que une los esfuerzos eléctricos y mecánicos para erosionar las capas externas del aislamiento.

Mientras que las cavidades en el aislamiento son prevenidas por una cuidadosa impregnación, las descargas entre el aislamiento y las paredes de la ranura son eliminadas por un recubrimiento conductor sobre la superficie de la bobina, al cual por virtud de sus puntos de contacto con el estator, forma un potencial cercano al de tierra y reduce el campo eléctrico en cualquier espacio de aire a un valor inferior al valor de carga.

En la sección de la ranura, sin embargo contactos localizados núcleo pueden aun ocasionar problemas debido a las grandes densidades de esfuerzo localizados ahí, el cual causa que el material conductor (material grafitado) sea térmicamente debilitado y se vaya removiendo por vibraciones mecánicas y electromecánicas. La figura 2 nos muestra como vibra una barra dentro de la ranura.

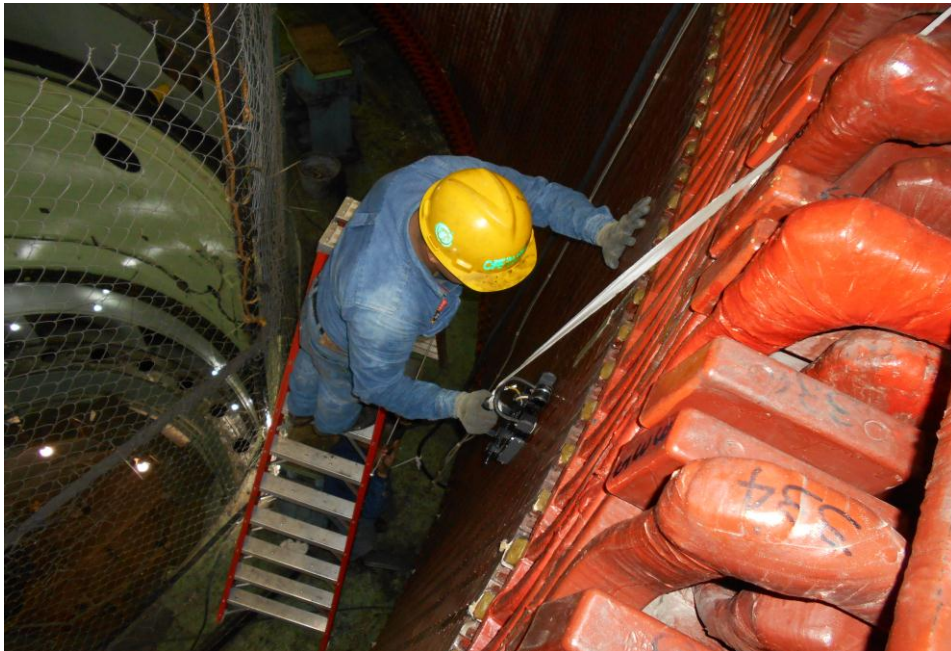


Fig.3. 40 Prueba de descargas a la ranura

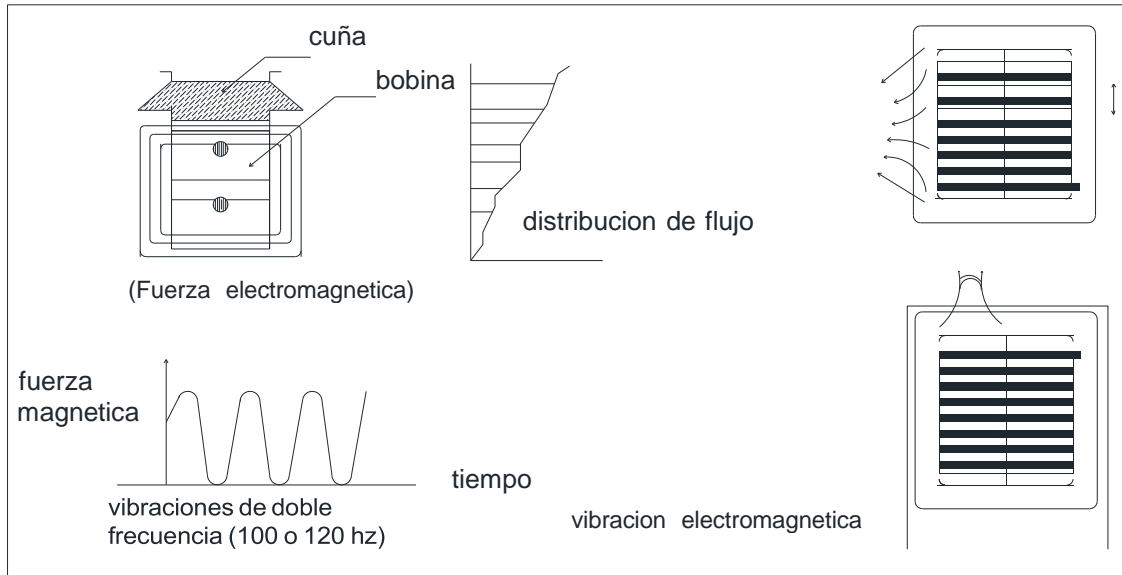


Fig.2 vibración de una bobina por acción electromagnética

Con lo anterior explicado se genera físicamente en la ranura un polvo amarillento, que se da debido a la vibración, esto es señal del deterioro del aislamiento de la bobina por descarga a la ranura.

La figura 3 nos muestra cómo se distribuye el campo eléctrico en una bobina con pintura y así se evita una mayor concentración de esfuerzo en la esquina del núcleo.

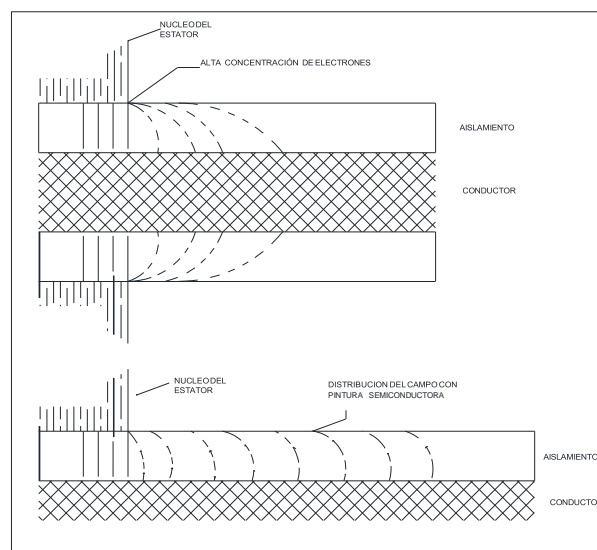
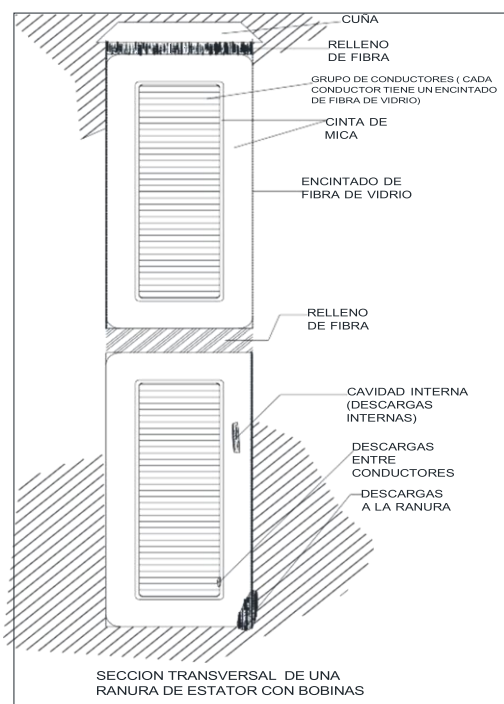


fig.3 concentración del campo en la esquina del núcleo del laminado

Descargas parciales entre el cobre y el aislamiento

Estas descargas ocurren en la interface del grupo de conductores que forman la bobina y el aislamiento principal, lo que producirá ozono quien degrada químicamente el aislamiento el cual siendo sometido siempre al mismo esfuerzo eléctrico y que aunado con la temperatura generada, produce la fuga del material aislante.

La figura 4 da identificación de los tres tipos de descargas que suceden en el aislamiento de una bobina.



Esfuerzos mecánicos

Como se muestra en la figura 2 estos esfuerzos son causados por esfuerzos electrodinámicos de orden alterno de doble frecuencia a la corriente del conductor y por fuerzas termodinámicas debido a la expansión térmica del aislamiento, los conductores y el núcleo del estator, cuando la temperatura de la bobina cambia debido a los cambios de carga. Los patrones de esfuerzo y sus efectos se consideran separadamente para la parte de la ranura y los cabezales.

En las ranuras que contienen dos bobinas, la bobina de arriba experimenta un mayor esfuerzo. Las fuerzas de vibración radial producen compresión alterna que predomina sobre los esfuerzos tangenciales por la fuerza de los conductores, en

algunos casos en combinación tangencial con las paredes de la ranura. Si las bobinas no están adecuadamente acuñadas estas pueden vibrar en la ranura. Esto nos lleva a debilitar, primero la protección de corona y después del aislamiento.

Esta situación se considera tan peligrosa que el estator deberá ser reacuñado inmediatamente.

El aflojamiento del grupo de conductores o de un conductor individual dentro del aislamiento también producirá un rápido daño, que resulta en cortos circuitos entre conductores o debilitamiento del aislamiento. La complicada geometría de los cabezales y de sus amarres producen un patrón de esfuerzos vibratoriales y flexiones que nos son fáciles de evaluar. Las regiones donde las bobinas salen de las ranuras son consideradas como las más peligrosas. Las vibraciones pueden ser

Análisis de resultados LAPEM.

Tabla 2

DEVANADOS DEL ESTATOR								
#	PRUEBA	NORMA DE REFERENCIA	UNIDAD	RESULTADOS				EVALUACION
				A	B	C	ABC	
1	resistencia de aislamiento	IEEE Std. 43-2000	MΩ	395	393	393	128	SATISFACTORIO
2	índice de polarización	IEEE Std. 43-2000	N.A.	2.77	2.76	2.74	3.3	SATISFACTORIO
3	alta tensión	IEEE Std.95-2002	KV
4	resistencia de aislamiento	IEEE Std. 43-2000	MΩ
5	índice de polarización	IEEE Std. 43-2000	N.A.
6	factor de disipación $0.2 V_{n(tan)}$	IEC 60894	%	0.862	0.927	0.895	SATISFACTORIO
				0.91	0.906	0.916	SATISFACTORIO
7	$\Delta \tan(0.6V_n-0.2V_n)$	IEC 60894	%Δ	0.603	0.566	0.605	SATISFACTORIO
				0.594	0.586	0.62	SATISFACTORIO
8	capacitancia $(0.6V_n-0.2V_n)$	IEC 60894	%Δ	0.833	0.795	0.858	SATISFACTORIO
				0.83	0.819	0.833	SATISFACTORIO
9	descargas parciales	IEC TS 60034-27	nC	//			SATISFACTORIO
10	resistencia de devanados	IEEE Std. 43-2000	mΩ	3.04	3.067	3.09	SATISFACTORIO
				3.146	3.119	3.097		
11	descargas a la ranura		mA				SATISFACTORIO
12	apriete de cuñas		%	
			
DEVANADOS DEL ROTOR								
13	resistencia de aislamiento	IEEE Std. 43-2000	MΩ			
14	impedancia estática a 120v	IEEE Std.115-1995	Ω			
15	impulso de baja tensión	IEEE Std.115-1995	N:A:			
16	resistencia de devanados	IEEE Std.115-1995	mΩ			
NUCLEO DEL ESTATOR								
17	prueba de ELCID	IEEE Std.93-1991	mA			

3.13 MONTAJE Y CONEXIÓN DE POLOS

Una vez estando el rotor allá terminado su mantenimiento, lo que sigue es colocar ventiladores superior e inferior los polos que previamente se les dio mantenimiento.-Se levanta el polo con la grúa utilizando los mismos dispositivos que se usaron en su extracción. Se colocan las barras para sujetarlo y se aprietan firmemente. Los polos tienen una numeración de donde se extrajeron, así que se debe tener el cuidado de que estos números coincidan.



fig.3.41 rotor limpio

Ventiladores



Barras de excitación

fig.3.42 colocación de ventiladores y barras de excitación

CFE Una empresa de clase mundial

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
C.B. MANUEL MORENO TORRES
DEPARTAMENTO ELECTRICO

RESISTENCIA OHMICA DE POLOS

Unidad: _____ Fecha: _____ Registro: _____

No. Polo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
mΩ	100	102	101	109	109	106	108	111	103	104	107
Amp	22	21	21	22	27	25	27	30	22	22	25
No. Polo	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22-23
mΩ	102	104	96	111	108	108	107	100	99	92	99
Amp	22	24	16	30	29	24	27	33	21	17	23
No. Polo	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
mΩ	104	100	89	101	109	108	99	105	99	102	97
Amp	26	26	30	10	23	28	20	26	20	21	27
No. Polo	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
mΩ	107	91	90	108	109	108	104	109	99	105	110
Amp	28	12	12	29	29	29	24	28	27	25	29
Observaciones	71	69	69	71	71	72	70	72	70	71	71

Aceptado Realizado Rechazado Inspeccionado

Nombre y Firma _____ Nombre y Firma _____

1-2108-0803-0-03



Fig.3.43 medidas de polos

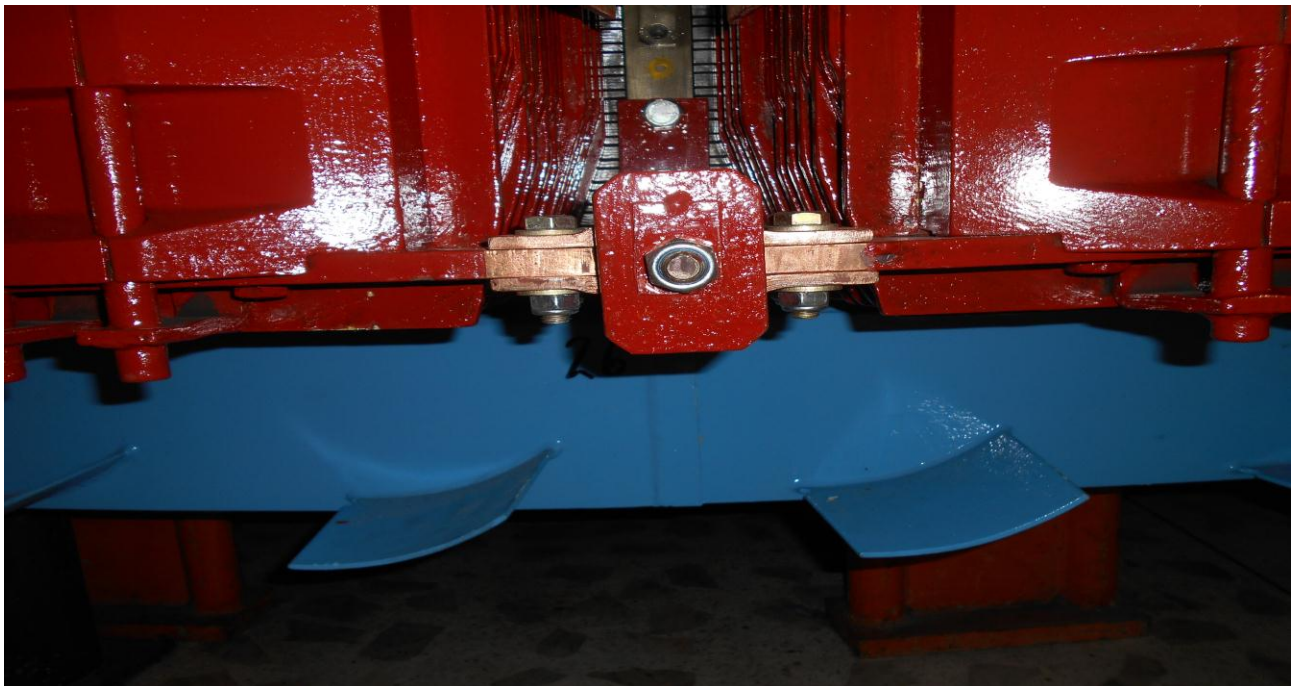


Fig.3.44 conexiones eléctricas

Se monta polo en su lugar, estando colocada cuña inferior. Se introduce cuña superior hasta donde llegue. Se fija polo con la cuña superior, golpeando con cincel y marro. Se conecta polo.



Fig. 3.45 montaje de polos

3.14 CONEXIÓN DE TRENZAS DE SALIDA DE FASE Y NEUTRO DEL GENERADOR

En lo correspondiente al mantenimiento de las trenzas de las conexiones del generador, una vez retiradas se le realiza limpieza a cada una de las 12 trenzas por fase tantas del lado de salida como de fase y neutras. Se limpian con brasso y trapo seco para darle brillo, proteger el metal y retirarle todo tipo de impurezas y grasa que pudiese tener.

Una vez realizada la limpieza se procede a la colocación de las trenzas en su respectivo lugar, con mucho cuidado verificando la numeración de cada trenza, este procedimiento fue ejecutado por un grupo de 4 personas, se aprietan con un torquímetro a una fuerza de 75 n/m.



Fig. 3.46 limpieza de trenzas

CAPITULO IV

4.1 BUS DE FASE AISLADA.

Se efectuó limpieza al bus de fase aislada en las partes interiores, aisladores y envolvente. Para la limpieza interior del bus se introdujo una persona entre el bus y la cubierta, el cual fue limpiando en su totalidad con trapo impregnado con solvente dieléctrico No. 25 hasta la parte del lado primario del transformador de potencia (Delta). Se realizaron pruebas de resistencia de aislamiento al bus obteniéndose resultados aceptables. Finalmente se realizó reaprietes de tornillería en conexiones, soportes y aisladores.

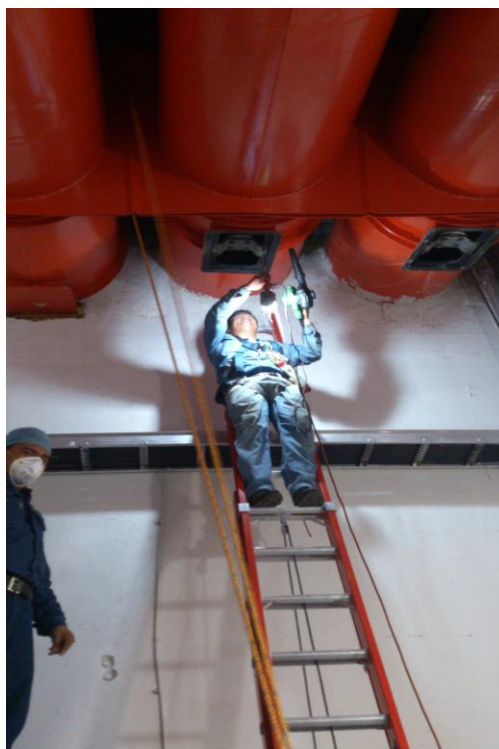


Fig. 3.47 limpieza de bus de fase aislada

4.2 TRABAJOS FINALES.

Dentro de los trabajos finales para la puesta en servicio de la unidad No. 1 correspondientes al departamento de protecciones se encuentran:

- a) Conexión de trenzas de salida de fase y neutro del generador.
- b) Conexión de los transformadores de servicios propios, excitación y neutro.
- c) Pruebas finales de resistencia de aislamiento de conjunto y campo.
- d) Montaje de tolvas de fibra de vidrio superiores e inferiores.
- e) Montaje de tapas antiderrapantes.

Así mismo, previo a la puesta en servicio de la unidad se realizaron las siguientes actividades:

- a) Pruebas eléctricas finales al campo y conjunto del generador.
- b) Pruebas operacionales de los equipos auxiliares de máquina.
- c) Apertura de compuerta en obra de toma y desfogues.
- d) Retiro de tierras en el generador, conexión del neutro, colocación de carbones en porta escobillas y disponibilidad del interruptor 52-A7.
- e) Se conectó la alimentación de 250 VCD para la excitación inicial, quedando disponible la unidad para operación sistema.

4.3 PUESTA EN SERVICIO.

Pruebas de puesta en servicio bajo el siguiente protocolo:

1. Apertura y cierre de alabes.
2. Apertura y cierre de compuerta cilíndrica.
3. prueba de secuencia interruptor de servicios propios.
4. Pruebas de señal de bus rodante.
5. Rodado con fugas.
6. Prueba de sincronización con bus muerto.
7. Pruebas de secuencia de sincronización en automático.
8. Pruebas de válvulas de desanexado y reanegado.
9. Pruebas de sincronización con carga y como condensador.
10. Prueba de cambio generador a condensador y viceversa.
11. Prueba de cambio de servicios en automático.

CAPITULO V

5.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En base al protocolo de pruebas aplicado en apego a la normativa IEC e IEEE indicada como referencia se considera que el total de las mediciones realizadas en el en los TC'S del neutro y de salida del generador 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.
- Todos los trabajos de mantenimiento mayor se deben realizar integrando todos los recursos humanos y técnicos que sean necesarios, dentro y fuera de la organización. Es muy importante saber que para tener un equipamiento funcionando correctamente y sin fallas es necesario darle su mantenimiento periódico realizando inversiones adecuadas en todos los entornos de trabajo ya que es más factible mantener el equipo siempre en sus condiciones permisibles que comprar uno nuevo.
- El mantenimiento hace uso de diversas técnicas de inspección con el propósito de saber la condición en la que se encuentra el generador en todo momento y con la información, planear las necesidades específicas de mantenimiento (mano de obra, partes de reemplazo, equipo, etc.). Además, el diagnostico de fallas, desde sus etapas iniciales, que se presentan en la maquina permite reducir los daños adicionales que pueden sufrir los componentes de estos y los costos asociados con estos daños.
- Con la aplicación adecuada, de este mantenimiento preventivo es una herramienta muy valiosa en la reducción de fallas. Uno de los puntos que podemos considerar muy importantes en el mantenimiento predictivo es la reducción de los tiempos muertos, utilizar correctamente el inventario, reducción de tiempos extras, reducción de compras de piezas emergentes, lo cual se refleja en un mayor rendimiento de los presupuestos hechos principalmente a los departamentos encargados del mantenimiento.

Recomendaciones

- Este proyecto es recomendado para todo el personal del Departamento Protecciones y medición, con el fin de conocer e implementar todos los procedimientos, conocimientos y trabajos necesarios para el mantenimiento mayor de un generador hidroeléctrico así como sus funciones y partes que lo integran.
- Repetir protocolo de pruebas en próximo periodo de mantenimiento programado de la unidad, para supervisar la tendencia de los resultados obtenidos en esta ocasión.
- Las próximas mediciones de descargas parciales a la ranura se realizara de manera trifásica, utilizando como fuente de alta tensión el mismo equipo que en esta ocasión, con la finalidad de realizar un análisis comparativo de las tendencias, más efectivo.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Generador de potencia Ing. Alejandro R. Pérez Espinoza
- ✓ Curso De Mantenimiento De Generadores Hidroeléctricos. Gerencia De Producción Sureste. CFE
- ✓ Historial De Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres. (C.H.M.M)

Referencias de la web.

- ✓ <http://www.conagua.gob.mx/spr/glosario.html>
- ✓ <http://es.scribd.com/doc/51675748/CENTRAL-HIDROELECTRICA-MANUEL-MORENO-TORRES>
- ✓ <http://www.mexico desconocido.com.mx/presa-chicoasen-chiapas.html>
- ✓ http://es.wikipedia.org/wiki/Manuel_Moreno_Torres
- ✓ <http://www.monografias.com/trabajos15/hidroelectricas-mexico/hidroelectricas-mexico.shtml>

ANEXOS

A-1

Equipo: Generador
Marca: ASEA
Localización: casa de máquinas
Voltaje: 17KV
Frec: 60hz

PARTE PROBADA: CAMPO DEL GENERADOR

Voltaje de prueba 500 vcd	Equipo MEGGER 250-10KV
	NUMERO DE SERIE:05/105/2250

Marca	ASEA
Parte probada	anillos rozantes
Voltaje de prueba	500 vcd
Voltaje:	17 KV
Frecuencia	60 hz

TIEMPO	LECTURA INICIAL	LECTURA FINAL M(Ω)
15 seg		
30 seg		
45 seg	728 M(Ω)	
1 min	869 M(Ω)	
2 min	1.20 G(Ω)	
3 min	1.43 G(Ω)	
4min	1.59 G(Ω)	
5 min	1.70 G(Ω)	
6 min	1.82 G(Ω)	
7 min	1.90 G(Ω)	
8 min	1.97 G(Ω)	
9 min	2.06 G(Ω)	
10 min	2.10 G(Ω)	
I.A(indice de absorción) 1 min/30seg	2.42 NA	
I.P(indice de polarización) 10 min/1min	2.44	

Equipo:	Generador
Marca:	ASEA
Localización:	casa de maquinas
Voltaje:	17 kv
frecuencia	60 Hertz
ubicación:	piso de barras

Parte probada:**prueba de conjunto**

voltaje de prueba	2500 vcd	equipo	megger
número de serie	05/105/2250	escala	250-10 kv

tiempo	lectura inicial	lectura final
15 seg	581 MΩ	
30 seg	112 MΩ	
45 seg	113 MΩ	
1 min	151 MΩ	
2 min	265 MΩ	
3 min	312 MΩ	
4min	347 MΩ	
5 min	368 MΩ	
6 min	394 MΩ	
7 min	402 MΩ	
8 min	410 MΩ	
9 min	423 MΩ	
10 min	440 MΩ	
I.A.(índice de absorción)	5,73 NA	
1 min/30seg		
I.P.(índice de polarización)	2.42	
10 min/1min		

CAIDA DE TENSION A POLOS

UNIDAD: 1 FECHA: 09/07/2014 CORRIENTE: 0.45 A

VOLTAJE APLICADO	220.96 V	VOLTAJE EN ANILLOS:	83 V	VOLTAJE EN EL FOCO	195.98 VCA
------------------	----------	---------------------	------	--------------------	------------

NUM.DE POLO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
VOLTS	2.087	2.087	2.078	2.065	2.056	2.057	2.052	2.057	2.093	2.09	2.6
NUM. DE POLO	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
VOLTS	2.061	2.062	2.065	2.069	2.086	2.085	2.088	2.088	2.089	2.1	2.11
NUM. DE POLO	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
VOLTS	2.1	2.11	2.11	2.16	2.16	2.13	2.11	2.12	2.12	2.12	2.13
NUM. DE POLO	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
VOLTS	2.14	2.12	2.11	2.12	2.12	2.12	2.13	2.12	2.12	2.13	2.14