

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“MANTENIMIENTO DE GENERADORES EN
CENTRALES HIDROELECTRICAS”**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

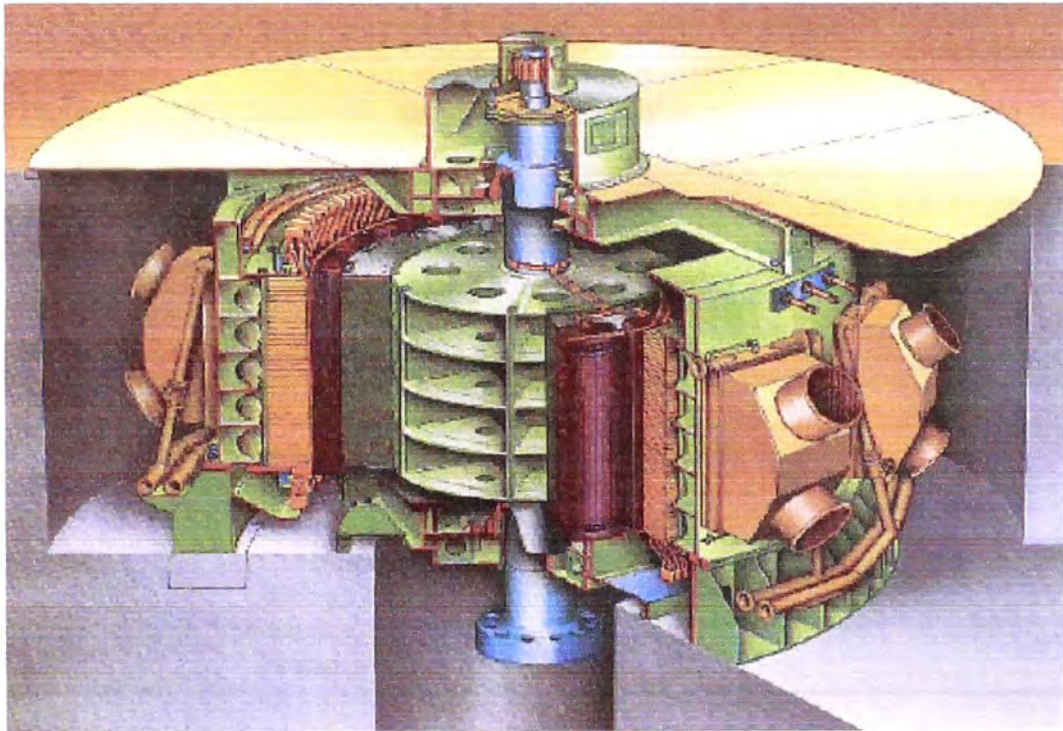
DIRCEU VICTOR ACUÑA UNTIVEROS

PROMOCION 1996-II

LIMA-PERU

2007

“MANTENIMIENTO DE GENERADORES EN CENTRALES HIDROELECTRICAS”



**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE: INGENIERO MECANICO
ELECTRICISTA**

**DIRCEU VICTOR ACUÑA UNTIVEROS
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
PROMOCION 1996-II**

**LIMA-PERU
2007**

DEDICATORIA

Dedico este informe de competencia profesional al Señor Jesucristo, que se manifestó a mi vida en los momentos que culminaba mis estudios en la Universidad y que me hizo entender la razón de hacer y desempeñarse bien en todos los aspectos de la vida, asimismo a mi padre que con su mayor esfuerzo pudo apoyarme en los momentos más necesarios de mi vida.

2.8.2.- Circuito equivalente de la cabeza de bobina	015
2.9.- Resistencia de aislación e índice de polarización (I.P.)	015
2.9.1.- Objeto y teoría	015
2.10.- La tangente delta	019
2.10.1.- Características de la prueba de tangente delta	021
2.11.- Las descargas parciales	022
2.11.1.- Generación de las descargas parciales	023
2.11.2.- Consecuencias y efectos de las descargas parciales	027
2.11.3.- Mecanismos de degradación debidos a las descargas parciales	030
3.- Consideraciones en diseños de generadores	034
3.1.- Características constructivas	034
3.1.1.- Clasificación de los materiales utilizados en un generador	035
3.1.2.- Materiales para el ensamble de bobinados	036
3.2.- El sistema aislante	038
3.2.1.- Evolución de los sistemas aislantes	038
3.2.2.- Aislamiento del conductor	040
3.2.3.- Aislamiento entre vueltas	041
3.2.4.- Aislamiento principal	041
3.2.5.- Aislamiento de ranura	045
3.2.6.- Aislamiento en cabezales	048
3.2.7.- Aislamiento de bobinas de campo	051
4.- Mantenimiento de Generadores	052
4.1.- Mecanismos de falla en Generadores	052

4.1.1.- Estadísticas de fallas	052
4.1.2.- Esfuerzos de envejecimiento en los aislamientos	052
4.1.3.- Causas de fallas en generadores	060
4.1.4.- Ejemplos de mecanismos de fallas más frecuentes	065
4.2.- Consideraciones para la definición del plan de mantenimiento en Generadores	069
4.3.- Clasificación de las intervenciones de mantenimiento	070
4.4.- Inspecciones y revisiones	072
4.4.1.- Actividades de inspecciones y revisiones en el rotor y estator	073
4.4.2.- Actividades de inspecciones y revisiones en la Cubierta	074
4.4.3.- Actividades de inspecciones y revisiones en el sistema de excitación	075
4.5.- Ensayos de diagnóstico	076
4.5.1.- Ensayos de diagnóstico en el alternador	076
4.5.2.- Ensayos de diagnóstico en el sistema de excitación	077
4.6.- Actividades de Recuperación	077
4.6.1.- Actividades de recuperación en el alternador	078
4.6.2.- Actividades de recuperación en el sistema de excitación	079
4.7.- Monitoreos	080
4.7.1.- Monitoreos en el alternador	080
4.7.2.- Monitoreo en el sistema de excitación	081
4.8.- Ensayos y controles con requerimiento	081
4.8.1.- Ensayos y controles con requerimiento en el alternador	082
4.9.- Mantenimiento Correctivo y de Mejora	083

4.9.1.- Mantenimiento correctivo	083
4.9.2.- Mantenimiento de mejora	084
4.10.- Resumen del plan de mantenimiento	086
4.11.- Visión del futuro del mantenimiento de generadores	087
4.12.- Descripción de los ensayos y pruebas principales	088
4.12.1.- Ensayos al estator	088
4.12.2.- Ensayos con requerimiento al estator	097
4.12.3.- Ensayos al rotor	109
4.12.4.- Ensayos con requerimiento al rotor	114
4.12.5.- Observaciones sobre los ensayos eléctricos más utilizados	120
5.- Evaluación con el "RCM" al Generador	123
5.1.- El cambio continuo en el mantenimiento	123
5.2.- Mantenimiento centrado en la confiabilidad: RCM	125
5.2.1.- Las siete preguntas básicas en el RCM	128
5.3.- Análisis genérico con el RCM a un Generador	129
5.3.1.- Definición del componente, equipo y/o sistema a analizar	129
5.3.2.- Funciones del componente o equipo	130
5.3.3.- Fallas funcionales	130
5.3.4.- Modos de falla	131
5.3.5.- Consecuencias de los modos de falla	132
5.3.6.- Definición de las actividades de mantenimiento	133
5.3.7.- Resultado del análisis genérico con el RCM	136
5.4.- Beneficios de la implementación del RCM	137
6.- Evaluación económica	138

6.1- Consideraciones para la evaluación económica	138
6.1.1.- Otros parámetros para la evaluación económica	139
6.2.- Evaluación de costos por la aplicación del plan de mantenimiento preventivo - predictivo a un generador	140
7.- Conclusiones	143
8.- Bibliografía	146

PROLOGO

En este informe de competencia profesional se pretende plasmar los conocimientos y experiencias adquiridos en el proceso del mantenimiento de generadores en centrales hidroeléctricas, asimismo se realiza una evaluación genérica con el RCM (Mantenimiento centrado en la confiabilidad) para mostrar algunas deficiencias en dicho proceso y así poder mostrar la necesidad de la mejora continua. Por razones de derechos de autor no he mostrado los formatos y guías originales de la implementación del RCM.

Agradezco a la empresa EDÉGEL S.A.A. perteneciente al grupo español Endesa, por haberme dado la oportunidad de ser parte de su equipo de trabajo, asimismo doy mi agradecimiento al Ing. Rigoberto Novoa Velásquez por la oportunidad valiosa que me dio al inicio de mi carrera profesional, de tener la participación y entrenamiento durante la construcción de las centrales Hidroeléctricas Yanango (42 MW) y Chimay (150 MW), líneas de transmisión y subestaciones.

Agradezco también a mi Asesor, profesor del curso de “Maquinas eléctricas rotativas” y por su apoyo incondicional para la revisión del Informe de Competencia Profesional.

Espero que la revisión de este informe enriquezca con los ineludibles conocimientos de: confiabilidad, estrategias y tecnologías de mantenimiento, costo eficaz, a todos los involucrados en el cuidado de estas máquinas importantes en una red eléctrica.

Victor Acuña

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

El presente Informe de competencia profesional sobre: "Mantenimiento de generadores en centrales hidroeléctricas" tiene como objetivo presentar el conjunto de actividades que son parte del plan de mantenimiento de un generador, a fin de maximizar los valores funcional y financiero de este activo físico, durante su ciclo de vida completo. Debemos tener presente que el generador es el activo más costoso en una central hidroeléctrica por lo cual es necesario darle la mayor confiabilidad.

Los diferentes controles y ensayos utilizados para el diagnóstico de generadores en la actualidad, se han determinado según las experiencias en mantenimiento de generadores de centrales hidroeléctricas en empresas extranjeras como: España, Brasil, Chile, Argentina y Colombia.

La revisión de las actividades de mantenimiento está dirigido a generadores de mediana potencia: de hasta 150 MW, dentro de los cuales están todos los generadores de centrales hidroeléctricas en el sistema interconectado nacional; ya que en generadores de mayor potencia se pueden tener otras variantes debido a: mayor criticidad, otros niveles de tensión, distintos sistemas de refrigeración, etc.

Finalmente teniendo claro la tendencia a la "Mejora Continua" se realiza una evaluación parcial en base a la metodología del RCM (Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad), con el objetivo de encontrar oportunidades de mejora en los planes de mantenimiento.

CAPITULO II

CONCEPTOS GENERALES

2.1.- MANTENIMIENTO

Una definición general indica dos significados básicos:

- a.- Conservar un estado existente
- b.- Evitar fallas y deterioro

En el caso de las máquinas eléctricas rotativas, estas son definiciones limitadas, ya que el mantenimiento también incluye actividades como: monitoreo, análisis, diseño y sobre todo, mejora continua.

La intensa competencia que hoy viven las empresas, las obliga a buscar eficiencias económicas en todas sus actividades., también las obliga a proporcionar un servicio excelente, que conduzca la plena satisfacción del cliente, por lo cual ahora el mantenimiento se concibe como: **“Proceso crítico que agrega un gran valor al negocio”**, su objetivo es maximizar los valores funcional y financiero, de los activos físico, durante su ciclo de vida completo.

Para alcanzar estos objetivos, es necesario tener un modelo, que podamos usar para desarrollar y comunicar ideas, generar planes de acción, evaluar resultados y repetir el ciclo, para mejorar continuamente.

2.2.- AISLAMIENTO VRS. DIELECTRICO

Los términos aislamiento y dieléctrico se usan intercambiamente. Aislamiento implica simplemente que el material no conduce corriente como lo hace un

conductor metálico. En lo contrario, dieléctrico implica que el material tiene ciertas características como: constante dieléctrica, absorción dieléctrica, resistencia dieléctrica y factor de potencia.

Los arrollamientos de las máquinas dispuestos en el interior de núcleos magnéticos, pueden ser considerados perfectos capacitores cilíndricos si despreciamos los efectos de bordes.

2.3.- CONDENSADOR DE LAMINAS PARALELAS CON DIELECTRICO

La mayor parte de los condensadores tiene entre sus armaduras un dieléctrico. Un tipo normal de condensador plano es el constituido por tiras de chapa metálica que constituyen las armaduras, separadas por tiras de papel parafinado que actúan de dieléctrico.

La función de un dieléctrico entre las armaduras de un condensador es triple:

- Resuelve el problema mecánico de mantener dos láminas metálicas grandes cargadas con una separación muy pequeña, pero sin llegar a tener contacto
- Puesto que la permitividad del dieléctrico es mayor que la del aire o vacío, disminuye la diferencia máxima de potencial que el condensador tiene entre sus armaduras.
- La capacidad de un condensador con dieléctrico aumenta en varias veces respecto al que existe cuando entre sus armaduras hay aire o vacío.

Considérese un condensador de láminas paralelas, en que hay vacío entre sus láminas, (Fig. 2.1 a). Si ahora se introduce un dieléctrico que ocupe prácticamente todo el espacio entre láminas (Fig. 2.1 b), se tendrá la tensión (V) y capacidad (C) siguiente:

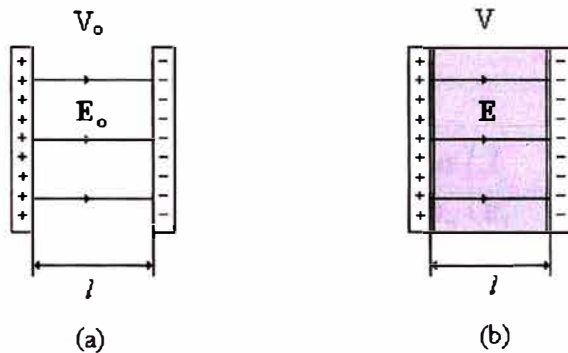


Fig. 2.1.- Condensador de láminas paralelas

$$V = \frac{E_c}{\epsilon'} l = \frac{V_0}{\epsilon'} \quad (1.1)$$

luego es $V < V_0$ ya que $\epsilon' > 1$.

$$C = \frac{Q}{V} = \epsilon_0 \epsilon' \frac{S}{l} \quad (1.2)$$

en donde se observa claramente $C > C_0$ ya que $\epsilon' > 1$.

En donde:

- ϵ_0 : es la permitividad de vacío
- ϵ' : es la permitividad relativa o constante dieléctrica
- S : es la superficie de la placa del condensador
- l : es la distancia de separación entre placas

En los condensadores cilíndricos y esféricos también su capacidad aumentará en un factor ϵ' cuando se introduce un dieléctrico entre sus armaduras. Con base a la ecuación (1.2), parecería que la capacidad podría hacerse muy grande si disminuye l . En la práctica, el valor mas bajo de l queda limitado por la descarga eléctrica que podría ocurrir a través del dieléctrico y que daría lugar a su ruptura.

2.4.- ARREGLO DE CONDENSADORES EN SERIE

Cuando se intercalan en serie varios dieléctricos de permitividades relativas

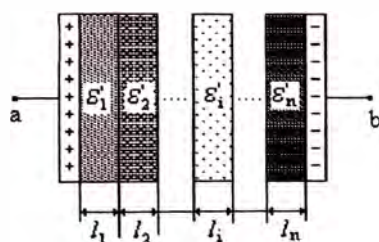


Fig. 2.2.- Condensadores en serie

($\epsilon'_1, \epsilon'_2, \dots, \epsilon'_i, \dots, \epsilon'_n$) en un condensador (Fig. 2.2).

La diferencia de potencial entre placas será la suma de las diferencias de potencial entre las caras extremas de cada dieléctrico

$$V_a - V_b = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

El cual expresado en los parámetros de distancia entre placas y permitividades relativa sería:

$$V_a - V_b = \frac{\sigma}{\epsilon_0} \left(\frac{l_1}{\epsilon'_1} + \frac{l_2}{\epsilon'_2} + \dots + \frac{l_n}{\epsilon'_n} \right)$$

en donde, a la expresión: $\frac{l_1}{\epsilon'_1} + \frac{l_2}{\epsilon'_2} + \dots + \frac{l_n}{\epsilon'_n} = l_e$ se denomina espesor equivalente

Luego (1.3) se puede expresar como:

$$V_a - V_b = \frac{\sigma}{\epsilon_0} l_e \quad (1.4)$$

σ : es la carga por unidad de área sobre la superficie del conductor, con lo cual la capacidad es:

$$C = \frac{Q}{\frac{\sigma}{\epsilon_0} l_e} = \frac{\sigma S}{\frac{\sigma}{\epsilon_0} l_e} = \epsilon_0 \frac{S}{l_e} \quad (1.5)$$

es decir, igual que un condensador con vacío entre sus láminas, sustituyendo la separación entre láminas por el espesor equivalente.

2.5.- ARREGLO DE CONDENSADORES EN PARALELO

Ahora se considera el caso en que los dieléctricos de permitividades relativas ($\epsilon'_1, \epsilon'_2, \dots, \epsilon'_1, \dots, \epsilon'_n$) se intercalan en paralelo (Fig. 2.3) entre las placas del condensador.

En este caso entre los extremos de cada dieléctrico habrá la misma diferencia de potencial.

$$V_a - V_b = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

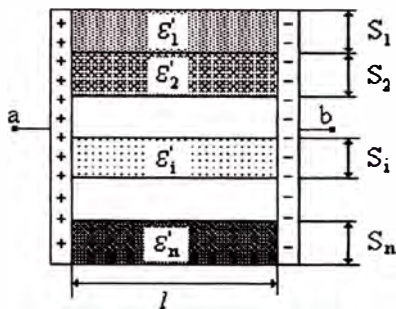


Fig. 2.3.- Condensadores en paralelo

La carga libre total sobre las placas del condensador será

$$Q = \epsilon_o \frac{V_a - V_b}{l} (\epsilon'_1 S_1 + \epsilon'_2 S_2 + \dots + \epsilon'_n S_n) \quad (1.6)$$

Al valor $\epsilon'_1 S_1 + \epsilon'_2 S_2 + \dots + \epsilon'_n S_n = S_e$ se le denomina superficie equivalente.

Luego (1.6) se expresará como:

$$Q = \epsilon_o \frac{V_a - V_b}{l} S_e \quad (1.7)$$

La capacidad sería:

$$C = \frac{\epsilon_o (V_a - V_b)}{V_a - V_b} \frac{S_e}{l} = \epsilon_o \frac{S_e}{l} \quad (1.8)$$

Es decir, igual que un condensador con vacío entre sus láminas, sustituyendo la superficie de las láminas por la superficie equivalente.

2.6.- TIPOS DE CORRIENTE ELECTRICA

2.6.1.- Corriente electrónica.- Cuando los portadores de carga son electrones, partículas elementales cargadas negativamente.

2.6.2.- Corriente iónica.- Cuando los portadores de carga son átomos o grupos de átomos, que poseen carga positiva o negativa. El paso de corriente en este caso se presenta con el fenómeno de electrólisis o electroforesis.

2.6.3.- Corriente mixta.- Cuando se tienen ambos portadores de carga eléctrica, iones y electrones.

La corriente por electrones se presenta principalmente en los metales, en el carbono, y en algunas combinaciones de metales con oxígeno, azufre y otras sustancias.

La corriente por iones se presenta principalmente en los materiales aislantes, sobretodo en los líquidos y en los amorfos, es decir aquellos que no presentan características definitivas.

2.7.- CORRIENTE ELECTRICA EN MATERIALES AISLANTES DE GENERADORES

El movimiento de iones dentro de un material aislante, implica una transferencia de sustancia, que a su vez puede dar lugar a la formación de otras sustancias.

Cuando existen más de un tipo de iones, inicialmente solo se mueve el más pequeño y por lo mismo el de mayor movilidad. Al elevarse la temperatura y por lo mismo abrirse los espacios internos de la estructura del material, es posible que se mueva un segundo tipo de ión, más grande que el primero.

Los materiales empleados en Máquinas eléctricas rotativas (**MER's**) se encuentran dentro de un campo eléctrico. Por lo mismo, las partículas cargadas que contienen, se mueven formando pequeñas corrientes eléctricas. Esta conducción (iónica) es prácticamente inevitable, debido a impurezas y contaminación en los materiales aislantes, tales como humedad, ácidos y sales, entre otras. Aún impurezas mínimas, que se detectan con dificultad mediante análisis químico, son capaces de influir notoriamente en la conducción. Por esto, al elaborar los aislamientos para **MER's** es muy importante la limpieza del ambiente y la pureza de los componentes empleados.

2.7.1.- Materiales aislantes de un generador

El principal material aislante empleado en MER's, es la mica, mineral cristalino natural, con excelentes propiedades eléctricas y térmicas. Se empieza a descomponer a temperaturas superiores a los 600 °C. En contraste, las resinas, los barnices, la fibra de vidrio y los polímeros en general (compuestos de unidades estructurales repetidas), materiales aislantes empleados también en MER's, son amorfos.

Es en estos materiales aislantes amorfos, en donde se puede presentar la conducción y eventualmente falla del aislamiento.

2.7.2.- Tipos de Corriente Eléctrica en Materiales Aislantes

Cuando se aplica una tensión directa a un material aislante, por él fluyen cuatro tipos de corriente.

Tres internas, a través del material: capacitiva (I_{cap}), de absorción (I_{abs}), y de conducción (I_{con}).

Una externa, sobre la superficie del material: de fuga (I_f).

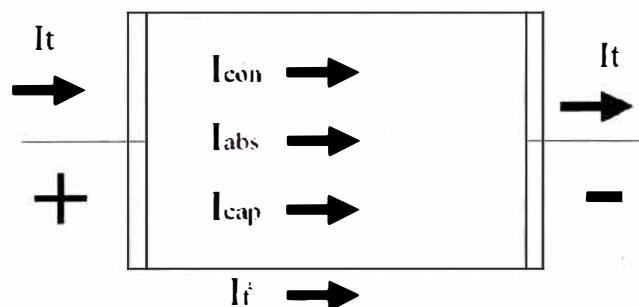


Fig. 2.4.- Tipos de Corriente en aislantes

- a.) La corriente capacitiva.- De alto valor relativo y corta duración, depende de la geometría y dimensiones de la estructura que contiene al material, y de la permitividad de este último.

- b.) La corriente de absorción.- Que decae exponencialmente, depende de dos parámetros: la polarización de las moléculas del material y el arrastre de electrones libres, que finalmente son atrapados en uno de los materiales.
- c.) La corriente de conducción.- De valor constante, depende de iones libres e impurezas dentro del material.
- d.) La corriente de fuga.- De valor constante, depende de la humedad o contaminación en la superficie del material.

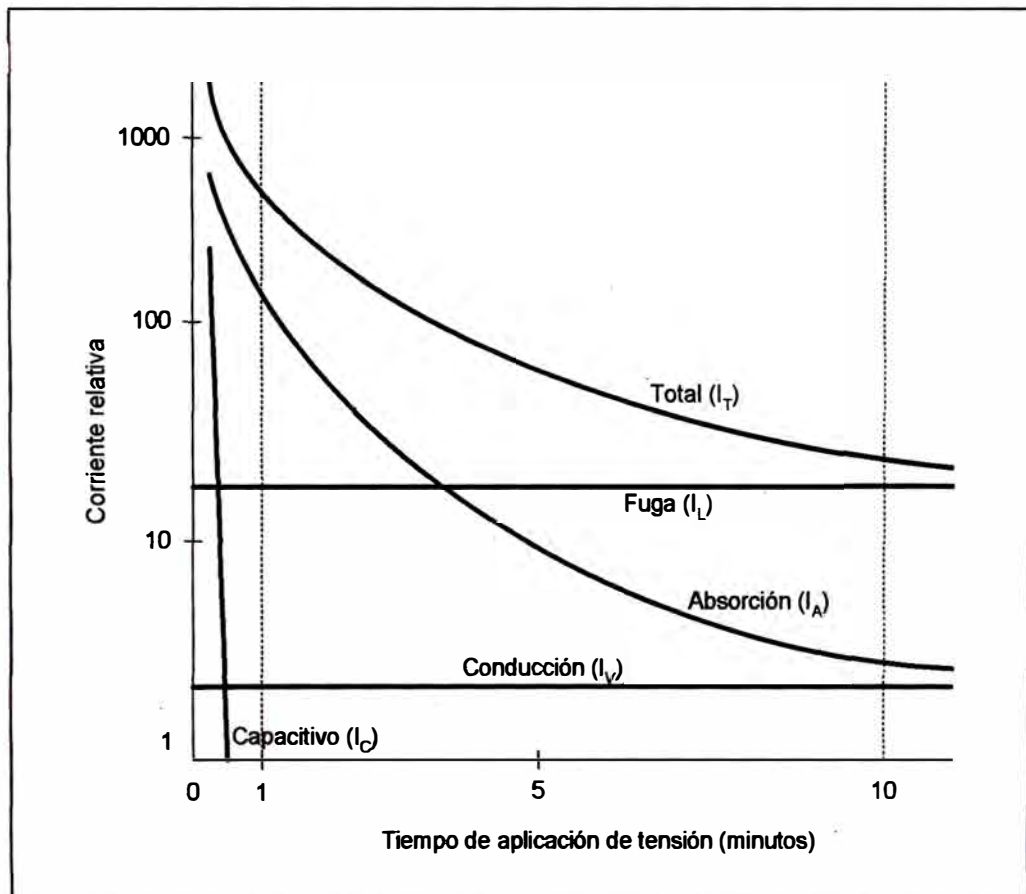


Fig. 2.5.- Tipos de corrientes, en un aislamiento de asfalto y mica, con corriente de fuga moderada y corriente de conducción baja

Después de que la fuente de tensión directa se retira, y se provee un medio adecuado de descarga, se presentan dos tipos de corrientes:

a.) La corriente de descarga capacitiva.- Que decae casi de manera instantánea, dependiendo de la resistencia de descarga.

b.) La corriente de absorción.- Que decae exponencialmente hasta cero, de manera similar a la corriente de carga de absorción inicial, pero con polaridad opuesta.

En un ambiente controlado, la conducción por el exterior del material es mucho menor a la conducción por su interior, y por lo mismo no se considera para propósitos de selección de materiales a usar en MER.

Cabe mencionar que esto cambia sustancialmente, cuando el medio ambiente en donde se encuentre el material, permite humectación, oxidación y suciedad de la superficie del material. Entonces, la conducción depende de la resistividad superficial resultante.

La conducción por el interior del material depende de su resistividad volumétrica. Además de ser la característica física que más distingue a los materiales, su valor cambia con un número de factores, como se muestra enseguida.

2.7.3.- Principales factores que determinan la conducción en materiales dieléctricos

Estos factores son: impurezas, temperatura, humedad, tensión, tiempo de exposición.

La naturaleza fisicoquímica de un compuesto termo endurecible afecta su conductividad (proporción de catalizador)

2.7.4.- Corriente Superficial en los Dieléctricos

Como se mencionó antes, la humedad, oxidación y contaminación de la superficie del aislamiento sólido, facilita la conducción de corriente eléctrica externa, sobre su superficie.

Cuando dos electrodos con bordes rectos y diferentes potenciales, se colocan sobre un aislamiento sólido, la corriente que circula es directamente proporcional a su longitud e inversamente proporcional de la distancia entre ellos. El valor de la resistencia superficial es el medido cuando la distancia entre bordes es igual a su longitud.

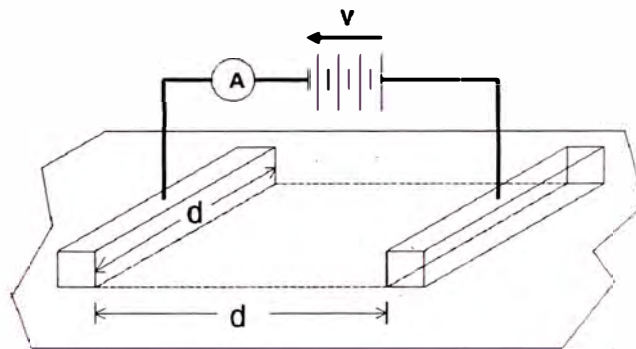


Fig. 2.6 Resistividad superficial

2.7.5.- Diélectricos Polares y no Polares

Una molécula de cualquier sustancia consta de partículas elementales, cada una con una cierta carga eléctrica, la suma algebraica de estas cargas es igual a cero; sin embargo, si sumamos todas las cargas negativas y colocamos este valor en el punto equivalente a un centro de gravedad, y hacemos lo mismo con las cargas positivas, es posible que dichos puntos coincidan o no en el espacio.

En el primer caso tenemos una molécula no polar, y en el segundo caso una molécula polar. Esta definición se extiende a la sustancia. Una sustancia que tenga moléculas de ambos tipos se considera polar.

2.7.6.- Polarización de los Dieléctricos

La propiedad más importante de los dieléctricos, es su capacidad para polarizarse cuando se encuentran en un campo eléctrico, como el caso del aislamiento de MER's.

La polarización implica el cambio de posición relativa, de las partículas eléctricamente cargadas, que forman la estructura atómica del material.

Al polarizarse, los átomos, iones y moléculas del material forman dipolos, caracterizados por el producto su carga y su distancia, al cual se llama momento eléctrico.

La permitividad de un material es el número de veces que la capacitancia C (carga por unidad de tensión) de un capacitor ideal de placas paralelas aumenta al sustituir el vacío por el material de que se trate. La permitividad de un material depende de muchos factores, entre ellos: Tensión aplicada, Frecuencia, Temperatura, Presión, Humedad.

POLARIZACION	CONDUCCION
Muchas cargas se mueven cortas distancias	Pocas cargas se mueven distancias largas
Sucedan en todas las moléculas	Sucedan en pocas moléculas
El desplazamiento es elástico	El desplazamiento es permanente
Adelanta al voltaje alterno	En fase con el voltaje alterno

Tabla 2.1.- Polarización Vs. Conducción

2.7.7.- Características R_v y C del Aislamiento

Considerando que la resistividad está dado por la fórmula:

$$R_v = \frac{R A}{d}$$

El producto de la Capacitancia C por la Resistividad R_v del dieléctrico:

No depende de su geometría o dimensión, sino de las propiedades físicas del material.

El producto $C \times R_v$ tiene un sentido físico concreto: el tiempo de descarga del dieléctrico depende de este producto. Cuanto mayor sea el producto $C \times R_v$, mayor será el tiempo de descarga y mayor será la calidad del aislamiento.

2.8.- CIRCUITO EQUIVALENTE DE AISLAMIENTOS

Se tiene principalmente los circuitos para representar el aislamiento y las cabezas de bobina en un generador.

2.8.1.- Circuito equivalente de una barra aislada

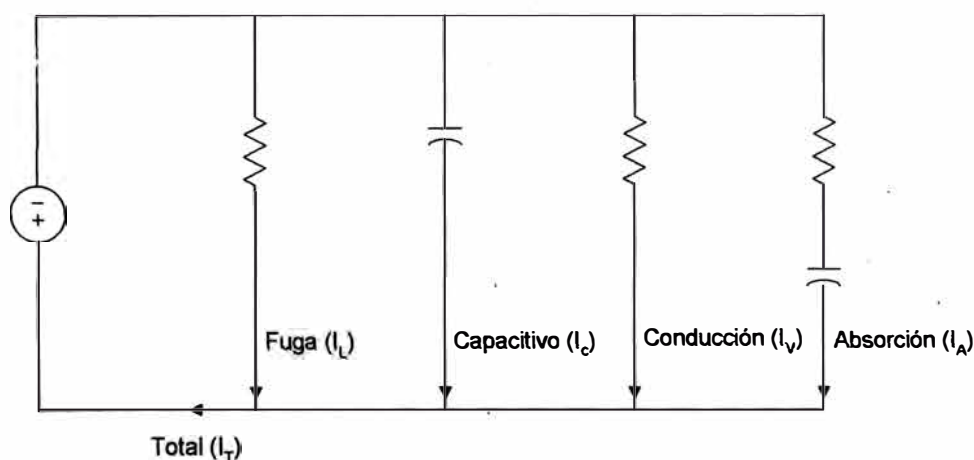


Fig. 2.7.- Circuito equivalente de una barra aislada

2.8.2.- Circuito equivalente de la cabeza de bobina

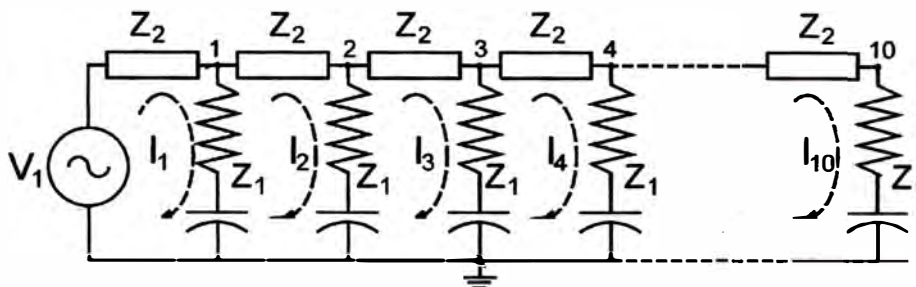


Fig. 2.8.- Circuito equivalente de la cabeza de bobina

2.9.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO E ÍNDICE DE POLARIZACIÓN (IP)

Este es sin duda el ensayo más ampliamente utilizado para diagnóstico de estatores de motores y generadores. El mismo determina problemas de contaminación en los bobinados. La resistencia de aislamiento y el índice de polarización se han usado por más de 70 años. Ambos ensayos se realizan con el mismo instrumento, y a la vez. La última revisión de la norma IEEE 43 fue en 1974.

2.9.1.- Objeto y teoría

El ensayo de **resistencia de aislamiento** mide la resistencia de aislamiento eléctrico entre los conductores de cobre y el núcleo del estator. Idealmente esta resistencia es infinita, pero en la realidad tiene un valor finito. Generalmente, cuanto menor es el valor de la resistencia, mayor es la probabilidad de que exista un problema.

Por otro lado, la medida del **índice de polarización (IP)** es una variante del ensayo de resistencia de aislamiento. El IP es la relación entre las medidas de resistencia de aislamiento a los 10 minutos (R_{10}) y a 1 minuto (R_1) de aplicada la tensión de ensayo. Es decir:

$$IP = \frac{R_{i0}}{t}$$

Un IP bajo indica que el bobinado puede estar contaminado con aceite, suciedad, etc. o húmedo. En el ensayo se aplica un valor alto de tensión continua entre los conductores y el núcleo. A continuación se mide la corriente I_t que circula. La resistencia de aislamiento (R_t) en el instante t es:

$$R_t = \frac{V}{I_T}$$

Donde V es la tensión continua aplicada e I_T es la corriente total medida luego de " t " minutos.

Se hace referencia al tiempo t porque la corriente generalmente no es constante. Esto es así pues existen cuatro corrientes que circulan al aplicar una tensión continua al aislamiento del estator de un motor:

a.) Corriente capacitiva

Cuando se aplica una tensión continua a un condensador, circula una alta corriente de carga al principio y luego decae exponencialmente. El tamaño del condensador y la resistencia interna de la fuente de continua determinan la velocidad de decaimiento de la corriente. El bobinado de un motor puede tener una capacidad total de 100 nF. La corriente decae a cero en menos de 10 segundos. Esta corriente capacitiva no brinda ninguna información que sirva para el diagnóstico y por eso se mide la resistencia de aislamiento una vez que ésta desaparece.

b.) Corriente de conducción

Esta corriente se debe a los electrones e iones que migran a través del aislamiento entre el cobre y el núcleo. Esta corriente circula si el aislamiento ha absorbido humedad, lo que puede suceder en sistemas de aislamiento termoplástico antiguos o en aislaciones modernas si han estado expuestas a la acción de agua por tiempo prolongado. Esta corriente también está presente si hay fisuras, cortes, orificios y existe contaminación que permita la circulación de corriente. Esta corriente es constante en el tiempo. En aislaciones modernas esta corriente es nula si no hay fisuras, dado que los electrones e iones no pueden moverse a través de resinas epóxicas con mica. Aislaciones antiguas asfálticas con mica tienen corrientes de conducción dado que absorben humedad. Cuando esta corriente es importante es indicación de problemas.

c.) Corriente de fuga superficial

Esta es una corriente continua constante que circula por la superficie del aislamiento. Está causada por contaminación parcialmente conductora (aceite o humedad junto con polvo, suciedad, cenizas, químicos, etc.). En el caso ideal esta corriente es nula. Si esta corriente es grande es probable que exista un deterioro en la superficie.

d.) Corriente de absorción

Esta corriente se debe a una reorientación de las moléculas polares presentes, al aplicarse un campo eléctrico de continua. Muchos materiales aislantes contienen moléculas polares que tienen un campo eléctrico interno debido a la distribución de los electrones dentro de la molécula. Un ejemplo es el agua. Cuando se aplica un campo eléctrico a través del agua, sus

moléculas se alinean. La energía requerida para esta alineación la proporciona la corriente de la fuente de tensión continua.

Una vez que las moléculas están todas alineadas la corriente se hace cero. En el asfalto, la mica, el poliéster y la resina epóxica existen moléculas polares. En la práctica se ve que inicialmente la corriente de absorción es grande al principio y decae con el tiempo luego de unos minutos, como si se tratara de un circuito RC. Esta corriente, al igual que la capacitiva, no es indicio de nada bueno ni malo, es simplemente una propiedad de los materiales aislantes.

La corriente total I_t es la suma de todas estas corrientes. Por desgracia, ninguna de estas corrientes individuales se puede medir directamente. Las corrientes de interés para el diagnóstico del aislamiento son la corriente de fuga y la de conducción. Si sólo se mide R_1 (resistencia a 1 minuto), la corriente de absorción todavía tiene un valor importante. Sin embargo, si la corriente total es suficientemente baja, R_1 puede considerarse satisfactoria. Desafortunadamente, la medida de R_1 exclusivamente, ha demostrado ser poco confiable dado que no se puede tener una tendencia a lo largo de la vida útil de la máquina. Esto se debe a que la resistencia de aislamiento es fuertemente dependiente de la temperatura. Un aumento de 10°C en la temperatura puede reducir entre 5 y 10 veces el valor de R_1 . Lo que es peor aún es que el efecto de la temperatura es diferente en los distintos materiales aislantes y depende también de la contaminación. A pesar de que la norma IEEE 43 proporciona fórmulas y tablas de corrección para la temperatura, se admite que no son confiables para extrapolaciones mayores a 10°C . El resultado es que cada vez que se mide la resistencia de

aislamiento R_1 a diferentes temperaturas se obtiene un valor diferente. Esto hace imposible definir un límite para R_1 en un rango de temperaturas amplio. También es imposible observar tendencias a lo largo del tiempo a menos que la medida se haga siempre en las mismas condiciones.

2.10.- LA TANGENTE DELTA

Si sometemos a un aislante a una fuente de potencial E , el aislante dieléctrico lo podemos asimilar como una carga, formada por un capacitor y una resistencia. La resistencia nos representa las pérdidas dieléctricas del aislante.

La corriente total I_T que circula por este circuito está formada por:

- Una gran corriente capacitiva I_C .
- Una pequeña corriente resistiva I_R

Para ángulos pequeños que es el caso en los ensayos, el factor de potencia se puede aproximar a la tangente del complemento del ángulo del factor de potencia.

La tangente delta también se conoce como factor de disipación.

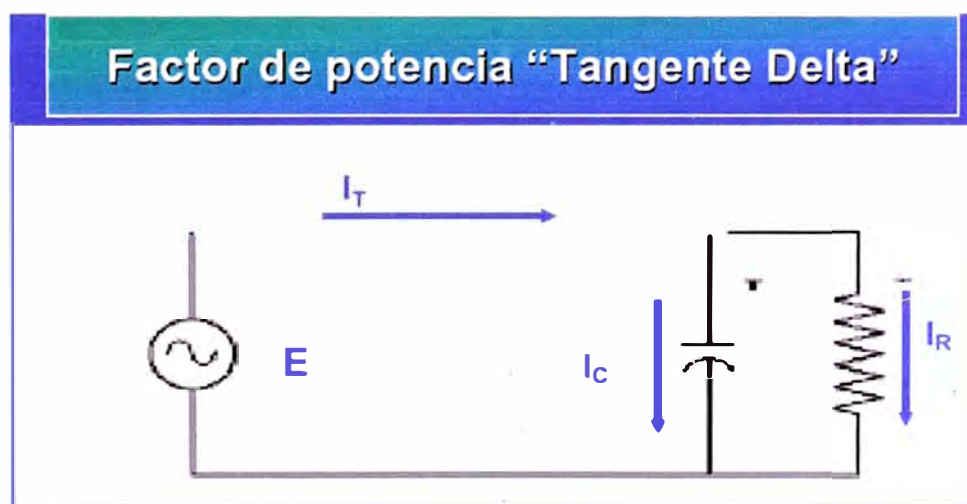


Fig. 2.9.- Circuito equivalente de un aislamiento

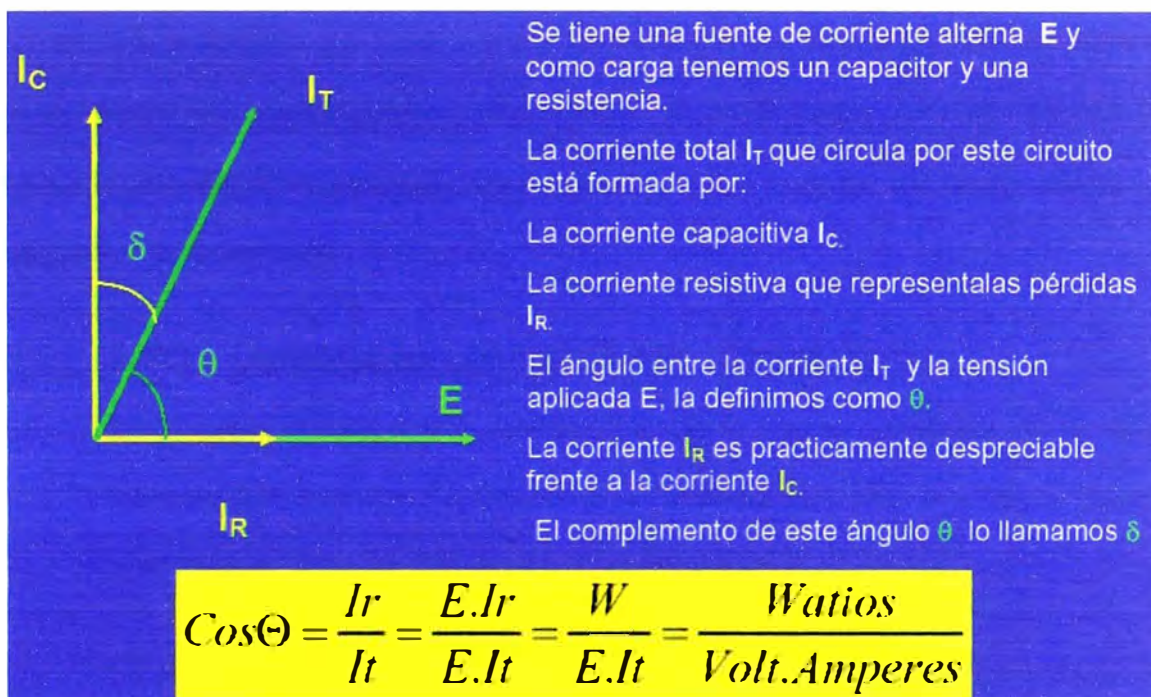


Fig. 2.10.- Factor de Potencia

Pérdidas en los dieléctricos con corriente cc y ca

Perdidas_{CC}: $E^2 \cdot \sigma$ (Conductividad): E^2 / ρ (Resistividad)

Perdidas_{CA}: $2\pi \cdot f \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_{ais} E^2 \cdot \text{Tag } \delta$: $E^2 \cdot \sigma_{ca}$

Factores que influyen en la Tangente Delta

La tensión . \longrightarrow E (campo eléctrico)

La temperatura del elemento

La frecuencia. (en las cercanías de las vacuolas el dieléctrico se encuentra sometido a frecuencias elevadas)

La humedad

Calidad del aislamiento - Clase de aislamiento

Fig. 2.11.- Pérdidas en los dieléctricos

La prueba de la tangente delta se ha convertido en una necesidad a fin de conocer el promedio de las descargas parciales en el aislamiento (que es uno de los mecanismos de deterioro más importantes), con lo cual se le puede realizar el seguimiento respectivo.

2.10.1.- Características de la prueba de tangente delta

La tangente delta representa la relación de corrientes debidas a las pérdidas internas del dieléctrico respecto a la corriente del capacitor ideal. Cuanto menor es la tangente menores son las pérdidas.

La prueba de factor de potencia estudia la condición promedio e integral del aislamiento, asimismo los cambios en la condición del aislamiento, refleja la condición del aislante respecto a deterioro general, humedad y contaminación.

Con el resultado del este ensayo también se cuantifica el nivel de cavidades internas presentes en el aislante, midiendo a su vez las pérdidas conductivas que este presenta. La prueba de factor de potencia es independiente del tamaño del espécimen, sensitivo a la temperatura, se hace a frecuencia de operación (o cerca de esta frecuencia).

El término: Factor de potencia describe la eficiencia de un sistema de potencia en términos de flujos de potencia real y potencia reactiva, el espécimen a ensayar se comporta como un capacitor ideal con una resistencia en paralelo que representa las pérdidas del dieléctrico.

“El factor de potencia Tip-up” (variación de la tangente delta respecto a la variación de la tensión) es un método disponible para la predicción de problemas.

El ensayo entre fases prueba esencialmente la parte expuesta de los embobinados, ya que el núcleo del estator cubre las secciones en las ranuras entre fases, a veces suele arrojar resultados con signo negativo debido a los efectos de la pintura semiconductor usada para aliviar el gradiente de voltaje donde los embobinados salen de las ranuras.

La prueba también debe realizarse a una tensión por debajo de la inserción por corona, para obtener el factor de potencia inherente del material aislante.

Cuando examinamos la aislación de cerca vemos pequeños vanos. Estos vanos desarrollan un potencial electrostático en la superficie y se ionizan dando lugar a Descargas Parciales / Corona. Según se aumenta el voltaje de prueba, el factor de potencia aumentará dependiendo de la densidad de vanos.

Cuando aplicamos tensión alterna sobre un dieléctrico la polarización ya no puede producirse, haciéndose incipiente y alternada, produciéndose mayores pérdidas dieléctricas.

La Limitación es que únicamente permite identificar problemas en etapas avanzadas.

2.11.- LAS DESCARGAS PARCIALES

La descarga parcial, como lo evidencia la misma palabra, es una descarga en gas localizada que no cortocircuita completamente el sistema aislante.

La prueba de descargas parciales se hace necesaria en razón a que muchos fenómenos asociados a los aislamientos estatóricos no son posibles de detectar con pruebas normalizadas tales como la medida del factor de potencia (tangente delta), medida del aislamiento y prueba de alta tensión, lo que se pretende con esta prueba es prevenir a tiempo fallas incipientes en los estatores de las unidades. Estas fallas pueden ser reparadas mediante una intervención de mantenimiento o mediante el control de la causa básica que genera las descargas parciales.

En la práctica la medición de las descargas parciales es recomendable realizar según los resultados de las pruebas de aislamiento y tangente delta, a fin de tener mayor información de las causas de las descargas parciales. Tener presente que un generador puede trabajar muchos años con descargas parciales altas, puede demorarse 5 a 10 años para perforar el aislamiento.

El monitoreo en línea de las descargas parciales tiene muchas ventajas pero es necesario justificar la inversión con los parámetros de: confiabilidad requerida, criticidad de la máquina, costos, tamaño de la máquina, penalidades, etc.

2.11.1.- Generación de las descargas parciales

Las descargas parciales se generan cuando se presenta una concentración de campo eléctrico que origina una diferencia de potencial, la cual establece una disrupción eléctrica del orden de los pico culombios al interior de un medio aislante.

En el interior del aislamiento de las barras de cobre de un estator, pueden presentarse cavidades originadas por defectos de fabricación o por deterioro de los materiales. En estas cavidades se alojan burbujas de aire, dentro de las cuales se establece una diferencia de potencial proporcional a la

capacitancia que se forma entre el cobre de la barra, el material aislante, el aire de la burbuja y la tierra conformada por el paquete magnético laminado del estator.

Cualquier cavidad que se cree al interior de un aislamiento está en disposición de generar descargas parciales, las cuales se hacen evidentes si el campo eléctrico interno supera los 3 kV / mm.

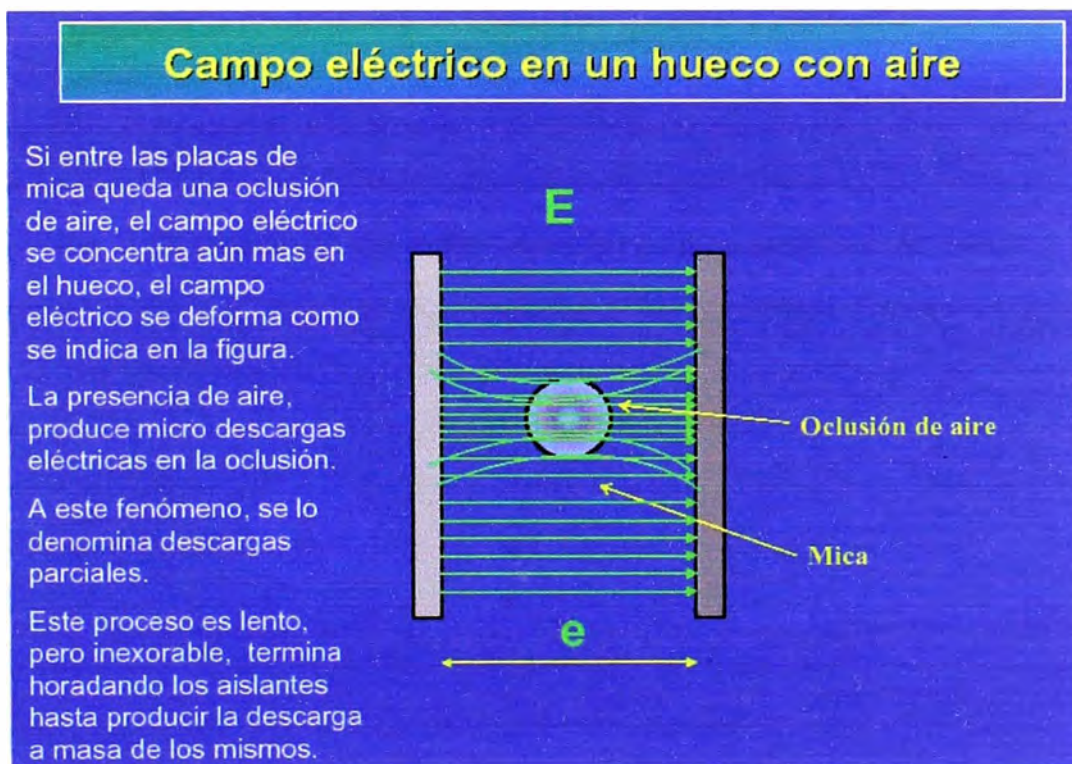


Fig. 2.12.- Campo eléctrico en un hueco con aire

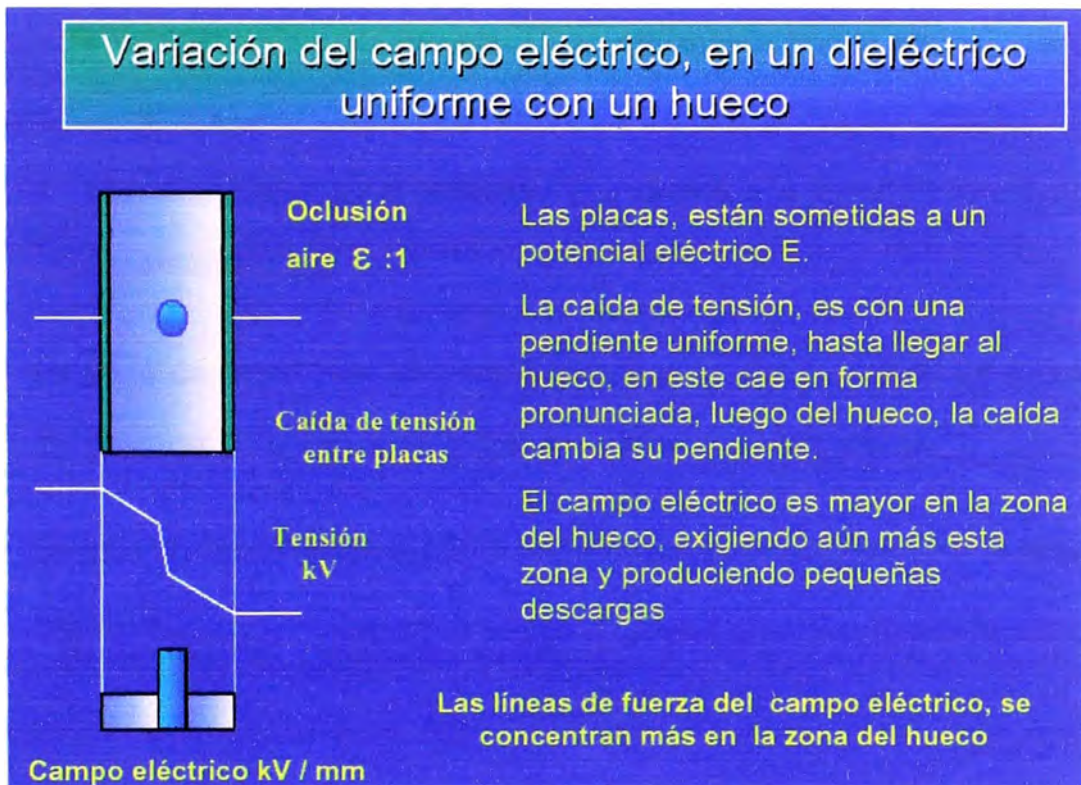


Fig. 2.13.- Variación del campo eléctrico en un dieléctrico con hueco

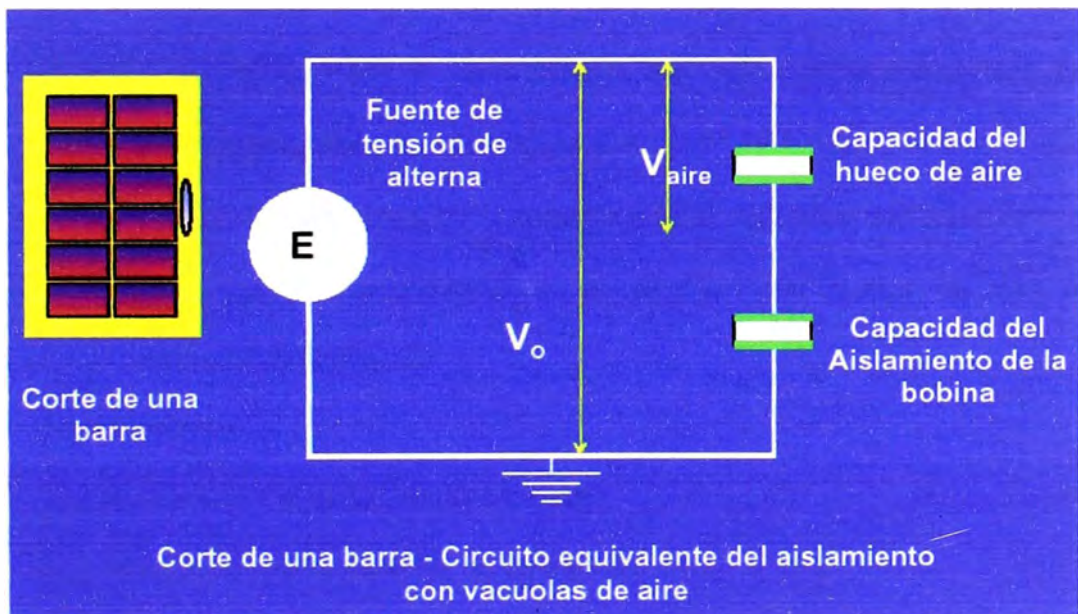


Fig. 2.14.- Circuito equivalente del aislamiento con vacuola de aire

La figura anterior muestra el corte transversal de una barra y su respectivo circuito equivalente. Entre el cobre de la barra y el núcleo del estator (tierra) se presenta:

- Capacidad de vacuola: C_{aire} conformada por la permitividad del aire: ϵ_{aisl}
- Capacidad del aislamiento: C_{aisl} debida a la permitividad del medio aislante: ϵ_{aisl} .

La barra de cobre está aproximadamente a $13,8 / 1.73 = 7.96$ kV respecto del potencial de tierra es decir este es el potencial entre placas.

El valor de las capacidades está determinado genéricamente por la relación siguiente:

$$C = \frac{A \epsilon}{d}$$

En donde:

- ϵ_{aire} : es la permitividad del aire la cual es 1.
- ϵ_{aisl} : es la permitividad del material aislante dieléctrico pudiendo estimar un valor igual a 4.
- A: es el área de la superficie total del cobre del conductor.
- d: Genéricamente es el espesor del hueco de aire o el espesor del aislante.

Consideramos

d_{aisl} : el espesor del aislamiento es 4mm.

d_{aire} : el espesor de la vacuola de aire es 0.5 mm.

Suponemos que la capacitancia del aislamiento es de 5 microfaradios aproximadamente

Con estos datos aproximados podemos calcular, el nivel de tensión en el interior de la vacuola que se encuentra en el aislante.

En donde:

$$V_{\text{aire}} = \frac{C_{\text{aisl}}}{C_{\text{aisl}} + C_{\text{aire}}} V_o$$

- V_o : es la tensión de la barra de cobre con respecto al potencial de tierra (núcleo estático).
- V_{aire} : es la tensión que se genera en la vacuola de aire que se encuentra ocluida en el aislamiento.

De lo expresado anteriormente se deduce que para la burbuja de aire de diámetro aproximado d : 0.5 mm; el potencial al que se encuentra sometida es:

$$V_{\text{aire}} = 0,25 \times V_o = 0,25 \times 8\text{kV} = 2 \text{ KV. (es un valor muy grande)}$$

La descarga eléctrica que se producirá en el interior de la vacuola, no es causada por la diferencia de potencial, sino que será producida por el campo eléctrico E , aplicada sobre la misma.

$$E = \frac{V}{d} = \frac{\text{kV}}{\text{mm}}$$

Cada material tiene un valor de campo eléctrico característico. Los materiales epóxicos tienen un campo eléctrico de ruptura, mucho mayor que el del aire.

El campo eléctrico que se forma dentro de la burbuja tiene un valor de

$$E = \frac{V}{d} = \frac{2\text{kV}}{0,5\text{mm}} = 4 \frac{\text{kV}}{\text{mm}}$$

Este valor supera al valor del campo eléctrico de descarga del aire, el cual tiene un valor aproximado de 3 kV / mm.

Esta concentración de campo eléctrico, le da la energía suficiente a los electrones, para que se desplacen de sus orbitas, que se desplazarán de un extremo a otro del hueco o vacuola.

2.11.2.- Consecuencias y efectos de las descargas parciales

Se genera calentamiento de la superficie dieléctrico que lleva al envejecimiento químico del material; la oxidación juega un rol muy importante.

También se tiene la interrupción de las cadenas moleculares del aislamiento, ésta se debe a la oxidación, al choque directo de electrones e iones en la superficie, y a las radiaciones ultravioletas asociadas a las descargas.

La oxidación puede llevar, con el tiempo, a la formación de micro-grietas superficiales.

El efecto químico que ocurre asociado a este fenómeno es que las descargas al estar en contacto con el aire liberan carbono e hidrógeno (proveniente de las resinas de impregnación de las cintas aislantes que son materiales orgánicos) los cuales reaccionan con los demás materiales orgánicos y hacen que estos se degraden. (la mica es un material muy resistente a estos ataques)

La descarga parciales generan O_3 que al estar en contacto con ambientes húmedos forman HNO_3 (ácido nítrico) y al reaccionar con el H_2S (Acido sulfhídrico) forman H_2SO_4 (ácido sulfúrico) el cual ataca los enchapados del estator y del rotor

En los aislantes Clase "B" la mica se encuentra en folios de 10x10 mm, lo que los hace muy resistentes a estas descargas.

Los aislantes clase "F", son menos resistentes a estas descargas ya que el tamaño de la mica es muy pequeño y se encuentra moldeado con las resinas.

La mica puede soportar los efectos de las descargas parciales indefinidamente, pero su comportamiento mecánico no es muy resistente y toca soportarla con fibra de vidrio o dacrón.

En operación comercial el 50% de las fallas en los bobinados son debidas a causas mecánicas y aproximadamente el 10% a causas eléctricas. Por esta razón las especificaciones técnicas de los devanados son muy exigentes, estos están hechos para durar 50 años.

Durante el primer año de vida las barras pueden aflojarse debido a que los materiales epóxicos en fábrica han sido curados hasta aproximadamente un 97%. Los fabricantes esperan que este material se cure completamente dentro del primer año de funcionamiento de la unidad.

Durante este periodo los materiales aislantes se comprimen y las barras se aflojan. Por esta razón es conveniente hacer una inspección al acuíñado al año de servicio con el fin de ajustar cuñas y revisar detalladamente el posicionamiento de las barras.

Los materiales poliestéricos no son tan susceptibles a este fenómeno caso contrario ocurre con los materiales epóxicos donde esta falla es muy común.

Cuando las bobinas quedan muy cerca unas de otras y son de diferente fase puede darse un voltaje disruptivo por acoplamiento capacitivo, y se crean descargas parciales y efecto corona con generación de polvo blanco.

2.11.3.- Mecanismos de degradación debidos a las descargas parciales

2.11.3.1.- Arborescencias eléctricas

Son ramificaciones que presentan una estructura hueca en el interior de la cual se ceban cargas de amplitud considerable.

Un tiempo después que se presenta la arborescencia, en el punto donde se encuentra el defecto, se desarrollan las ramificaciones más grandes.

Una vez formada la arborescencia, las descargas se hacen visibles y se desarrollan tan rápidamente que pueden llevar a la perforación en un tiempo extremadamente breve; en algunos casos, segundos o minutos.

Actualmente es imposible detectar este tipo de descargas durante el período de formación, que puede durar horas, semanas y hasta años, según el valor de la tensión aplicada.

2.11.3.2.- Descargas internas

El proceso de degradación que afecta a la superficie de la cavidad, sigue diferentes fases.

(a) Al comienzo se tiene una erosión de toda la superficie.

(b) Sucesivamente, con el transcurso del tiempo se forman las áreas donde la degradación es más acentuada.

(c) En la fase final, en una de estas áreas preferenciales se forma una pequeña cavidad más profunda, donde se concentran las descargas.

La duración es muy larga, muchos años, la fase final en cambio, en la que se produce la arborescencia, es muy breve, minutos u horas.

(d) Una vez que la D.P. ha penetrado en el primer estrato, la descarga se propaga a lo largo del interfaz, hasta que perfora el segundo estrato, y así sucesivamente hasta la formación de la arborescencia, y a la perforación final.

En los sistemas aislantes compuestos, el mecanismo de degradación es mucho más complejo.

2.11.3.3.- Descargas superficiales

Se produce en las superficies de interfaz entre dieléctricos sólidos y dieléctricos gaseosos, y se genera por la presencia de una componente de campo eléctrico tangencial a la superficie.

Involucra superficies mayores, el efecto de la degradación es menos severa y es posible tolerar descargas de mayor amplitud.

2.11.3.4.- Descargas corona

Son descargas que se ceban en los gases en las cercanías de puntas metálicas donde se produce una intensificación local del campo eléctrico.

Se ceban en partes sometidas a alta tensión y a veces incluso en formas terminadas en punta que se encuentran al potencial de tierra, incluso cuando la distancia entre los electrodos es muy grande.

Por estar localizadas cerca de los electrodos metálicos en gas o aire, estas descargas por lo general no afectan a los materiales aislantes, excepto las originadas por desplazamientos o acoplamiento capacitivo.

Los efectos de degradación son de tipo completamente diferente con respecto a los anteriores.

2.11.3.5.- Características del ensayo de descargas parciales

El método de detección ON-LINE asegura que las interferencias provenientes del exterior sean filtradas por el equipo, y suele hacerse con la unidad en vacío y con la unidad a diferentes niveles de carga.

Durante esta prueba se puede detectar el efecto de los problemas mecánicos sobre las barras, el efecto térmico sobre los aislamientos y el efecto de las fuerzas magnéticas sobre el conjunto núcleo-barras.

Para máquinas de 13,8 kV puede tenerse un aviso de hasta 5 años de anticipación a una falla franca.

Para máquinas de 6 Kv pueden dar un aviso anticipado de 2 años, entre menos tensión menos tiempo de aviso, hay que obrar más rápido.

Con los resultados de la prueba se puede llevar a cabo diferentes clases de análisis, tales como la tendencia de la magnitud de los pulsos contra cada una de las unidades, magnitud de pulsos contra unidad y año de prueba, magnitud de pulsos contra cargas y temperatura, etc.

No es posible tener un patrón fijo de pruebas de descargas parciales, lo que comúnmente se hace es comparar con otros generadores iguales y se genera una curva para analizar tendencias antes que cantidad.

Con el ensayo de D.P. no se detecta arborescencias eléctricas en formación.

Es importante evaluar si las D.P. son de alto o bajo nivel de energía, lo cual influye en la rapidez de la degradación.

Las descargas parciales se ven afectadas por la contaminación de los aislantes, si tuviésemos humedad se produce una reducción de las descargas ya que la humedad se mete en las oclusiones, cambiando el medio dieléctrico.

Como ventajas de este ensayo se puede indicar:

- Es capaz de detectar el comienzo de la condición de un problema.
- Es capaz de identificar algunas fuentes de problemas.
- El procedimiento de prueba no es destructivo.

Como limitación se puede decir que la capacidad de predecir fallas está basada en la experiencia.

CAPITULO III

CONSIDERACIONES EN DISEÑO DE GENERADORES

3.1- CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

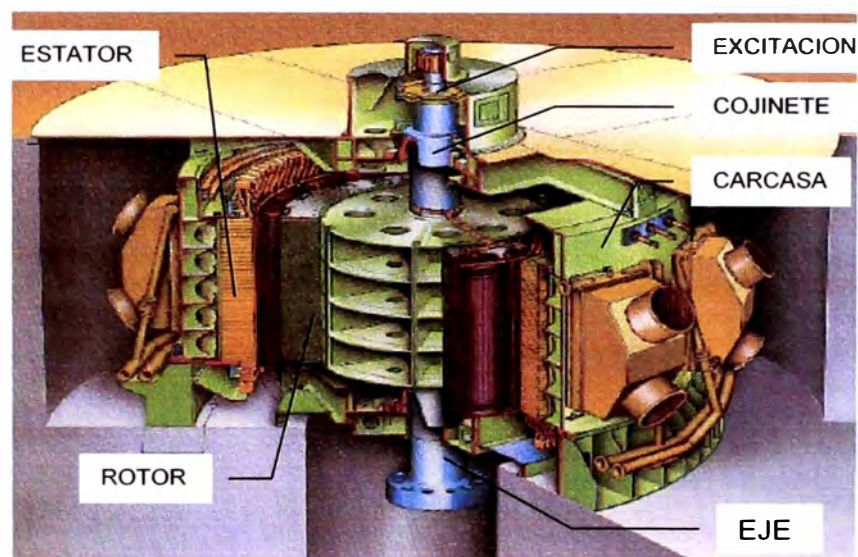


Fig. 3.1.- Componentes del Generador (vertical)

a.) Carcasa (Housing)

Es la cubierta metálica que debe soportar al núcleo y bobinado estatórico, asimismo los intercambiadores de calor. Los generadores de potencia hasta 120 KW pueden ser refrigerados por intercambiadores aire – agua, que lo que consideraremos para la descripción del mantenimiento. Si el generador es del tipo vertical, también debe servir de soporte para la cruceta del cojinete superior del generador.

b.) Estator

Conformado por un núcleo laminado y sobre el cual esta fijado el bobinado estatórico. Dependiendo de la potencia pueden tener más de un circuito en el estator.

c.) Rotor

Conformado por el eje, llanta rotórica y los polos que pueden ser instalados por el tipo cola de milano o por medio de bulones (pernos).

d.) Excitación

La excitación convencional está conformado por un generador de imán permanente, una excitatriz auxiliar y la excitatriz principal; los cuales se encargan de la autogeneración y rectificación de la corriente para alimentación del rotor.

Los sistemas de excitación modernos son del tipo estático, por medio de un transformador y elementos rectificadores.

e.) Anillos deslizantes

Es el componente que permite la circulación de corriente entre el sistema de excitación y el bobinado rotórico.

f.) Cojinetes

Permiten el giro del rotor y soportar el peso del mismo, pueden ser del tipo guía, de empuje o combinados

3.1.1.- Clasificación de los materiales utilizados en un generador

a.) Conductores.- Mantienen a la corriente eléctrica circulando por los devanados de estator y rotor únicamente

b.) Aislantes.- Impiden la circulación de corriente eléctrica fuera de los devanados de estator y rotor

- c.) Magnéticos.- Mantienen al flujo magnético enlazando eficientemente los devanados de estator y rotor
- d.) Refrigerantes.- Toman el calor generado por las pérdidas eléctricas y magnéticas, y lo conducen fuera de la MER
- e.) Semiconductores.- Impiden que los aislamientos se vean sometidos a gradientes de campo eléctrico superiores a los que pueden soportar
- f.) Estructurales.- Mantienen a los materiales y ensambles de la MER en su sitio

3.1.2.- Materiales para el ensamble de bobinados

Los nuevos productos y con el resultado de las investigaciones se ha desarrollado una tecnología para obtener mejores materiales aislantes que van en los embobinados de los generadores con los cuales se alarga la vida.

Estos materiales tienen características especiales considerando las temperaturas de operación de los generadores, la posible presencia de partículas contaminantes en los embobinados, la presencia de humedad, los constantes esfuerzos a los que están sometidos estos generadores cuando estos operan con cargas iguales o muy cerca de la de plena carga, bruscos movimientos debido a algunas fallas que se presentan derivado por cortos circuitos o posibles errores humanos o de instrumentación a la hora de sincronizar máquinas, el constante esfuerzo intermitente de compresión a lo que están sujeto los rellenos cuando el generador esta en operación.

Los factores anteriores como se mencionó es lo que ha determinado para el desarrollo de materiales con características que permitan soportar los factores mencionados.

Nro	MATERIALES EMPLEADOS	CARACTERISTICAS
1	Barniz aislante protector de superficie de devanado.	Epóxico, Clase F. % Volátiles en volumen: 85.6 Peso específico: 7.23 lb/Gal
2	Pintura semiconductor en parte recta de bobinas en contacto con el núcleo.	De 1,000 a 16,000 Ohms/Cuadro.
3	Pinturas graduadora utilizadas en los extremos de la parte recta de bobina a la salida del núcleo.	Aproximadamente 10 ¹¹ Ohms/Cuadro.
4	Material de amarre de bobinas.	Poliéster Clase F, Termocontractil 10% Ruptura a 250 Kp.
5	Relleno lateral en la ranura.	Laminado epóxico semiconductor. Resistividad superficial: 10k a 20 k Ohms/Cuadro. Densidad: 1.85 g/cm ³ . Resistencia a compresión: 60,000 Psi.
6	Felpa seca y pre impregnada.	Fibras poliéster Clase F. Densidad: 2.17 a 9.36 kg/m ³ . Buena resistencia a ácidos orgánicos. Buena resistencia a la abrasión.
7	Soporte de cabzal en anillos de sujeción.	Laminados NEMA G-10, NEMA G-11. Densidad: 1.85 g/cm ³ . Esfuerzo a la tensión /49,000 Psi. Esfuerzo a la flexión /62,000 Psi. Esfuerzo a la compresión /60,000 Psi.
8	Aislante para anillos de sujeción.	Laminados NEMA G-10, NEMA G-11. Densidad: 1.85 g/cm ³ . Esfuerzo a la tensión /49,000 Psi. Esfuerzo a la flexión /62,000 Psi. Esfuerzo a la compresión /60,000 Psi.
9	Material semiconductor de fondo de ranura.	Poliéster semiconductor con refuerzo de fibra de vidrio. Esfuerzo a la compresión /30,000 Psi. Esfuerzo a la flexión /25,000 Psi. Resistividad superficial: 500 a 10,000 Ohms/Cuadro. Densidad: 1.6 g/cm ³ .
10	Relleno semiconductor entre bobina inferior y superior.	Poliéster semiconductor con refuerzo de fibra de vidrio. Esfuerzo a la compresión /30,000 Psi. Esfuerzo a la flexión /25,000 Psi. Resistividad superficial: 500 a 10,000 Ohms/Cuadro. Densidad: 1.6 g/cm ³ .
11	Rellenos planos aislantes bajo cuña.	Laminados NEMA G-10, NEMA G-11. Densidad: 1.85 g/cm ³ . Esfuerzo a la tensión /49,000 Psi. Esfuerzo a la flexión /62,000 Psi. Esfuerzo a la compresión /60,000 Psi.
12	Material de cuñas.	Laminados NEMA G-10, NEMA G-11. Densidad: 1.85 g/cm ³ . Esfuerzo a la tensión /49,000 Psi. Esfuerzo a la flexión /62,000 Psi. Esfuerzo a la compresión /60,000 Psi.
13	Rellenos ondulados bajo cuña.	Laminados epóxico de 0.8 y 0.9 mm. Densidad: 1.85 g/cm ³ . Deflexión muelle: 1.8mm Ciclo de onda: 30 mm.
14	Cinta de vidrio.	Clase F de 0.007" de espesor. Resistencia a tensión: 45 lb/in. Resistencia dieléctrica: 59 a 71 kV/mm.
15	Cinta de mica curada.	Clase F poliéster de 0.006" de espesor. Resistencia a tensión: 70 lb/in. Resistencia dieléctrica: 47 kV/mm.
16	Resina epóxica.	Clase F. Relación mezcla Res./Endur.: 100/25. Densidad relativa: 1.17 g/cm ³ . Punto de ebullición: >200 °C. Temp. De descomposición: >200 °C. % Volátiles: 0.0

Tabla 3.1.- Materiales para ensamble de bobinados

3.2.- SISTEMA AISLANTE DE UN GENERADOR

Es un arreglo de materiales, dispuestos de manera tal que impiden el paso de corriente eléctrica por caminos que no son deseables.

Por sus funciones y sollicitaciones, se distinguen dos sistemas aislantes existentes en un generador:

- En el devanado del estator
- En el devanado del rotor

Aunque cabe mencionar que el núcleo del estator está formado por laminaciones aisladas.

Aunque los conductores eléctricos y cualquier otra parte metálica del generador, no son materiales aislantes, si forman parte del sistema aislante, ya que su posición, geometría y potencial determinan la intensidad de campo eléctrico al que se someten los materiales aislantes.

Estas características de las partes metálicas en un generador (posición, geometría y potencial), son fundamentales en el análisis de comportamiento y estado de materiales aislantes en una MER.

3.2.1.- Evolución de los sistemas aislantes

La mica es el mejor aislamiento de bobinas de alta tensión. Sus características eléctricas, mecánicas y térmicas son únicas. Sin embargo, tiene algunas deficiencias como material aislante:

- Existe en forma de hojuelas o escamas, de diferentes tamaños, débilmente aglutinadas.
- Tiende a desintegrarse fácilmente, si no está soportada por algún otro material, por ejemplo tela.

- Sus excelentes características eléctricas están en dirección perpendicular al plano de la hojuela o escama. No es posible pulverizarla y después construir una película de mica continua con ese polvo.

La evolución de los sistemas aislantes está basada en el desarrollo del aislamiento principal, de las bobinas de alta tensión, para estatores de grandes MER's. Dado que las primeras MER's fueron desarrolladas hace mas de un siglo, actualmente existen diferentes sistemas aislantes, que es necesario conocer y distinguir, para poder darles mantenimiento o rehabilitarlos.

Esta evolución ha sido motivada, en gran medida, por el deseo de incrementar el tamaño de las unidades y obtener una economía de escala. Así se desarrollaron nuevos materiales y nuevas soluciones de diseño y construcción.

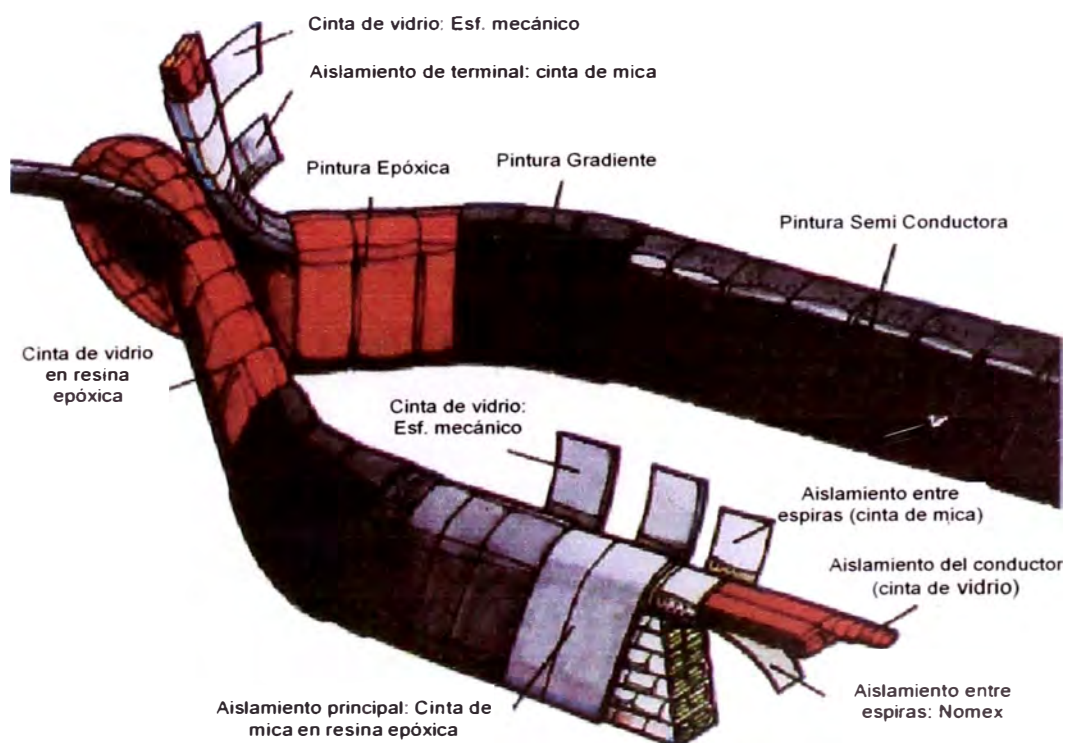


Fig. 3.2.- Aislamiento de Bobinas del Estator

CLASE	TEMPERATURA °C	MATERIAL AISLANTE
Y	90	Celulosa, algodón y seda, no impregnados
A	105	Fibras naturales y artificiales impregnadas
E	120	Materiales orgánicos sintéticos (fibras, resinas, barnices)
B	130	Mica con soporte orgánico, asbestos y fibras vítreas con aglutinantes
F	155	Mica, asbestos, vidrio con aglutinante sintético
H	180	Mica, asbestos, vidrio con aglutinante silico-orgánico
C	>180	Mica, cerámica, vidrio, cuarzo, solos o con aglutinantes inorgánicos

Tabla 3.2.- Clase y temperatura (°c) asociada a materiales

3.2.2.- Aislamiento del conductor

La función principal de este aislamiento, es evitar que los conductores hagan contacto entre sí, dentro de la ranura del estator, en donde tienen diferentes potenciales eléctricos. Durante muchos años se usó asbestos, ahora ha sido reemplazado por fibra de vidrio y dacrón. Para maximizar la cantidad de cobre, dentro de la ranura, algunos fabricantes alternan conductores con laca y conductores con fibra de vidrio y dacrón.

La laca aporta una gran resistencia dieléctrica entre conductores con un espesor muy bajo, sin embargo no tiene buena resistencia a las descargas parciales.

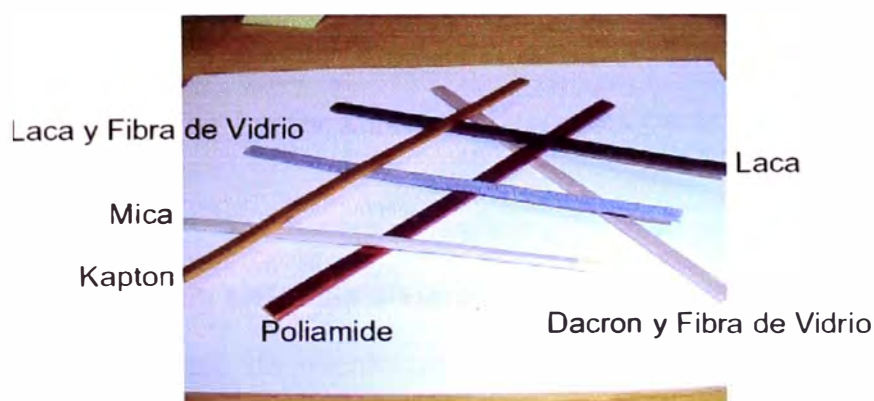


Fig. 3.3.- Materiales para el aislamiento del conductor

Cuando se usa fibra de vidrio como aislamiento del conductor, la misma debe estar repartidas de manera uniforme, y no romperse cuando al conductor se le hacen pruebas de doblez.

El radio de las esquinas de los conductores cuando presenta deformaciones es un factor importante para no tener una buena adherencia del barniz. Asimismo dependiendo de la forma es un lugar en donde se pueden presentar gradientes de tensión, que pueden hacer fallar al aislamiento principal, dentro de la ranura o justamente a la salida de la misma

3.2.3.- Aislamiento entre vueltas

La función principal de este aislamiento, es evitar que voltajes transitorios, de frente muy rápido, puedan romperlo y conducir así a una falla entre vueltas.

Originalmente se usó asbesto. Después, un material sintético como el Nomex. Actualmente el aislamiento entre vueltas generalmente es mica.

3.2.4.- Aislamiento principal

La función principal de este aislamiento, es evitar que voltajes transitorios y de frecuencia nominal, puedan romperlo y conducir así a una falla a tierra.

Los tres aislamientos: del conductor, entre vueltas y principal, deben ser consolidados y no formar zonas de diferentes características, mecánicas y eléctricas.

3.2.4.1- Primeros sistemas aislantes

a.) Año 1910.-Hoja de micafolium aplicada con equipo Heafely, en partes rectas de bobinas. El micafolium se construía con hojuelas de mica,

colocadas a mano, sobre papel con resinas shellac o copal. En cabezales se usaban capas de cinta de tela cambray con barniz aplicado a mano.

b.) Año 1920.-La resina shellac o copal fue sustituida por un compuesto de asfalto suave.

c.) Año 1930.-Los rollos de papel con mica se impregnan con asfalto bajo vacío (VPI) y se cortan para formar cintas que se aplican de manera continua, en partes rectas y cabezales.

d.) Años 1930 – 1950.- El papel, como soporte de la mica, es sustituido por fibra de vidrio o dacrón.

3.2.4.2.- Modernos sistemas aislantes

a.) Año 1949.- Sistema Thermalastic de Westinghouse.- El asfalto es sustituido por resinas poliéster sin solventes. Fluyen tan bien en el aislamiento, que es difícil mantenerlas ahí hasta que se polimerizan por calor. Las resinas epóxicas tienen mayor viscosidad y no fluyen bien en sistemas VPI.

b.) Año 1954.- Sistema Micapal de General Electric.- Las hojuelas de mica son sustituidas por plaquetas, mucho más pequeñas y uniformes, que se mantienen juntas electrostáticamente formando un papel de mica, que se deposita sobre fibra de vidrio. Las resinas poliéster son sustituidas por epóxicas, que se aplican en exceso al aislamiento al momento de fabricarlo. El exceso de resina se retira del aislamiento cuando las bobinas están construidas, en prensas calientes que se usan para polimerizar la resina.

c.) Tela cambray barnizada (Clase A; 105 °C).- Dado que no tenía mica, este aislamiento era usado en tensiones de hasta 2300 volts. Su transferencia de calor y su capacidad para evitar el ingreso de humedad y aceite eran deficientes.

d.) Micafolium Shellac (Clase B; 130 °C).- Este aislamiento se construía colocando hojuelas de mica, sobre papel con resinas shellac o copal. Hojas del tamaño de las partes rectas de bobinas, envolvían estas partes hasta tener el espesor adecuado. Entonces se curaban en prensas calientes. Los cabezales se encintaban con tela cambray barnizada.

e.) Cinta de mica con asfalto (Clase B; 130 °C).- El aislamiento se aplicaba, de manera continua a toda la bobina, usando cinta de un material similar al micafolium.

Conforme la bobina se encintaba, se aplicaba Barniz de asfalto. Después, se impregnaba usando un proceso de vacío y presión (VPI). El mayor problema de este aislamiento, particularmente en núcleos largos, fue su vulnerabilidad a la separación o fractura, a la salida de la ranura, por efecto de expansión diferencia y ciclos térmicos.

f.) Cinta de mica con resina poliéster (Clase B; 130 °C).- Originalmente, este sistema usaba grandes hojuelas de mica sobre fibra de vidrio, y en ocasiones, una tela de fibra de poliéster para poder tensionar la cinta al aplicarla.

Cuando apareció el papel de mica, éste sustituyó a las hojuelas. El aislamiento se aplicaba, de manera continua a toda la bobina, usando cinta

de ese material, después, se impregnaba con resina poliéster usando un proceso de vacío y presión (VPI). El mayor problema de este aislamiento, fue la baja viscosidad de la resina durante el proceso VPI, y la estabilidad de la resina una vez que estaba curada y en el generador se presentaban temperaturas relativamente altas.

g.) Cinta de mica con resina epóxica (Clase F; 155 °C).- Similar al sistema con resina poliéster, pero usando en su lugar resina epóxica. Esta última tiene características de cohesión mecánica y estabilidad, a altas temperaturas, superiores a la resina poliéster. Así, el aislamiento es menos susceptible de delaminación y formación de huecos.

h.) Cinta de mica con exceso de resina epóxica, también llamada Resin Rich (Clase F; 155 °C).- La resina sin polimerizar (en estado B) es aplicada en exceso, al momento de fabricar la cinta. Después, la cinta se usa para aislar las bobinas. Finalmente, la resina se polimeriza en prensas calientes. El excedente de resina se expulsa en este último paso del proceso.

i.) Baño y homeo de mica seca con barniz (Clases B y F).- Para estatores pequeños de hasta 4 kV. Se usa cinta totalmente curada (con resina polimerizada) para construir las bobinas. Después de montarlas en el estator, el conjunto se inunda con barniz adecuado y se homea.

j.) Hule siliconado (Clase H; 180 °C).- Este material, resistente a las altas temperaturas, se deposita sobre fibra de vidrio, para fabricar cintas. Su uso como aislamiento principal de bobinas, se limita a tensiones de hasta 4 kV por la ausencia de mica.

Este material es vulnerable a daños mecánicos, antes, durante y después de la fabricación de bobinas.

3.2.5.- Aislamiento de ranura

Idealmente, los costados de bobina que se alojan en las ranuras del estator, deberían de ser precisamente de esas dimensiones.

El aislamiento dentro de la ranura es un mal necesario. La ranura debería estar totalmente llena de material conductor. No obstante lo anterior, el proceso de montaje de las bobinas hace necesario que estas sean de dimensiones ligeramente inferiores a la ranura.

Después de instalada la ranura, los espacios se llenan con material aislante plano y/o ondulado.

Para el relleno bajo la cuña también se utiliza la tecnología de ELIN (Fijación con silicona)

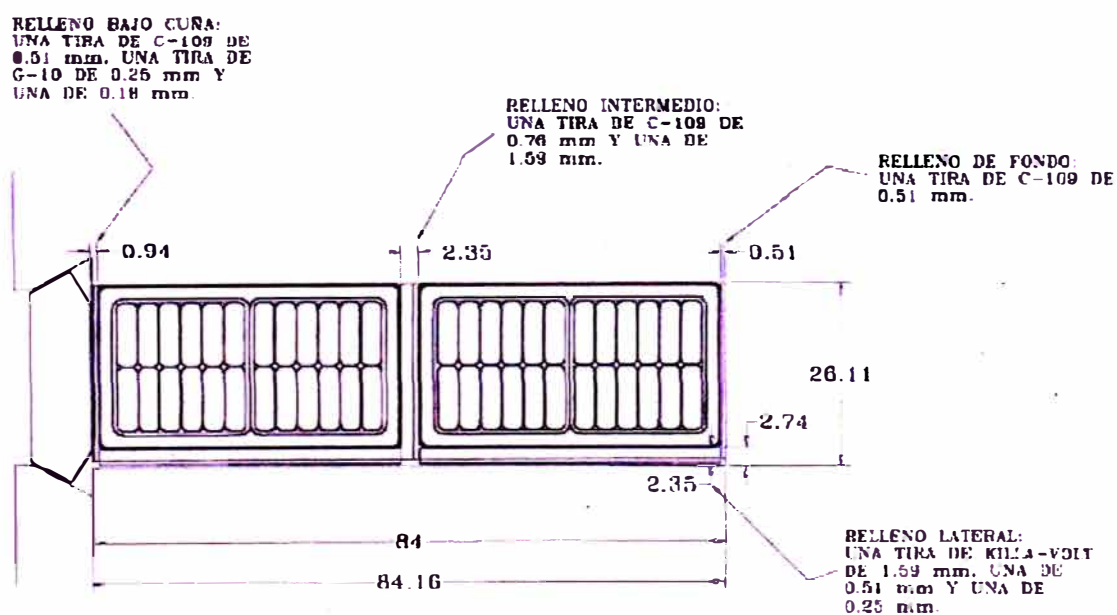


Fig. 3.4.- Aislamiento de Ranura

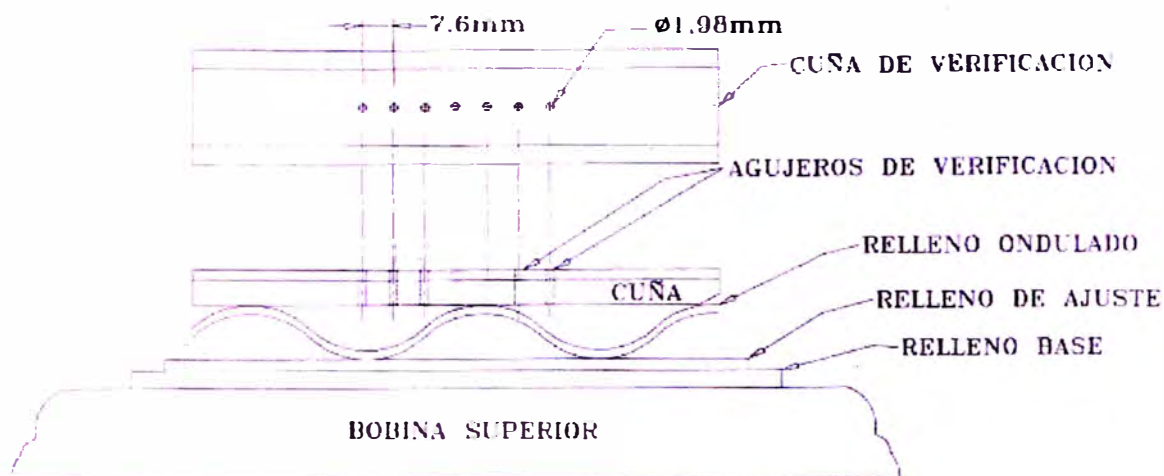


Fig. 3.5.- Relleno Ondulado

3.2.5.1.-Pantalla conductora

Las ranuras del estator están formadas por laminaciones.

Por lo mismo, su superficie no es uniforme. Por otra parte, la superficie exterior de las bobinas tampoco es uniforme. Así, es prácticamente imposible tener un contacto perfecto entre ambas superficies. Siempre existen huecos entre ellas.

Para evitar grandes gradientes de voltaje en estos huecos, la parte recta de los costados de bobina se recubre con cinta o pintura conductora. Este recubrimiento forma una pantalla de tierra y asegura una distribución uniforme de tensión, dentro del aislamiento principal, entre el conductor y ese plano de tierra.

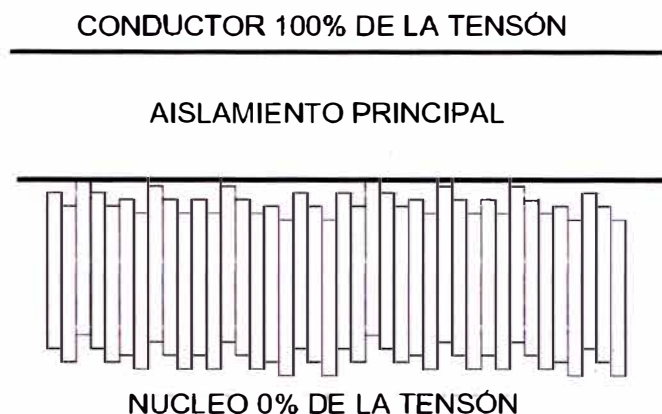


Fig. 3.6.- Distribución de tensión con pantalla conductora

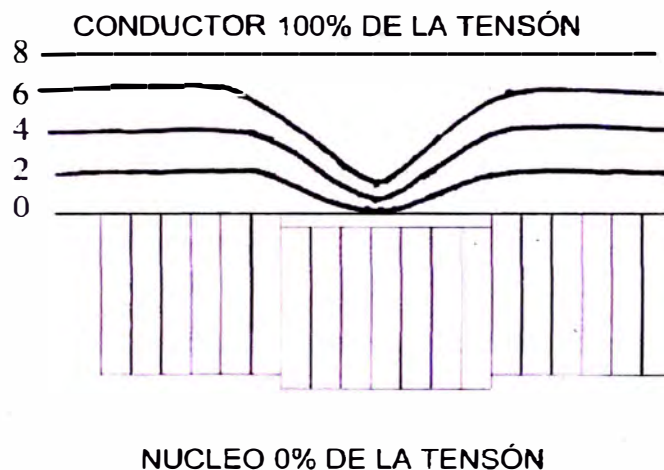


Fig. 3.7.- Distribución de tensión sin pantalla

Aquí puede aplicarse la distribución de Tensión en Capacitores Perfectos en Serie analizados en los puntos: 2.4 y 2.11

Cuando no se usa pantalla conductora, se presentan gradientes de tensión, en la periferia del aislamiento principal, superiores a los de diseño, que envejecen el aislamiento principal en esa zona. Lo mismo sucede en los huecos entre aislamiento y laminación del núcleo. El gradiente que aparece, es de magnitud superior al gradiente de ruptura dieléctrica del aire, dando lugar a descargas parciales a la ranura del estator.

3.2.6.- Aislamiento en cabezales

En el aislamiento de cabezales, se presentan condiciones diferentes a las del aislamiento de los costados de bobina, que se alojan en las ranuras del núcleo.

En términos generales:

- La sujeción mecánica es menor.
- La transferencia de calor es mayor.
- El esfuerzo dieléctrico a través del aislamiento es menor.
- El esfuerzo dieléctrico en la superficie del aislamiento es mayor.

El borde de la pantalla conductora, a la salida de ranura, representa una discontinuidad en donde se concentran gradientes de tensión, que pueden romper el aire y dañar el aislamiento en esa zona.

Existen diferentes métodos para graduar esa transición, la usada en MER es insertar una cinta o pintura, de alta resistividad, entre la cubierta conductora y el aislamiento.

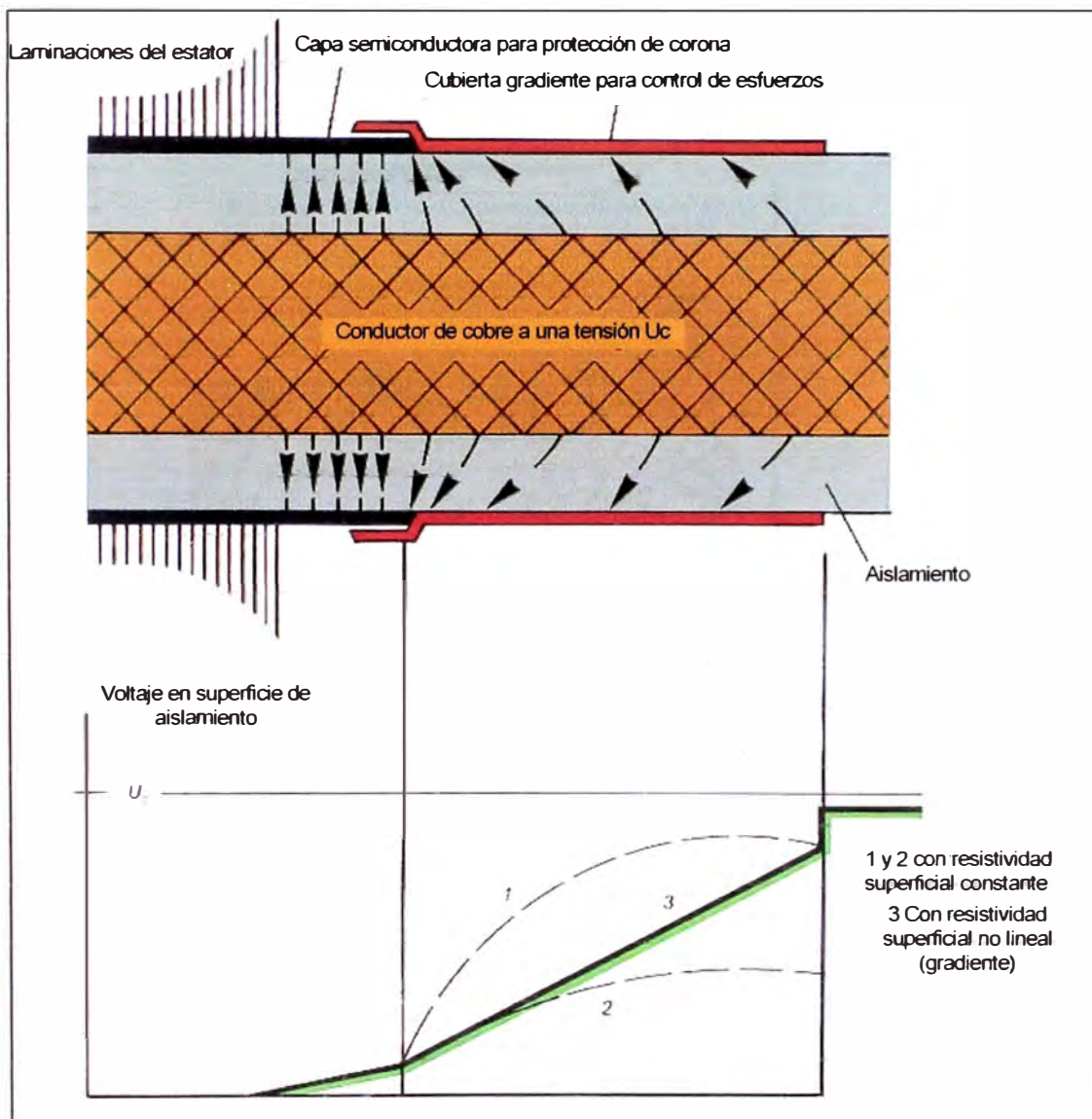


Fig. 3.8.- Aislamiento en cabezales con graduación de campo

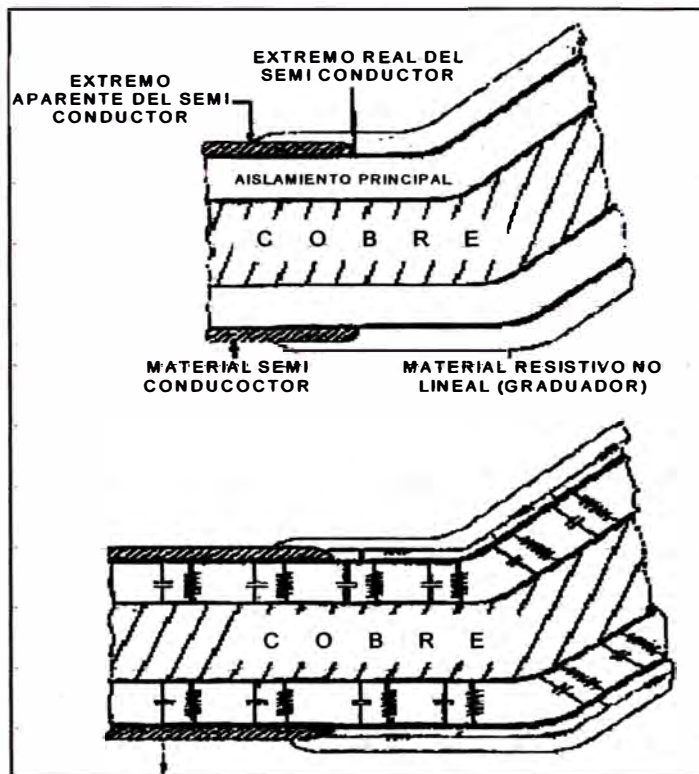


Fig. 3.9.- Modelo para el análisis de la transición

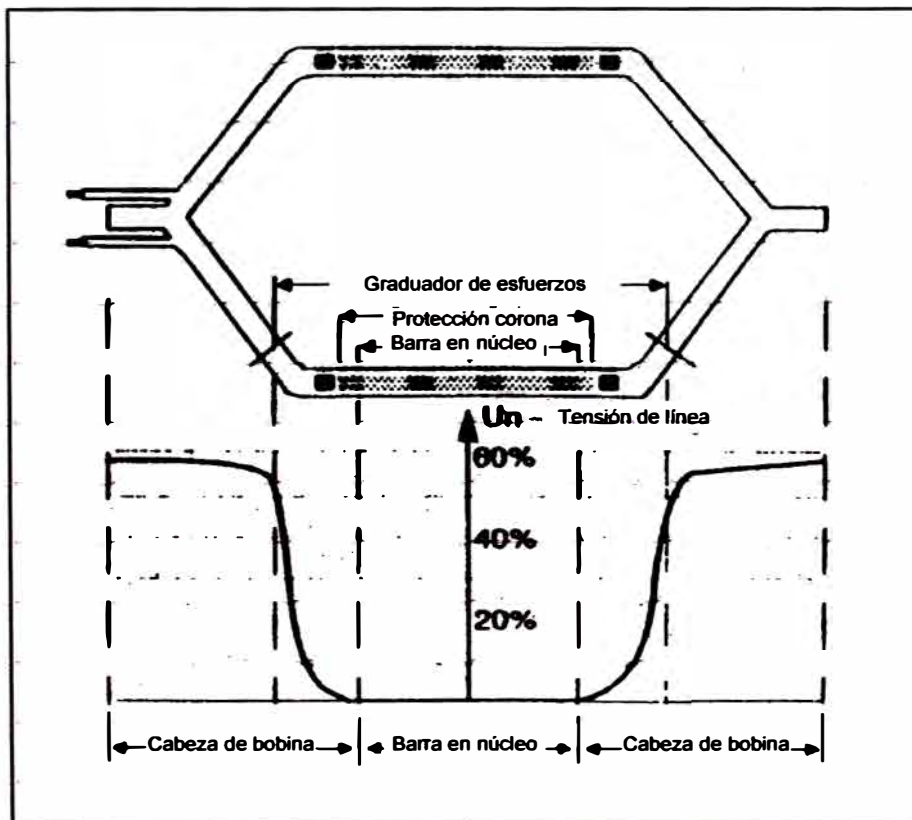


Fig. 3.10.- Distribución de voltaje en la superficie de las bobinas de estator

3.2.7.- Aislamiento de bobinas de campo

Básicamente Nomex, laminados de fibra de vidrio y cintas.

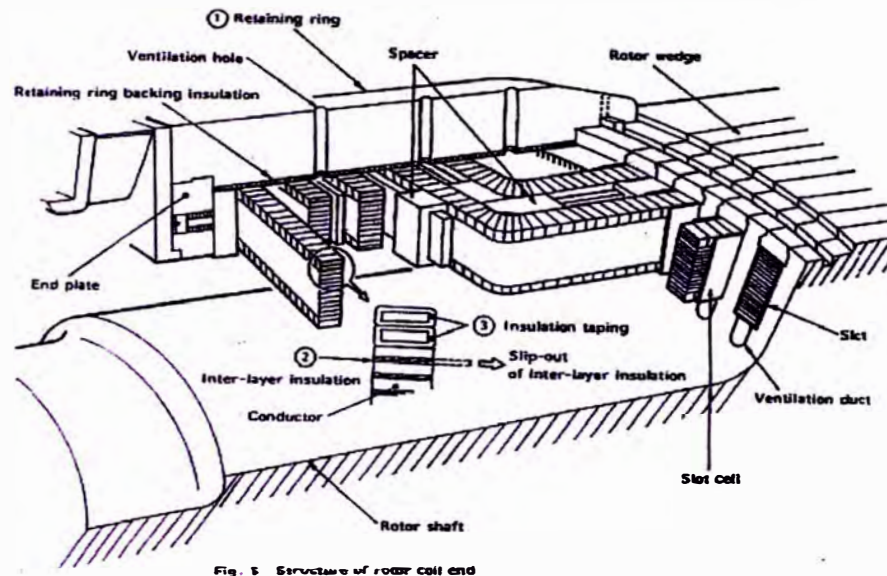


Fig. 3.12.- Aislamiento de Bobinas de Campo

CAPITULO IV

MANTENIMIENTO DE GENERADORES

4.1.- MECANISMOS DE FALLA EN GENERADORES

4.1.1.- Estadísticas de fallas

CAUSAS DE FALLA MAS FRECUENTES

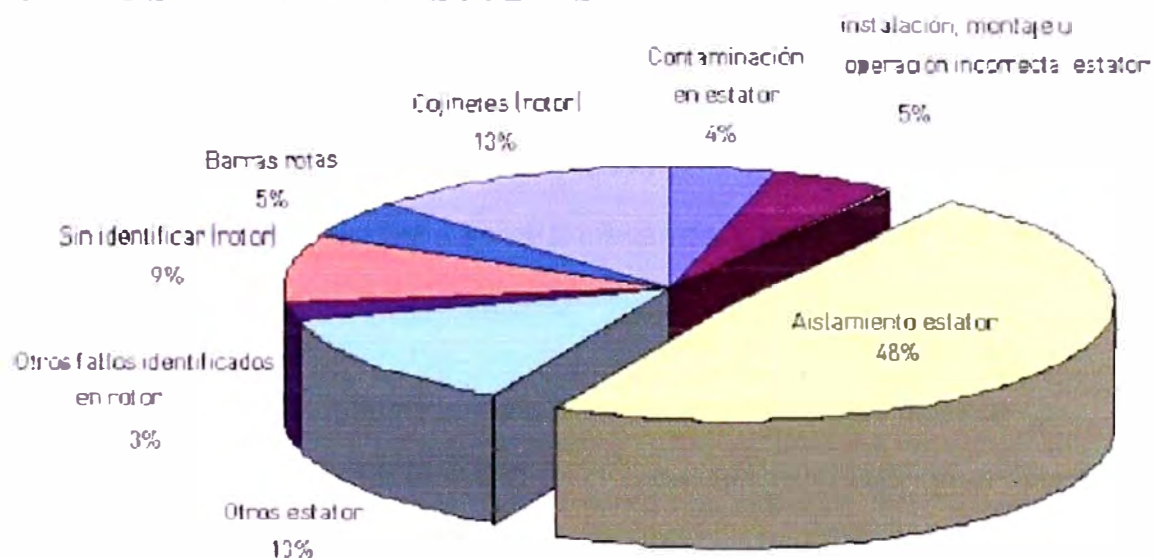


Fig. 4.1.- Estadística de fallas en generadores

De ahí que los ensayos más fiables y tradicionales en el mantenimiento de máquinas rotativas sean aquellos destinados a evaluar el estado de los aislamientos.

4.1.2.- Esfuerzos de envejecimiento en los aislamientos

Cuando el generador opera en condiciones normalizadas, con protección y mantenimientos adecuados, y sus sistemas no presenta deficiencias de

origen, dicho generador puede llegar a tener una vida útil superior a 20 años.

Los esfuerzos de envejecimiento durante el funcionamiento del generador pueden ser definidos por grupos genéricos:

Mecánico, térmico, eléctrico y ambiental

En servicio, uno o más de estos esfuerzos puede predominar y el esfuerzo puede actuar sinérgicamente, asimismo el esfuerzo puede presentarse en estado estacionario, transitorio o cíclico asimismo el esfuerzo puede ser aplicado secuencialmente o simultáneamente.

4.1.2.1.- Envejecimiento mecánico (EM)

Las fallas originadas por razones mecánicas son una de las principales causas de la ruptura del aislamiento.

El EM resulta de las fuerzas electromagnéticas presentes durante:

Operación normal, Arranques, Cortocircuito, Sincronización inapropiada del generador

Se tienen los siguientes esfuerzos mecánicos principales:

a.- Fuerzas en las barras

Fuerzas a 120 Hz son las responsables del envejecimiento en la ranura, las fuerzas son mayores en las barras exteriores

Cuando estas fuerzas no son restringidas por medio de sistemas de soporte en la ranura, pueden originar:

- Fisuramiento en el aislamiento a tierra
- Abrasión en el aislamiento de los conductores o soleras

- **Abrasión en el sistema de control de esfuerzo de la ranura**

b.- Fuerzas a la salida de la ranura (cabezales)

Son debidas a la interacción entre las corrientes y los campos magnéticos en esta región y tienen tres componentes: radial, axial, circunferencial

Estas fuerzas pueden ser por operación normal en condiciones transitorias:

c.- Fuerzas en los cabezales - operación normal

Es el único factor en las grandes máquinas que pueden causar esfuerzos de fatiga en el aislamiento principal y el aflojamiento del sistema de fijación de la barra.

d.- Fuerzas en los cabezales - condiciones transitorias

Se presenta durante arranques y cortocircuitos. Requiere de un diseño y construcción adecuado y de los soportes de los cabezales y de los sistemas de fijación.

4.1.2.2.- Envejecimiento térmico

Se presenta cuando la temperatura del aislamiento es alta, lo suficiente como para provocar una degradación irreversible de las propiedades físicas del aislamiento, y se pueden tener de las siguientes maneras:

a.- Degradación del aislamiento en las soleras

Bajo un diseño apropiado de los devanados de estator, la mayor fuente de calor la ocasionan las pérdidas en el cobre, dando como resultado un gradiente térmico a través del aislamiento. El gradiente térmico, preferiblemente deteriora el impregnante entre cobres y cobres - aislamiento primario.

Las pérdidas del impregnante se presentan cuando por acción de fuerzas electromagnéticas o termomecánicas, aceleran la adherencia de la resina. Adicionalmente, un incremento en el envejecimiento puede ocurrir si la característica del sistema se ve afectada.

En devanados con enfriamiento directo, el gradiente térmico se verá reducido junto con la probabilidad de un severo envejecimiento térmico.

b.- Aislamiento a tierra

La mayoría de los sistemas aislantes apropiadamente diseñados y fabricados no están sujetos a excesiva degradación térmica.

Los aislamientos antiguos del tipo termoplásticos, están sujetos a delaminación térmicamente inducidas y a agrietamientos.

Los daños por delaminación, son la resultante de un incremento en el envejecimiento térmico debido a:

- Pérdida de propiedades para el transporte de calor
- Incremento de contenido de cavidades (mayor descargas parciales: D.P.)

c.- Mecanismo cíclico

La probabilidad de ocurrencia en operación de problemas térmicos cíclicos son una función de:

- Longitud del núcleo
- Ciclo de trabajo (carga base vs. carga pico)
- Tipo de enfriamiento (directa vs. indirecta)

Los sistemas termoplásticos están sujetos a: **SEPARACIÓN DE LA CINTA Y AGRIETAMIENTO**

Los sistemas termoestables están menos propensos, pero están sujetos a delaminaciones y pérdida del impregnante entre soleras de cobre y el aislamiento a tierra.

En las máquinas que poseen un sistema en la que la porción de la ranura se halla envuelta y los terminales están encintados, la interfase estará propensa a degradación cíclica.

Barras/bobinas flojas (abrasión con la ranura).

4.1.2.3.- Envejecimiento eléctrico

Considerando que la Descarga parcial (DP) es la ruptura eléctrica localizada en un gap gaseoso, en la que uno de los electrodos se halla cubierto mediante un dieléctrico sólido.

La energía asociada a una D.P., puede ser lo suficientemente intensa como para romper el aglutinante (impregnante) permitiendo la degradación del aislamiento sólido. El ozono (producido por las D.P.) produce degradación química.

Las fuentes de D.P's en devanados estáticos, pueden presentarse por muchas razones, casi todas asociadas con la fabricación, Instalación y la operación.

Los sitios más importantes donde se presentan las D.P's son:

- Interfase entre conductor/aislamiento
- Aislamiento a tierra

- Llenos (ajustes) entre la superficie del aislamiento y el núcleo
- En la barra a la salida de la ranura

A continuación mencionaremos los principales casos de descargas parciales:

a.- Descargas por delaminación

La mayoría de los devanados contienen huecos entre capas del aislamiento a tierra.

La mica es resistente al ataque de las descargas, pero el encolado y los materiales de fondo (respaldo) no lo son, por lo que las fallas resultan de la destrucción de estos materiales. La mayoría de los devanados poseen descargas internas y estas son tolerables.

b.- Descargas en la frontera entre el aislamiento y el núcleo.

Las descargas presentes en ésta área resultan de un contacto eléctrico inadecuado entre la superficie de la barra/bobina del estator y el núcleo.

La pérdida de contacto puede darse por:

- Degradación del sistema de soporte de la ranura
- Abrasión de la semiconductora en la armadura
- Inestabilidad química de la armadura en la ranura

Las DP's asociadas a la frontera tienden a ser muy dañinas. El proceso es conocido como: **DESCARGA EN RANURA**, generalmente ataca la semiconductora para finalmente fallar el aislamiento principal debido a la erosión del polímero (alta energía de la descarga).

Los materiales termoestables son los más propensos a este tipo de degradación, los sistemas termoplásticos, en especial los antiguos pueden expandirse en la ranura y llenar los huecos y cavidades.

Este tipo de D.P's se presentan tanto en aire como en H₂.

c.- Descargas a la salida de la ranura (endwinding)

Las D.P's en esta área pueden ocurrir por:

- Huecos en el aislamiento a la salida de la ranura
- Descargas superficiales debido a contaminación (aceite y polvo)
- La presencia de los dedos de apriete puede originar este tipo de D.P. en la interfase entre la graduadora y el sistema de control de esfuerzos en la ranura.

Estas D.P's son peligrosas cuando ocurre en bobinas de diferente fase.

d.- Descarga superficial

Se presenta debido a la formación de rutas conductoras en la superficie del aislamiento, por ejemplo por la formación de un camino carbonizado sobre la superficie del material.

Las corrientes de fuga fluyen por caminos contaminados, propiciando la presencia de DP's entre la superficie contaminada y tierra.

e.- Por absorción de humedad

Fuentes de humedad por condensación durante los paros y por fugas de agua del circuito de refrigeración.

f.- Por impulsos de tensión

Aplicable sólo a bobinas multi-espiras

Bajo condiciones normales, el voltaje entre espiras es de 50 a 100 V rms.

Las sobretensiones transitorias del orden de algunos KV, pueden estar presentes en el aislamiento entre espiras en las bobinas más próximas al barraje.

Si el aislamiento entre espiras es pobre o está envejecido, se puede presentar la falla.

4.1.2.4.- Envejecimiento ambiental

Las fuentes principales de este tipo de envejecimiento son: Absorción de agua, Químicos, y la Radiación.

Las máquinas que operan en ambientes contaminados por polvo son propensos a fallar, debido a la influencia del choque abrasivo en el aislamiento.

a.- Absorción de agua

Generalmente, los sistemas orgánicos más antiguos son los más propensos a este tipo de deterioro.

Los materiales a base de poliéster, pueden perder sus funciones eléctricas y mecánicas debido a la hidrólisis.

La hidrólisis produce embombamiento y delaminación del aislamiento, predisponiéndolo a la falla por esfuerzo térmico, eléctrico ó mecánico.

b.- Envejecimiento químico

Ataque por aceites, ácidos, bases, solventes

c.- Efecto radioactivo

Concieme sólo a aplicaciones nucleares

El efecto lo provocan los neutrones y la radiación γ

Los materiales inorgánicos, como la mica y la fibra de vidrio, son insensibles a este efecto, pero los materiales orgánicos son fuertemente afectados.

d.- Efectos de la radiación iónica en los materiales orgánicos (ozono)

Se presenta en los enlaces moleculares de algunos materiales

Inicialmente, produce un incremento en las propiedades mecánicas pero posteriormente permite la fragilidad y la fisuración del material. La ruptura del aglutinante se presenta en otros materiales.

Generalmente en los materiales afectados se presenta disminución de algunas propiedades mecánicas, en especial el esfuerzo a la tensión.

4.1.3.- Causas de fallas en generadores

a.- Diseño, fabricación y materiales:

El diseño y procesos empleados en la fabricación original del aislamiento, pueden tener una relación causa-efecto con su falla.

El uso de altos gradientes de tensión y el acomodo del conjunto núcleo.-bobinas, en un volumen pequeño, facilitan la generación de DP's. Ambas decisiones de diseño conducen a una alta probabilidad de falla del aislamiento.

Huecos entre costados de bobinas y laminaciones del núcleo, producidos por un VPI global, o huecos en el aislamiento principal, también conducen a la generación de DP's.

b.- Instalación y montaje:

Defectos en la instalación y montaje como: daños al aislamiento, holguras de las barras en las ranuras, soldaduras deficientes, materiales extraños, etc. Pueden conllevar a fallas.

c.- Contaminación:

Se puede derivar del exterior de la máquina (polvo del ambiente, humedad, aceite, vapores y subproductos del proceso, etc.), y del exterior de la máquina (ozono, carbón y polvo de resina producto de descargas parciales, cobre y fierro producto del frotamiento entre partes, etc.).

Los contaminantes aportan sustancias que se ionizan en las zonas de alta intensidad de campo eléctrico, dando lugar a descargas parciales y/o a un aumento de la circulación de corriente por el aislamiento, esto eleva su temperatura y lo envejece.

También puede degradar las pinturas / cintas conductoras y graduadotas de campo eléctrico, conduciendo a descargas parciales.

Por otra parte, los contaminantes limitan la transferencia de calor lo que eleva su temperatura y lo envejece. Dependiendo del tipo de contaminante, también puede atacar químicamente al aislamiento, creando huecos que conducen a la pérdida de resina y descargas parciales.

d.- Sobrecarga o temperaturas de operación:

El aislamiento normalmente utilizado en las máquinas rotativas es de clase F, esto significa que puede operar 20,000 horas a 155 C.

Teóricamente, este tiempo se duplica cada vez que la temperatura baja diez grados, y no existen otros agentes dañinos, tales como contaminación o vibración.

En realidad las máquinas eléctricas rotativas operan a temperaturas promedio de entre 90 y 100 C, medidas con RTDs. Sin embargo, algunos puntos en sus devanados pueden tener temperaturas sustancialmente mayores a esos promedios. Esto depende del grado de limpieza de devanados y núcleo, el estado y desempeño del sistema de ventilación y enfriamiento, y el tipo de carga de la MER.

En una MER en operación, se establecen tres flujos fundamentales: corrientes eléctricas por sus devanados, flujos magnéticos por sus núcleos, y refrigerante, aire en este caso, por sus espacios o ductos para enfriamiento.

Mientras el flujo de corriente y el flujo magnético generan calor (pérdidas), el flujo de aire toma ese calor y lo conduce al ambiente externo de la MER.

Balanceando la cantidad del calor generado y la cantidad de calor extraído, la MER se mantiene operando a una temperatura segura para su componente más débil: el aislamiento.

e.- Arranques, paros, horas de operación, tipo de carga:

Cada vez que una MER arranca y para, sus componentes se ven sometidos a esfuerzos térmicos y mecánicos, de mayor intensidad que los esfuerzos que sufre durante una operación estable.

Al bajar la velocidad, el flujo de enfriamiento se reduce y el aislamiento se calienta. Al subir de velocidad, la MER requiere una mayor circulación de corriente, lo que causa mayores pérdidas y el aislamiento se calienta.

Los cambios de temperatura traen consigo expansiones térmicas diferenciales. Cuando estos cambios son cíclicos, esfuerzan las áreas de unión entre materiales de diferente coeficiente de expansión térmica. Con el tiempo, los sistemas de sujeción bobinas y núcleo se alojan, y los conductores, en bobinas de campo de TGs se deforman.

Durante una operación estable de la MER, dentro de sus límites de capacidad, la interacción del campo magnético y las corrientes en el estator, generan fuerzas de origen electromagnético sobre los costados de bobinas, que cambian de dirección cada medio ciclo, es decir cada vez que pasa por un polo frente al costado de bobina. Estas fuerzas producen pequeñas deformaciones y vibraciones.

Además, las variaciones de magnitud y tipo de carga, aumentan o disminuyen las corrientes, y por lo mismo la temperatura del aislamiento.

Cuando estas fuerzas y temperaturas se presentan de manera cíclica, imponen esfuerzos térmicos y mecánicos, cuya alternancia causa la fatiga del aislamiento.

Algunos fabricante de MER, han correlacionado la vida residual del aislamiento de bobinas de alta tensión, con el número de arranques y paros, y las horas de operación. Más aún, complementando la información anterior, con resultados de prueba y rompimiento dieléctrico de una bobina muestra.

f.- Operación anormal (sobreexcitación, desbalance, motorización, fenómenos transitorios, etc.):

Los cortos circuitos, rechazos de carga, sincronizaciones fuera de fase y fenómenos resonantes de alta frecuencia, dan lugar a corrientes muy altas, que imponen grandes fuerzas sobre las bobinas.

Estas fuerzas afectan principalmente las estructuras de sujeción del devanado.

Sus efectos en cabezales son: ruptura o aflojamiento de amarres, fracturas o fisuras del aislamiento, deformaciones de bobinas, entre otros.

Sus efectos en las ranuras del núcleo son: agotamiento del relleno ondulado, aflojamiento de cuñas, frotamiento de costados de bobinas con la binación del núcleo, pérdida de pintura o cinta conductora, entre otros.

g.- Efectividad del mantenimiento:

Las actividades de mantenimiento, realizadas desde la entrada en operación de la MER, puede ser causa de una falla posterior. Para que esto no suceda, es necesario profesionalizar al mantenimiento. Esto inicia con la definición de visión y misión del mantenimiento.

h.- Otras causas externas:

Derivados por fallas en: Fuerza motriz (vibración), excitación, refrigeración, etc.

Cada usuario deberá determinar los factores de mayor impacto para su caso particular, a fin de tomar las acciones correspondientes.

4.1.4.- Ejemplos de mecanismos de fallas más frecuentes

a.- Desajuste de las bobinas en la sección recta por empaque incorrecto

a.1.- Proceso de deterioro: Fricción de las barras contra la ranura, pérdida de la referencia de tierra, generación de descargas parciales externas.

a.2.- Consecuencias: Erosión y carbonización del aislamiento principal, eventual falla dieléctrica de la bobina

Sería recomendable el Sistema de empackado "Round Packing, para un Ajuste exacto y amortiguamiento de vibración

El deterioro del aislamiento llega a una etapa crítica provocando la falla a tierra, como se aprecia en la foto:



Fig. 4.2.- Daño por empaque incorrecto

b.- Arreglo inadecuado o mala graduación de campo eléctrico

b.1.- Proceso de deterioro: Descargas parciales, pérdida del aislamiento.

b.2.- Consecuencias: Fallas entre fases diferentes o fase a tierra

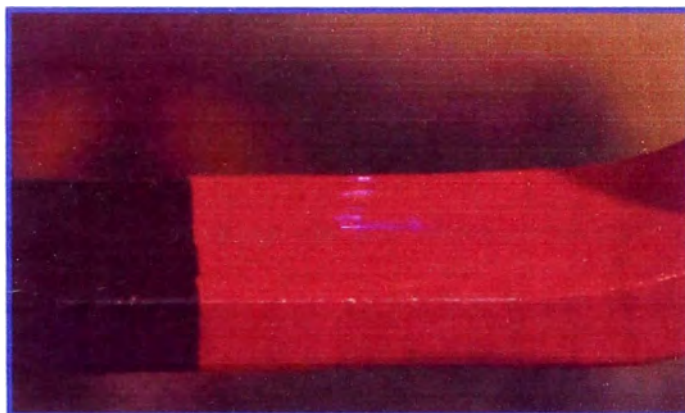


Fig. 4.3.- Daño por arreglo inadecuado de campo

c.- Deterioros por contaminación del generador

Se presenta en generadores enfriados con aire, el sistema de frenado de los generadores hidráulicos también es fuente de contaminación. El ozono generado por las descargas afecta los aislamientos.

c.1.- Proceso de deterioro: Contaminación de cabezales, cancelación del sistema para graduar el campo eléctrico, ocurrencia de descargas

c.2.- Consecuencia: Erosión y carbonización del aislamiento, falla a tierra o entre bobinas de diferente fase.



Fig. 4.4.- Deterioro por contaminación

d.- Deformaciones en el núcleo por asentamientos

Por el tamaño de los generadores hidráulicos se provocan ondulaciones en el núcleo y las placas de sujeción en algunos casos no lo mantienen en posición

Las láminas en la zona de los dientes tienden a vibrar por el campo magnético, se fracturan y los pequeños trozos de lámina se incrustan en el cabezal.

d.1.- Proceso de deterioro: Pérdida de sujeción mecánica de núcleo. Vibración de las laminaciones. Rompimiento de las láminas en el diente.

d.2.- Consecuencia: Los pedazos de lámina se depositan en el cabezal. Se generan descargas y provocan la falla entre fases.

Recomendación: Se aplicaron cuñas aislantes para mantenerlo fijo



Fig. 4.5.- Deformaciones en el núcleo

e.- Fallas inducidas por operación anormal de los generadores (Generadores sobre excitados)

Es importante operar el generador dentro de su curva de capacidad, pero algunas veces es sobre-excitarlos para regular el voltaje.

e.1.- Proceso de deterioro: Hay incremento de pérdidas por el flujo axial. Se daña el aislamiento interlaminar. Se producen puntos calientes

e.2.- Consecuencia: El campo magnético transversal genera altas pérdidas y se produce un sobrecalentamiento localizado que daña el aislamiento entre láminas, genera más pérdidas y se eleva la temperatura provocando que el núcleo se funda.



Fig. 4.6.- Falla por operación anormal

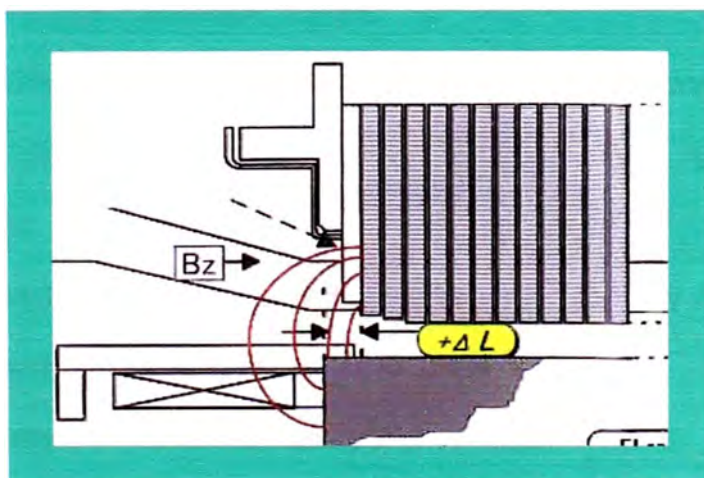


Fig. 4.7.- Flujo por sobre excitación

f.- Motorización accidental de generadores

f.1.- Proceso de deterioro: Se alimenta el generador del sistema accidentalmente. El generador actúa como un motor. El rotor hace las veces de una jaula de ardilla.

f.2.- Consecuencia: El rotor se sobrecalienta por la corriente inducida en el rotor que circula por el bobinado amortiguador, con lo cual se tendrían daños al aislamiento por temperatura y sobre esfuerzos de origen electromagnético.

g.- Operación con carga desbalanceada

g.1.- Proceso de deterioro: La corriente de secuencia negativa se eleva en proporción al desbalance, circulando por el bobinado amortiguador y según la capacidad de diseño podría tenerse sobre calentamiento del rotor.

g.2.- Consecuencia: Daños en el aislamiento por sobre temperatura.

4.2.- CONSIDERACIONES PARA LA DEFINICIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO EN GENERADORES

Para la elaboración del plan de mantenimiento es necesario conocer:

- Las características de diseño, catálogos con recomendaciones del fabricante.
- Resultados de protocolos de pruebas en fábrica y en la obra.
- Experiencia en generadores similares.
- Importancia y/o la criticidad del generador.
- Las condiciones reales de operación (factores externos).

- Política de mantenimiento con lo cual se define la filosofía adoptada para la implementación del mantenimiento (Empírico, Mantenimiento correctivo, Mantenimiento preventivo, mantenimiento proactivo, Mantenimiento centrado en la confiabilidad: RCM, Mantenimiento productivo total: TPM, etc.)

Asimismo la revisión y actualización de los planes tiene como factores:

- Innovación tecnológica
- Aprovechar know-how del grupo
- Cambios en las condiciones de operación y criticidad
- Fallas durante la operación y/o nuevas recomendaciones
- Modificaciones en el generador
- Definición de nuevas políticas de mantenimiento.

4.3.- CLASIFICACIÓN DE LAS INTERVENCIONES DE MANTENIMIENTO

Se pueden tener distintos criterios para clasificar las intervenciones y planes de mantenimiento, por ejemplo se puede subdividir en:

- a.- Planes de mantenimiento: correctivo, preventivo y predictivo
- b.- Planes de mantenimiento periódico, no periódico, y básico.
- c.- Mantenimiento Preventivo – Predictivo, Correctivo y de Mejora.

Si embargo en la práctica siempre están presentes todos los casos indicados líneas arriba, además se pueden usar técnicas predictivas pero ello no implica que se está aplicando mantenimiento predictivo ó a “condición”, las tareas de recuperación (correctivos) programables suelen llamarse tareas preventivas; por lo cual considero más acertado la clasificación “C”. El mantenimiento CORRECTIVO que

es en ambientes de emergencia es decir no programados y lo referente al mantenimiento de MEJORA será considerado en la parte 5.9

A continuación realizamos una clasificación de las actividades PREVENTIVAS PREDICTIVAS:

a.- Inspecciones y revisiones: Actividades periódicas para la búsqueda de fallas y/o anomalías, puede estar conformado por mediciones o controles de carácter preventivo o predictivo.

b.- Ensayos de diagnóstico: Actividades de tendencia predictiva, que permiten evaluar el estado del equipo.

c.- Actividades de recuperación: Tareas de mantenimiento programados y destinados a devolver a la máquina las condiciones normales de operación.

d.- Monitoreo: Utilización de sistemas y/o dispositivos para la obtención de medidas a tiempo real.

e.- Actividades con requerimiento: Todas las actividades no periódicas y disponibles para un mayor control, evaluación, diagnóstico, reparación etc.

Asimismo consideraremos que el Generador está conformado por los siguientes componentes:

- Estator
- Rotor
- Cubierta del estator ó housing
- Anillos colectores
- Excitatriz Principal y Piloto
- Generadores de Imanes Permanentes

Al grupo: Estator, rotor y cubierta lo definimos como "Altemador"

Al grupo: anillos colectores, excitatriz principal y piloto, generador de imán permanente lo definiremos como "Sistema de excitación". Si se cuenta con excitación estática, se considera como equipamiento externo al generador.

4.4.- INSPECCIONES Y REVISIONES

Se presenta los siguientes cuadros de actividades con el nivel de inspecciones, verificaciones o revisiones más destacables por la probabilidad de encontrar fallas; en donde dependiendo de las consideraciones en el punto 4.2, para cada generador se podría seleccionar el grupo actividades a considerar en el plan de inspecciones y revisiones, y la frecuencia más conveniente. Las frecuencias pueden ser: S (Semanales) M (mensuales), 2M (Bimensuales) 3M (Trimestrales), 6M (Cada seis meses) A (Anuales), 2A (Cada dos años), 4A (Cada cuatro años), 5A (Cada cinco años) o CR (Con requerimiento).

4.4.1.- Actividades de inspecciones y revisiones en el rotor y estator

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	FRECUENCIA
Estator	Búsqueda de objetos extraños	3M a 1A
Estator	Inspección de presencia de aceite ó agua	3M a 1A
Estator	Inspección del estado de limpieza en general	3M a 1A
Estator	Inspección y revisión de pernos y seguros	2A a 4A
Estator	Inspección de conexiones entre bobinas	2A a 4A
Estator	Inspección de óxidos por fricción	2A a 4A
Estator	Inspección de amarras y separadores	2A a 4A
Estator	Inspección de huellas por corona o vibraciones de bobinado	2A a 4A
Estator	Inspección de cuñas de los extremos del núcleo	2A a 4A
Estator	Inspección estado del aislamiento y barnices en los cabezales	2A a 4A
Estator	Inspección de aislamiento y barnices en la zona del núcleo	2A a 4A / CR
Estator	Inspección de soporte de cabezales y bobinas	2A a 4A
Estator	Inspección de los dedos de apriete (deformaciones)	2A a 4A
Estator	Pruebas dimensionales en el estator (nivelación, verticalidad, guías, desplazamientos)	4A / CR
Rotor	Inspección de presencia de aceite ó agua	3M a 1A
Rotor	Inspección del dispositivo de puesta a tierra del eje	3M a 1A
Rotor	Medición de longitud y presión en carbón del eje	3M a 1A
Rotor	Medida de voltaje inducido en el eje / resistencia de aislamiento en cojinetes	3M a 1A
Rotor	Inspección aislamiento y barnices	2A a 4A
Rotor	Inspección de conexiones entre polos	2A a 4A
Rotor	Revisión bobinado amortiguador (desoldado o calentamiento)	2A a 4A
Rotor	Inspección de ventiladores (Fisuras)	2A a 4A
Rotor	Inspección de óxidos por frotamiento en el núcleo	2A a 4A
Rotor	Inspección del apriete de polos (cuñas o bulones)	2A a 4A
Rotor	Inspección de pernos y seguros	2A a 4A
Rotor	Pruebas dimensionales (nivelación, verticalidad, guías)	4A / CR
Rotor	Pruebas no destructivas en tornillos	4A / CR

Tabla 4.1.- Actividades de inspecciones y revisiones en rotor y estator

4.4.2.- Actividades de inspecciones y revisiones en la Cubierta

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	FRECUENCIA
Cubierta	Inspección de filtraciones de agua	S a M
Cubierta	Inspección de filtraciones de aceite	S a M
Cubierta	Revisión de calefactores	3M a 1A
Cubierta	Inspección de terminales de salida y neutro	3M a 1A
Cubierta	Inspección de intercambiadores de calor	3M a 1A
Cubierta	Inspección general de sensores e instrumentos	3M a 1A
Cubierta	Barrido magnético con imán permanente	1A / CR
Cubierta	Inspeccionar estado de pernos anclaje del generador	2A a 4A / CR
Cubierta	Pruebas dimensionales en el rotor (nivelación, verticalidad, guías)	2A a 4A / CR
Cubierta	Inspección de óxidos y pinturas y revisión general	2A a 4A
Cubierta	Inspección pernos y seguros	2A a 4A

Tabla 4.2.- Actividades de inspecciones y revisiones en la Cubierta

4.4.3.- Actividades de inspecciones y revisiones en el sistema de excitación

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	FRECUENCIA
Anillos	Medida de largo de carbones y cambio	Q a 3M
Anillos	Inspección del estado de anillos, cables y terminales (en reposo)	Q a 3M
Anillos	Inspección de conexiones con termovisión	3M a A
Anillos	Inspección de alineamiento y luz de portacarbones	6M a 2A
Anillos	Control de la presión de los flejes de portacarbones	6M a 2A
Anillos	Verificación del estado de limpieza de portacarbones	Q a 3M
Anillos	Verificación de excentricidad de anillos	2A a 4A
Exc. Principal y Piloto	Medida de presión, largo carbones y cambio	M a 6M
Exc. Principal y Piloto	Inspección de vibración de carbones	M a 6M
Exc. Principal y Piloto	Inspección de conmutador, terminales y conexiones	M a 6M
Exc. Principal y Piloto	Inspección de filtros (Exc. Principal) y estado de limpieza en general	M a 6M
Exc. Principal y Piloto	Inspección de conexiones con termovisión	6 M
Exc. Principal y Piloto	Inspección de aislamiento, barnices, amarras, fletas	3A a 5A
Exc. Principal y Piloto	Revisión de terminales, apriete pernos y conexiones	3A a 5A
GIP	Inspección de aislamiento y barnices	3A a 5A
GIP	Verificación de apriete de conexiones	3A a 5A
GIP	Inspección del acoplamiento	3A a 5A
GIP	Verificación auditiva de rodamientos	3A a 5A
GIP	Verificación del apriete de pernos y seguros	3A a 5A

Tabla 4.3.- Actividades de inspecciones y revisiones en el sistema de excitación

4.5.- ENSAYOS DE DIAGNÓSTICO

Se presenta los siguientes cuadros de actividades con el nivel de ensayos de diagnósticos más destacables y comunes, por la información que entregan para dicho diagnóstico; en donde dependiendo de las consideraciones en el punto 4.2, para cada generador se podría seleccionar la frecuencia más convenientes. Las frecuencias pueden ser: A (Anuales), 3A (Cada tres años) ó un intermedio. Es necesario la aplicación de todo el grupo de ensayos, ya que cada tipo de ensayo está orientado a determinados modos de falla y/o partes del generador.

Se puede tener más ensayos, pero no serían relevantes porque la información que entregan es complementaria ó están referidos a modos de falla de baja probabilidad.

4.5.1.- Ensayos de diagnóstico en el alternador

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	FRECUENCIA
Estator	Ensayo de aislamiento y polarización	A a 3A
Estator	Ensayo de salto de tensión hasta 5KV	A a 3A
Estator	Medida capacidad eléctrica por fase	A a 3A
Estator	Prueba tangente delta ó factor de potencia por fase	A a 3A
Estator	Medida resistencia ohmica del bobinado (por fase)	A a 3A
Rotor	Ensayo de aislamiento y polarización	A a 3A
Rotor	Medida de resistencia Ohmica bobinado rotor c/anillos	A a 3A
Rotor	Medida de Capacidad eléctrica c/anillos	A a 3A

Tabla 4.4.- Ensayos de diagnóstico en el alternador

4.5.2.- Ensayos de diagnóstico en el sistema de excitación

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	FRECUENCIA
Anillos	Medida de resistencia de aislamiento	A a 3A
Exc. Principal y piloto	Medida resistencia de aislamiento en armadura	A a 3A
Exc. Principal y piloto	Medida de la resistencia de aislamiento en el campo	A a 3A
GIP	Medida resistencia de aislamiento	A a 3A
GIP	Medida de vibraciones en rodamientos (evaluar)	6M a A

Tabla 4.5.- Ensayos de diagnóstico en el sistema de excitación

4.6.- ACTIVIDADES DE RECUPERACIÓN

Se presenta los siguientes cuadros de actividades con el nivel de recuperación más aplicables y comunes; en donde dependiendo de las consideraciones en el punto 4.2, para cada generador se podría seleccionar la frecuencia más convenientes, y/o condicionados a las actividades de inspección y revisión, es decir con requerimiento. Las frecuencias pueden ser: Q (Quincenales) M (mensuales), 2M (Bimensuales) 3M (Trimestrales), 6M (Cada seis meses), A (Anuales), 2A (Cada dos años), 4A (Cada cuatro años), 5A (Cada cinco años) o CR (Con requerimiento) ó un intermedio en las frecuencias indicadas. **Otras actividades mayores de recuperación deben ser considerados como mantenimiento correctivo.**

4.6.1.- Actividades de recuperación en el alternador

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	FRECUENCIA
Estator	Limpieza cabezales	A a 3A / CR
Estator	Limpieza total	A a 3A / CR
Estator	Retoques y reparaciones en aislamientos y barnices (cabezales)	3A a 5A / CR
Estator	Reparaciones de puentes, amarras y separadores	3A a 5A / CR
Estator	Reapriete de pernos y seguros	3A a 5A / CR
Estator	Retoques y reparaciones en aislamientos y barnices (zona del núcleo)	3A a 5A / CR
Estator	Otras reparaciones del aislamiento según el resultado de inspecciones y controles	3A a 5A / CR
Rotor	Limpieza de cabezales	3A a 5A / CR
Rotor	Limpieza general árbol y chapeado	3A a 5A / CR
Rotor	Revisión y retoque de aislamiento y barnices	3A a 5A / CR
Rotor	Retoques y reparaciones en aislamientos y barnices (cabezales)	3A a 5A / CR
Rotor	Reparaciones de puentes, amarras y separadores	3A a 5A / CR
Rotor	Reapriete de pernos y seguros	3A a 5A / CR
Rotor	Otras reparaciones del aislamiento según el resultado de inspecciones y controles	3A a 5A / CR
Housing	Limpieza general	3M a 1A / CR
Housing	Cambio o reparación de calefactores	3A a 5A / CR
Housing	Limpieza o reparación de terminales de fase y neutro	3A a 5A / CR
Housing	Otras reparaciones del aislamiento según el resultado de inspecciones y controles	3A a 5A / CR

Tabla 4.6.- Actividades de recuperación en el alternador

4.6.2.- Actividades de recuperación en el sistema de excitación

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	FRECUENCIA
Anillos	Limpieza general	Q a 3M / CR
Anillos	Cambio de carbones	Q a 3M / CR
Anillos	Cambio o limpieza de filtros	Q a 3M / CR
Anillos	Cambio de polaridad	3M a 6M / CR
Anillos	Alisado de anillos	CR
Exc. Principal y piloto	Limpieza general housing y cambio de carbones	1M a 6M / CR
Exc. Principal y piloto	Cambio o limpieza de filtros	1M a 6M / CR
Exc. Principal y piloto	Limpieza del conmutador, terminales y conexiones	1M a 6M / CR
Exc. Principal y piloto	Reparación de aislamiento, barnices, amarras, fletas	1A a 3A / CR
Exc. Principal y piloto	Limpieza total del bobinado y otras reparaciones según inspecciones	1A a 3A / CR
GIP	Limpieza general	3A a 5A / CR
GIP	Retoques y reparaciones en aislamientos y barnices	3A a 5A / CR
GIP	Otras reparaciones del aislamiento según el resultado de inspecciones y controles	3A a 5A / CR
GIP	Cambio de rodamientos	CR

Tabla 4.7.- Actividades de recuperación en el sistema de excitación

4.7.- MONITOREO

Se presenta los siguientes cuadros de parámetros a monitorear más destacables y comunes, por la información que entregan para el diagnóstico a tiempo real de los generadores; en donde dependiendo de las consideraciones en el punto 4.2, para cada generador se podría seleccionar los parámetros más convenientes para monitorear.

Se puede tener más parámetros a monitorear, pero en algunos casos no serían relevantes porque la información que entregan es complementaria ó están referidos a modos de falla de baja probabilidad; en otros casos las técnicas y su aplicación están en desarrollo. (Se considera en la parte de mantenimiento de mejora)

Para la efectividad del monitoreo se debe crear las condiciones para el diagnóstico a tiempo real.

4.7.1.- Monitoreos en el alternador

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	IMPORTANCIA
Estator	Medida de temperatura de trabajo en bobinado del estator	Necesario
Rotor	Medida de temperatura de trabajo en el núcleo	Opcional
Estator	Medida temperatura aire frío y caliente	Necesario
Estator /rotor	Medida de vibraciones	Necesario
Estator /rotor	Medida de Corriente del eje	Opcional
Estator	Medida de temperatura agua de refrigeración	Necesario
Rotor	Medida de temperatura de trabajo en bobinado del rotor	Opcional

Tabla 4.8.- Monitoreos en el alternador

4.7.2.- Monitoreo en el sistema de excitación

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	IMPORTANCIA
Anillos	Corriente de fuga (int. de la protección 64 F)	Opcional

Tabla 4.9.- Monitoreo en el sistema de excitación

4.8.- ENSAYOS Y CONTROLES CON REQUERIMIENTO

Se presenta el siguiente cuadro de actividades que su aplicación están condicionados a factores como:

Resultados de las actividades de inspección y revisión.

Resultados de los ensayos de diagnósticos

Sospechas de fallas

Mantenimiento mayor y/o un desmontaje importante

Reparaciones y/o puestas en servicio

Modificaciones y/o mejoras en el Generador

4.8.1.- Ensayos y controles con requerimiento en el alternador

EQUIPO	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	REQUERIMIENTO
Estator	Prueba escalonada de c.c.	Mayor evaluación
Estator	Prueba descargas parciales	Mayor evaluación
Estator	Prueba de efecto corona	Mayor evaluación
Estator	Prueba Hi-Pot por fase (tensión aplicada)	Mayor evaluación
Estator	Ensayo de impulso(c/c entre espiras)	Mayor evaluación
Estator	Resistencia de contacto barra y ranura	Mayor evaluación
Estator	Prueba ELCID (Magnetización del núcleo)	Mayor evaluación
Estator	Prueba del toroide (detección de puntos calientes en el núcleo)	Mayor evaluación
Estator	Medida de entrehierro	Mayor evaluación
Estator	Inspección total de cuñas	Desmontaje de rotor
Estator	Medición de deformación de chapas del núcleo, medida de la flecha	Desmontaje de rotor
Estator	Medida de resistencia de contacto barras y núcleo	Desmontaje de rotor
Estator	Medida de deformación chapas del núcleo	Mayor evaluación
Rotor	Medida caída de tensión por polos con c.a	Mayor evaluación
Rotor	Medida caída de tensión por polos con c.c.	Mayor evaluación
Rotor	Prueba Hi-Pot por fase (tensión aplicada)	Mayor evaluación
Rotor	Surge test (impulso repetitivo)	Mayor evaluación
Rotor	Medida de resistencia de aislamiento barra interior eje	Mayor evaluación
Rotor	Medida de reactancia dinámica	Mayor evaluación
Rotor	Medida de reactancia estática	Mayor evaluación
Rotor	Medida de tangente delta	Mayor evaluación
Exc. Principal	Medida del entrehierro	Mayor evaluación
Exc. Piloto	Medida del entrehierro	Mayor evaluación

Tabla 4.10.- Ensayos y controles con requerimiento en el alternador

4.9.- MANTENIMIENTO CORRECTIVO Y DE MEJORA

4.9.1.- Mantenimiento correctivo

Se ejecuta para reparar o corregir situaciones, no anticipadas o programadas, en un ambiente de emergencia. Al igual que el dedo meñique en la mano humana, este tipo de mantenimiento tiende a ser menor, en la medida en que los mantenimientos de mejora y preventivos – predictivos se fortalecen.

4.9.1.1.- Reparaciones en el estator

Normalmente las reparaciones en el estator implican:

- Búsqueda de la falla y evaluación de la magnitud del mismo
- Evaluación de daños secundarios: núcleo, rotor, etc.
- Retiro de la barra con falla, para lo cual normalmente implica el retiro de otras barras adicionales que dificultarían el trabajo, en algunas máquinas es necesario retirar un polo o el rotor completo. (Actualmente se viene desarrollando la técnica de “cuentear” las bobinas falladas y/o implicadas, lógicamente con las evaluaciones de los desbalances que se originarían.
- Instalación de la barra de repuesto con las pruebas de aislamiento respectivas
- Soldadura en la cabeza de bobina y aislamiento respectivo
- Instalación de amarras, separadores, ect.
- Barnizado y pintado final
- Pruebas durante la instalación y la puesta en servicio.

4.9.1.2.- Reparaciones por falla en los polos del rotor

Ante las fallas en el rotor lo usual es el cambio del polo averiado, que en algunos casos implica el retiro completo del rotor.

Previamente al cambio y finalizado el cambio es necesario realizar las pruebas de verificación respectivas.

4.9.1.3.- Reparaciones en el núcleo estático

Si los corto circuitos son superficiales por vibraciones o golpes durante el reacuñado, se hace en forma mecánica con buril y en forma artesanal se van sacando los corto circuitos hasta que las corrientes bajen a menos de 200 mA, normalmente esta tarea lleva uno o dos días de trabajo.

Si los corto circuitos están debajo de las bobinas, se evalúa el riesgo y se define si hay que sacar las bobina y reparar el núcleo. Estas tareas se realizan con el rotor extraído y si es una máquina hidráulica se debe retirar dos polos consecutivos y hacer girar el rotor durante la inspección con la prueba de magnetización del núcleo, lo cual se detalla en el punto: 4.12.2.6.

En situaciones de indisponibilidades de los generadores conviene hacer un estudio dieléctrico a los aislantes de la máquina normalmente implica: tangente delta, descargas parciales, energía de las descargas y ubicación física por ultrasonido de las descargas para su reparación, se entiende que esto es para máquinas mayores de 6,6 kV.

4.9.2.- Mantenimiento de mejora

Se ejecuta para reducir o eliminar la necesidad o el alcance de cualquier otro tipo de mantenimiento.

Es como el dedo pulgar en la mano, el más valioso de todos los tipos de mantenimiento; ya que a través de la mejora se está optimizando el mantenimiento Preventivo – Predictivo y reduciendo el mantenimiento correctivo.

Un ejemplo de la mejora es la implementación de sensores y/o dispositivos de monitoreos para modos de fallos no atendidos.

Se puede considerar también dentro de este grupo, los ensayos e inspecciones en desarrollo y/o de aplicación reducida, las modificaciones y/o rediseños, fabricación y/o desarrollo de equipamientos para monitoreos, etc.

EQUIPO	ACTIVIDADES	CATEGORÍA
Generador	Observaciones con baroscopio	Inspecciones y controles
Generador	Monitoreo en Línea de descargas parciales	Monitoreo
Generador	Análisis de voltaje de eje	Monitoreo
Generador	Análisis de voltaje de neutro (desbalance electromagnético)	Monitoreo
Generador	Inspección filtraciones de agua	Monitoreo
Generador	Inspección de terminales de salida y neutro con termografía	Inspecciones y controles
Estator	Bobina exploradora montada en estator	Ensayo
Estator	Medida dilatación bobina respecto a ranura	Ensayo
Estator	Monitoreo de vibración, desplazamiento de bobinas	Monitoreo
Estator	Monitoreo de la longitud del entrecierro	Monitoreo
Estator	Monitoreo de flujo magnético	Monitoreo
Rotor	Resistencias ohmicas de conexiones en rotor	Ensayo
Anillos	Monitoreo de longitud de carbones	Monitoreo
Anillos	Monitoreo de temperatura en zona de anillos	Monitoreo

Tabla: 4.11.- Actividades de mantenimiento de mejora y/o en desarrollo

4.10.- RESUMEN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO EN GENERADORES

Según las descripciones anteriores, sería necesario la creación de planes y programas de mantenimiento para cada tipo de actividad de mantenimiento, de acuerdo a lo indicado en el cuadro siguiente:

TIPO DE MANTENIMIENTO	ACTIVIDADES	CONSIDERACIONES
Mantenimiento Preventivo Predictivo	Programa de inspecciones y revisiones	Definición de formatos o protocolos y selección de actividades de acuerdo al cuadro del la parte 5.4
	Programa de ensayos de diagnóstico	Aplicación del listado de ensayos según lo indicado en la parte 5.5.
	Programas de actividades de Recuperación	Definir actividades con frecuencia y las que son con requerimiento, asimismo preparar las instrucciones
	Monitoreos	Definir los parámetros a monitorear, crear las condiciones para el diagnóstico a tiempo real y evaluar técnicas en desarrollo
	Gestión de ensayos y controles con requerimiento	Tener en cartera la aplicación de dichos ensayos, definir las instrucciones.
Mantenimiento Correctivo	Gestión de reparaciones post falla	Preparación de planes de contingencia e instrucciones
Mantenimiento de Mejora	Gestión de mejoras en mantenimiento	Crear las condiciones para el desarrollo de este tipo de mantenimiento.

Tabla 4.12.- Resumen del plan de mantenimiento en generadores

Programa de ensayos de diagnóstico.- Este la parte más importante del mantenimiento preventivo – predictivo para realizar un diagnóstico del estado del generador. El ensayo de saltos de tensión reemplaza a la prueba destructiva de “tensión escalonada en corriente continua”, este ensayo nos indica el grado de envejecimiento del aislamiento.

4.11.- VISIÓN DEL FUTURO DE MANTENIMIENTO DE GENERADORES

A fin de contribuir al incremento de la confiabilidad y continuidad del servicio de los generadores se está buscando la optimización del diagnóstico de generadores, lo cual está obligando a la utilización de filosofías y técnicas para la implementación del mantenimiento como el RCM, Mantenimiento Predictivo, Sistemas de monitoreos, dispositivos para control y supervisión, etc.

La necesidad de tomar acciones en base a las condiciones reales del equipo está permitiendo el desarrollo de sistemas expertos de monitoreos y diagnóstico en línea, con controles de: Temperaturas, vibraciones, filtraciones, descargas parciales, bobina exploradora para detección de cortocircuitos en el rotor, voltajes y corrientes de flecha, tensiones y corrientes de neutro (desbalance electromagnéticos, etc.); pero lógicamente aún son de costos elevados.

Sin embargo ya están en cartera los proyectos de telecontrol de centrales hidroeléctricas, con las centrales totalmente desatendidas en sitio. Desde el centro de control remoto se realizaría la supervisión, control y mando de un grupo de centrales. El sistema de control muy aparte del monitoreo básicos de parámetros de funcionamiento, incluiría mayores dispositivos de control, supervisión y los sistemas expertos de monitores y diagnóstico en líneas para generadores; lo cual originaría una reducción considerable de las actividades de mantenimiento.

4.12.- DESCRIPCIÓN DE LOS ENSAYOS Y PRUEBAS PRINCIPALES

4.12.1- Ensayos al estator

4.12.1.1.- Ensayo de polarización

Objetivo:

Obtener una medida que refleje el grado de contaminación y humedad interna de los devanados estáticos en Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Descripción:

El ensayo consiste en la aplicación de voltaje continuo al devanado del estator. El ensayo puede ser aplicado en forma independiente sobre cada fase o de manera simultánea sobre todas.

La magnitud del voltaje de ensayo puede estar entre 500 V DC y 5 kV DC. Se debe medir la resistencia a los 30 segundos, al minuto y a los diez minutos de aplicado el voltaje. Los parámetros determinados son:

- **Índice de Polarización (I. P)**

Es la razón entre la resistencia obtenida a los diez minutos de iniciado el ensayo.

$$I.P. = \frac{R_{10 \text{ Min}}}{R_{1 \text{ Min}}}$$

- **Factor de absorción Dieléctrica (F.A.D.)**

Es la razón entre la resistencia obtenida al minuto y a los 30 segundos de iniciado el ensayo:

$$F.A.D. = \frac{R_{1 \text{ Min}}}{R_{30 \text{ s}}}$$

- **Constante de Tiempo (C.T.)**

Es el producto de la capacitancia geométrica en μF y el valor de la resistencia referida a 40°C determinada en el ensayo de resistencia de aislamiento, su valor se expresa en segundos. La C. T. se relaciona con la rapidez de crecimiento de la resistencia de aislamiento o sea la capacidad de polarización del dieléctrico.

$$C.T. = C \cdot R_c$$

Donde:

C.T. : Constante de tiempo (seg.)

C : Capacidad geométrica (μF)

R_c : Resistencia de aislamiento al minuto de ensayo en Mega Ohm ($\text{M}\Omega$)

Interpretación de resultados:

Un I.P. cercano a 1 indica un dieléctrico que puede tener un aislamiento muy débil y/o una fuerte contaminación superficial.

Recomendaciones:

- Para no incidir errores en la interpretación de los valores obtenidos, se recomienda hacer las mediciones a una temperatura no superior a 40°C .
- La superficie del dieléctrico del devanado bajo prueba debe estar limpia y seca.
- El estator debe estar descargado, debiendo hacer estado conectado a tierra, previa la realización de la prueba, por un período suficientemente largo (15 minutos mínimo)

- La temperatura existente en el aislamiento al momento de ejecutar la prueba debe ser mayor a la temperatura de condensación del agua (dew point o punto de rocío).
- Para una adecuada comparación de los resultados obtenidos se debe llevar registro de la temperatura ambiente, la temperatura de los devanados y de la humedad ambiental.

Periodicidad:

Se recomienda realizar este ensayo cada 2 años para Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Norma de referencia: estándar IEEE número 43.

Instrumentos utilizado: Megóhmetro

Valores de referencia: Ver tablas

I.P.	Estado del aislante
I.P. < 1.5.	Humedad profunda o contaminación superficial.
1.5. < I.P. < 2.5.	Húmedo y sucio
2.5. < I.P. < 4	Seco y limpio
I.P. > 4	Seco y muy limpio

Tabla 4.13.- Estándares para el Índice de

F.A.D.	Estado del Aislante
F.A.D. < 1	Peligroso
1.1.< FAD < 1.25	Cuestionable
1.25 < FAD < 1.4.	Aceptable
1.4 < FAD < 1.6.	Bueno
FAD > 1.6	Muy Bueno

Tabla 4.14.- Estándares para el Factor de Absorción Dieléctrica

C..T.	Estado del Aislante
C.T. < 400	Humedad profunda o contaminación superficial.
400 < C.T. < 1000	Húmedo y sucio
1000 < C.T. < 2000	Seco y limpio
C.T. > 2000	Seco y muy limpio

Tabla 4.15.- Estándares para la Constante de Tiempo

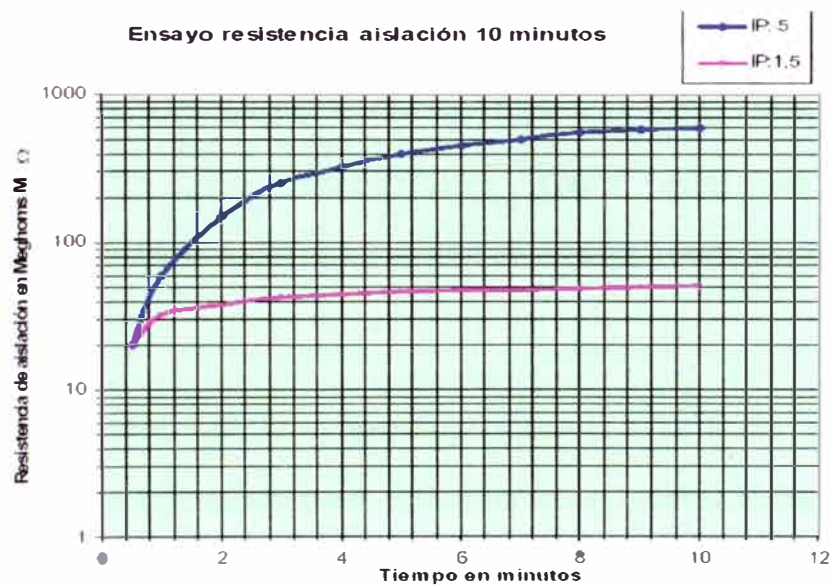


Fig. 4.8.- Ensayo de Polarización: 10

Medición de aislación con Meguer tiempo corto

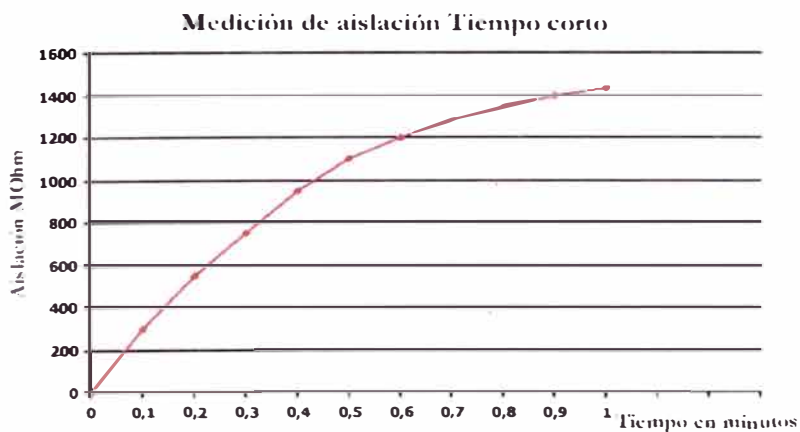


Fig. 4.9.- Medición de aislamiento en tiempo corto

4.12.1.2.- Medición de la resistencia de aislamiento

Objetivo:

Obtener la resistencia entre los devanados estáticos de las fases y/o entre el devanado de una fase y tierra en Hidrogeneradores y turbogeneradores.

Descripción:

Se aplica un escalón de voltaje continuo sobre el devanado de estator y se mide la resistencia entre la fase y la tierra. El ensayo puede ser aplicado en forma independiente sobre cada fase o de manera simultánea sobre todas. La Tensión de ensayo puede ser fijada entre 500 V DC y 5 kV DC

Debido al efecto de la temperatura sobre la resistencia medida, se utiliza un factor de corrección para referir su valor, medido al minuto de ensayo, a la temperatura de 40°C.

El parámetro obtenido en el ensayo es la Resistencia de aislamiento (R_c):

Corresponde a la resistencia observada al minuto de iniciado el test, siendo referida a 40°C. su valor se expresa en megaohm.

$$R_c = K_t \cdot R_t$$

R_c : Resistencia de aislamiento ($M\Omega$)

K_t : Factor de corrección.

R_t : Resistencia obtenida ($M\Omega$)

K_t es el factor de corrección de la resistencia, el cual se introduce ya que varía de manera inversa con la temperatura.

Interpretación de resultados :

La curva de resistencia de aislamiento vs. Tiempo es creciente. En caso de un estado dieléctrico de devanado en buenas condiciones, se alza un valor fijo en aproximadamente de 10 a 15 minutos.

Recomendaciones:

- La superficie del dieléctrico debe estar limpia y seca.
- El estator debe estar descargado, estado conectado a tierra, previo el ensayo, por un período suficientemente largo (15 minutos mínimo)
- La temperatura existente en el dieléctrico debe ser mayor a la temperatura de condensación del agua (dew point o punto de rocío).
- Se debe llevar registro de la temperatura ambiente, la temperatura de los devanados y de la humedad relativa.

Periodicidad:

Se recomienda realizar este ensayo cada 2 años para Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Norma de referencia: Estándar IEEE. Número 43

Instrumento utilizado: Megóhmetro.

Valores de referencia: Normalmente, el valor de la resistencia de aislamiento debe ser mayor a 100 (M Ω).

El valor mínimo de la resistencia de aislamiento recomendado esta dada por:

$$R_c = kV + 1$$

Donde:

R_c = Resistencia de aislamiento mínima expresada en $M\Omega$ y referida a 40 °C.

kV = Voltaje de operación de la máquina.

4.12.1.3.- Medición de la resistencia ohmica por fase

Objetivo:

Determinar la resistencia equivalente ohmica por devanado estático de fase en Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Descripción:

Se aplica una tensión continua de ensayo cuya magnitud se fija entre 12 V DC y 24 V DC, a cada devanado de fase por separado y se mide la resistencia en cada enrollado en mili ohm ($m\Omega$).

La resistencia del devanado de fase debe ser medida a través de un puente Kelvin o a través de una fuente y resistencia en serie con el bobinado.

Se puede extrapolar el valor de la resistencia ohmica a una temperatura distinta a la temperatura a la que se realizó el ensayo según formula:

$$R_s = R_t \left(\frac{t_s + k}{t + k} \right)$$

Donde:

- R_s : Resistencia ohmica en “ $m\Omega$ ” del devanado a la temperatura t_s .

- t_s : Temperatura en °C a la cual la resistencia ohmica es igual a la R_s .
- R_t : resistencia ohmica en “mΩ” medida en el ensayo.
- t_t : temperatura en °C a la cual se efectuó el ensayo y se midió R_t .
- k: Constante característica del material conductor del enrollado.
(k= 234,5 para cobre y k = 225 para aleación aluminio cobre).

Interpretación de resultados:

Una reducción del valor de la resistencia ohmica de devanado a lo largo de sucesivos ensayos, puede corresponder a un cortocircuito entre espiras, conexiones erróneas, falta de contacto eléctrico por malas soldaduras, etc.

Recomendaciones:

- Se debe registrar la temperatura (°C) del devanado bajo ensayo, el cual debe estar a ambiente.

Periodicidad:

Se recomienda realizar ensayo cada dos años para Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Norma de referencia: Estándar IEEE 118.

Instrumento utilizado: Puente de kelvin o equivalente.

Valores de Referencia : Valores de resistencias menores a 5 (Ω).

4.12.1.4.- Prueba de factor de potencia o Tangente Delta

Objetivo:

Determinar las pérdidas dieléctricas de los aislantes en los devanados de estator en Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Descripción:

El ensayo consiste en la aplicación de una tensión alterna con magnitud creciente entre las bobinas del estator y tierra. A medida que el voltaje aumenta, se debe ir registrando la tangente delta del dieléctrico, obteniéndose las curvas de tangente delta vs. Voltaje y su curva de variación en cada tramo (tip – up), la capacidad eléctrica de las bobinas bajo ensayo vs. El voltaje de prueba y su curva de variación.

La curva de tangente delta ($\tan \delta$) presente una característica creciente, producto de la ionización del aislante y de las cavidades internas, siendo estas las que explican el fenómeno que genera una mayor conductividad del aislante.

Se energiza inicialmente a un valor del 20% de la tensión nominal, y se aumenta a intervalos del 20% hasta llegar a un 100% dicha tensión. Comúnmente, lo anterior se realiza con escalones desde 2 kV hasta 10kV en AC.

Interpretación de Resultados:

Un incremento fuerte en la curva de $\tan \delta$ o en la curva de la variación de la $\tan \delta$ a medida que se aumenta la tensión de ensayo, puede eventualmente corresponder a un deterioro del aislante, como consecuencia de un aumento en la densidad de cavidades.

Recomendaciones:

- Realizar previamente el ensayo de la polarización.

- El punto de conexión de las bobinas a la tensión de prueba debe presentar bajas pérdidas por efecto corona.
- La condición de humedad o contaminación ya sea superficial o interna del aislante, pueden afectar la confiabilidad de los resultados obtenidos.

Periodicidad:

Se recomienda realizar este ensayo cada 2 años para Turbogeneradores y cada 3 años para Hidrogeneradores.

Norma de referencia:

Estándar IEEE número 286

Estándar IEC número 894

Instrumento utilizado: Puente de Schering o equivalente.

Valores de referencia: El factor de potencia para 10 kV AC no debe ser superior a 5%

4.12.2.- Ensayos con requerimiento al estator

4.12.2.1.- Ensayo de impulso

Objetivo:

Obtener una medición que refleje la calidad del aislante existente en los enrollados estáticos en Hidrogeneradores y Turbogeneradores. En especial, sirve para detectar corto circuito entre espiras de una misma rama, fase, bobinas, etc.

Descripción.

El ensayo consiste en la aplicación de un tren de impulsos sobre las bobinas del estator, observando la forma de onda de la respuesta que se genera. Se espera que presente oscilaciones decrecientes, lo que se

apoya en la presencia de una inductancia por parte de los devanados y una capacitancia entregada por el equipo de prueba.

Interpretación de resultados:

El ensayo entrega formas de onda que se comparan con una curva patrón de referencia, escogiendo por el resultado en una de las fases que se encuentra sin anomalía y /o fallas.

Recomendaciones:

- Realiza previamente el ensayo de polarización.

Norma de referencia: Estándar IEEE. Número 522.

Instrumento utilizado: Generador de impulso y osciloscopio.

Valores de referencia: por comparación y superposición de curvas.

4.12.2.2.- Prueba de tensión escalonada de DC

Objetivo:

Verificar el nivel de aislamiento, con una prueba restrictiva que permite establecer que si el bobinado estático puede ser energizado a la tensión de servicio. En particular después de mantenimientos mayores relevantes (sobre 30 días) donde se han previsto mejoras, reparaciones, tanto en el Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Descripción:

El ensayo consiste en la aplicación de un escalón de c.c. normalmente de un 30% de la magnitud del voltaje nominal, que se mantiene constante durante los primeros 10 minutos de ensayo. Al finalizar dicho tiempo se aplican escalones de magnitud creciente y de duración progresivamente más corta hasta el final del ensayo y que cuya magnitud puede llegar

hasta un 77% del voltaje nominal. Se grafican las curvas de corrientes de conducción vs. Tensión de ensayo.

Los parámetros obtenidos son:

- **Corrientes de conducción (I_c)**

Valor al que converge la corriente neta que circula por el aislante. Se obtiene a partir de la corriente observada al minuto, a los 3,16 minutos y a los 10 minutos de iniciado el ensayo.

$$I_c = \frac{I_{1Min} \cdot I_{10Min} - I_{3.16Min}^2}{I_{1Min} + I_{10Min} - 2 \cdot I_{3.16Min}} \quad [\mu A]$$

- **Corrientes de conducción reducida (I_{C-RED})**

Es la razón entre la corriente de conducción y el producto de la capacitancia y el voltaje aplicado durante el ensayo de polarización (kV DC)

$$I_{C-RED} = \frac{I_c}{C \cdot V} \quad \left[\frac{\mu A}{V \cdot V} \right]$$

- **Corriente de Absorción al minuto (I_{A-1M})**

Es la diferencia entre la corriente observada al minuto de iniciado el ensayo y la corriente de conducción.

$$I_{A-1M} = I_{1Min} - I_c \quad [\mu A]$$

- **Corriente de absorción reducida al minuto ($I_{A-RED 1M}$)**

Es la razón entre la corriente de absorción al minuto y el producto de la capacitancia y el voltaje aplicado durante el ensayo de polarización, referida a los 20 °C, utilizando un factor de corrección.

$$I_{.1-RED 1M} = \frac{K_{20^{\circ}C} \cdot I_{A-1 Min}}{C \cdot V} \quad \left[\frac{mA}{V \cdot F} \right]$$

- **Corriente de Almacenamiento o coeficiente de campo (n):**

Es una constante característica de cada máquina, dependiente de factores constructivos.

$$n = -\log \left(\frac{I_{10 Min} - I_C}{I_{1 Min} - I_C} \right)$$

- **Error a la Ley de Ohm (e) :**

Es la variación de la pendiente observada en la curva de corriente v.s. voltaje, indicando el nivel de ionización alcanzado por el aislante:

$$e = \frac{\frac{\Delta I}{\Delta V} \text{ (escalón inicial)}}{\frac{\Delta I}{\Delta V} \text{ (escalón final)}}$$

Interpretación de resultados:

Es un bobinado en buenas condiciones, las curvas de corrientes de conducción y de corriente de conducción reducida al minuto vs. Tensión aplicada son curvas creciente sin variaciones bruscas de su pendiente.

Los mediciones de ensayo están sujetas a valores de e (Error a la Ley de Ohm) que aseguren no estar en una condición cercana a la falla o ruptura del aislante. Si $e \geq 5$ se suspende el ensayo.

Recomendaciones:

- Realizar previamente el ensayo de polarización.
- El punto de conexión de las bobinas a la tensión de prueba debe presentar bajas pérdidas por efecto corona.
- El estator debe ser puesto a tierra a finalizar el ensayo por un período suficientemente largo (30 minutos mínimo), para atenuar la carga residual presente en los devanados productos de las altas tensiones utilizadas.
- Las fases deben ser conectadas por sus dos terminales. Si esto no es posible, la conexión puede ser realizar por cualquier extremo de la fase en prueba.

Norma de referencia: Estándar IEEE número 95

Instrumento utilizado: Megóhmetro

4.12.2.3.- Prueba de salto de tensión

Objetivo:

Determinar el nivel de aislamiento comprobado la linealidad de la Ley de Ohm en dieléctrico de Hidrogeneradores y turbogeneradores.

Descripción :

Se aplican sucesivos escalones de voltaje continuo de un minuto de duración y magnitud creciente sobre el devanado de estator, se mide la resistencia entre estator y tierra cada 25 segundos.

Normalmente la tensión de ensayo inicial es 1 kV DC y alcanza un valor de 5 kV DC al final del tiempo de ensayo (normalmente 5 minutos). Se mide, adicionalmente, la capacidad eléctrica de la fase en ensayo (μF).

El ensayo puede ser aplicado en forma independiente sobre cada fase o de manera simultánea sobre todas. Se grafica resistencia de aislamiento ($\text{M}\Omega$) vs. Tiempo (min).

Debido al efecto de la temperatura sobre la resistencia medida, se utiliza un factor de corrección para referir su valor a la temperatura de 40 °C.

La tensión de prueba en la práctica puede llegar hasta los 10 kV DC.

Interpretación de resultados:

Para aislante en malas condiciones o con una lata contaminación, la curva graficada en escala logarítmica no sigue el comportamiento esperado de diente de sierra creciente para una resistencia que cumple la Ley de Ohm, ya que presenta pendientes pronunciadas que varía en forma creciente entre cada salto de tensión.

Recomendaciones:

- La superficie del dieléctrico debe estar limpia y seca.
- El estator debe estar descargado, estado conectado a tierra, previo el ensayo, por un período suficientemente largo (15 minutos mínimo).
- La temperatura existente en el dieléctrico debe ser mayor a la temperatura de condensación del agua. (dew point o punto de rocío)
- Se debe llevar registro de la temperatura ambiente, la temperatura de los devanados y de la humedad relativa.

Norma de referencia: Estándar IEEE 118

Instrumento utilizado: Megóhmetro.

Valores de referencia: Resistencia de aislamiento a 600 [M Ω] para tensión de ensayo de 5 kV DC.

4.12.2.4.- Pruebas de descargas parciales

Objetivo:

Determinar la magnitud relativa y localización de descargas parciales internas en dieléctricos de hidrogenadores y turbogeneradores.

Descripción:

Se aplica a la fase de ensayo una tensión en AC a voltaje y frecuencia nominal. Al variar la magnitud de la tensión de ensayo, debido a la presencia de descargas parciales, se generan pulsos de voltaje en una impedancia de medida que son visualizados en un osciloscopio.

Se mide la tensión de encendido (Tensión de ensayo de menor magnitud a la cual se observan las descargas parciales en el dieléctrico), de apagado (Tensión de mayor magnitud a la cual aún son observadas las descargas parciales cuando estas ya se han presentando en el dieléctrico y la tensión de ensayo va disminuyendo) y las descargas parciales para valores crecientes de tensión de ensayo, normalmente al 20, 40 y 60 % de la tensión nominal. Las descargas parciales son medidas como pulsos de voltajes, cuyo valor es convertido a nano. Coulomb por medio de una calibración del instrumento de medida. Se registra la temperatura ambiente y de la fases ($^{\circ}$ C) en ensayo.

Para el análisis de resultados, se grafica las descargas parciales vs. Tensión de ensayo y la amplitud de las descargas vs. Tiempo (milisegundos) con referencia a la onda de tensión de ensayo.

Interpretación de resultados:

Se compara la magnitud máxima del peca de las descargas parciales y la concentración entorno al peca en un tiempo de 1 ciclo, para cada una de las fases bajo ensayo. Se analiza los resultados históricos de descargas parciales y sus tendencias.

Los resultados deben ser contrastados con los ensayos de la Tangente delta y de energía de descargas parciales, siendo complementarios para el diagnóstico del aislante.

El ensayo que muestra una baja concentración de valores altos entorno a su valor peca máximo de descargas parciales y de mayor magnitud respecto a las otras fases; puede indicar eventualmente, que la fase en ensayo esta en mayor riesgo de falla, en comparación a las que presentan una mayor concentración de valores altos entorno a su máxima descarga parcial.

Recomendaciones:

- La superficie del dieléctrico aislante del devanado bajo prueba debe estar limpia y seca.
- Los elementos del circuito de medida deben ser calibrados tal que las descargas parciales del dieléctrico no sean cortocircuitas por la fuente de tensión, ni que las componentes del circuito produzcan interferencias en las medidas.

Norma de referencia: Estándar EIC 270.

Instrumento utilizado: Osciloscopio.

Valores de referencia: Depende de los valores patrones entregados por cada fabricante de dieléctricos.

4.12.2.5.- Prueba de efecto corona

Objetivo:

Determinar la magnitud relativa y localización de la ionización del efecto corona, que puede afectar al devanado estático de Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Descripción:

El efecto de corona se puede presentar en forma de ionización superficial en las cabezas de las bobinas y/o ionización de cavidades en pared internas del dieléctrico en Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

La ionización superficial en las cabezas de las bobinas se puede detectar usando su característica lumínica por medio de energización a oscuras, o midiendo las descargas parciales ocupando ultrasonido.

El efecto corona interno provoca el deterioro y desgaste de la pared interna del dieléctrico, lo que con lleva la aparición de polvo blanco alrededor de la barra.

Para comprobar la ocurrencia de este fenómeno se lleva a cabo el ensayo de descargas parciales y se mide la energía perdida, la que para el caso de corona interno es de menor magnitud que en una perforación dieléctrica.

El ensayo considera los siguientes elementos:

- Fuente de tensión que energice el devanado estático a voltaje fase neutro nominal y frecuencia de operación.
- Antena parabólica de ultrasonido o equipamiento de sonda de prueba para efecto corona interno.
- Circuito de filtro y amplificación de la señal proveniente de la antena parabólica, que entrega un indicador medible del efecto y su criticidad.

Interpretación de resultados:

La presencia del efecto corona en devanado estático indica pérdida de energía a través del dieléctrico.

Para minimizar el efecto, en caso de ser superficial se limpia el área afectada o se restaura el barniz semiconductor en la bobina afectada.

Recomendaciones:

- La prueba de efecto corona se efectúa en mantenimientos mayores de las unidades a consecuencia de resultados desfavorables de tangente delta y/o descargas parciales, o cuando se encuentren elementos característicos de inspección que hayan sospechar la presencia del efecto.

Norma de referencia: Estándar IEEE 56.

Instrumento utilizado: Antena de ultrasonido, sonda de prueba.

Valores de referencia: No definidos.

4.12.2.6.- Prueba ELCID (Magnetización del Núcleo)

Objetivo:

Detectar fallas de aislamiento entre láminas de núcleo estático a consecuencia de probables fallas internas en el circuito magnético,

detectado en inspecciones y/o sospechas fundadas; en hidrogeneradores y turbogeneradores.

Descripción:

Se genera un 4% del flujo de operación normal en el núcleo del estator, por medio de una bobina de excitación con una corriente de referencia cercana a 10 A.

A través de un sensor Chattock, que es desplazado a lo largo de todas las ranuras estáticas, y un equipo amplificado y detector de fase de la señal del sensor, se mide las corrientes de fuga provocadas por fallas del aislamiento en la superficie o en láminas internas de núcleo.

Para cada ranura, se grafica la corriente de fuga vs. Distancia a lo largo de la ranura.

Interpretación de resultados:

Se analiza la forma de la curva que caracteriza la falla del aislamiento provocada por la corriente de fuga, además de su magnitud y ubicación.

La curva característica de una falla del aislamiento se presenta como un peak de corriente de fuga de 20 a 30 mm de ancho.

Recomendaciones:

- De ser necesario realizar un ensayo de alta inducción (método clásico), para verificar el nivel de aislamiento de las láminas estáticas se recomienda realizar con anterioridad el ensayo ELCID.
- La superficie del estator debe estar sin contaminación que pueda afectar la fiabilidad de las conclusiones del ensayo.

Norma de referencia: Sin referencia.

Instrumento utilizado: Sensor Chattock, equipo detector de corrientes de fuga estática.

Valores de referencia: Sobre 100 mA de corriente de fuga, puede indicar falla de aislamiento en láminas o en la superficie estática.

4.12.2.7.- Resistencia de contacto o barra ranura

Objetivo:

Verificar el estado interno del aislante superficial del devanado estático en Hidrogeneradores y turbogeneradores.

Descripción:

Se mide la resistencia Ohmica entre la cara exterior del aislante de barra y la pared de la ranura estática respectiva.

Se gráfica la resistencia de contacto vs. Número de ranura.

En caso de indicio de descarga parcial en una ranura específica, se mide la resistencia de contacto a lo largo de la ranura, graficando las medidas obtenidas de vs. Distancia

Interpretación de resultados:

Un aumento de la resistencia de contacto puede indicar un deterioro de aislante superficial debido a descargas parciales y/o desgastes mecánico debido a vibración de barra en el interior del interior de la respectiva ranura estática.

Recomendaciones:

- Los resultados de ensayo deben ser complementados con medidas de descargas parciales en ranuras estáticas

Norma de referencia: Sin referencia.

Instrumento utilizado: Ohmetro.

Valores de referencia: Un valor máximo admisible de contacto debe ser igual o menor a 5 kΩ

4.12.3.- Ensayos al rotor

4.12.3.1.- Ensayo de polarización

Objetivo:

Obtener una medida que refleje el grado de contaminación y humedad interna del enrollado rotórico en Hidrogeneradores y Turbogeneradores

Descripción:

El ensayo consiste en la aplicación de voltaje continuo enrollado rotórico. La magnitud del voltaje de ensayo es del orden de 500 V DC.

Se mide la resistencia a los 30s, al minuto y a los 10 minutos aplicado el voltaje. Los parámetros determinados son independientes de las características geométricas y estructurales del devanado.

Los parámetros obtenidos en el ensayo son:

- **Índice de Polarización (I.P.)**

Es la razón entre la resistencia obtenida a los 10 minutos y la obtenida al minuto hincado el ensayo.

$$I.P. = \frac{R_{10 Min}}{R_{1 Min}}$$

- **Factor de Absorción dieléctrica (F.A.D.)**

Es la razón entre la resistencia obtenida al minuto y a los 30 segundos de iniciado el ensayo.

$$F.A.D. = \frac{R_{1Min}}{R_{30s}}$$

Interpretación de resultados:

Un I.P. cercano a uno indica un enrollado que puede tener un aislamiento débil y/o una fuerte contaminación superficial.

Recomendaciones:

- Para no inducir errores en la interpretación obtenidos, se recomienda hacer las mediciones a una temperatura no superior a 40° C.
- La superficie del enrollado en prueba debe estar limpia y seca.
- El rotor debe ser descargado, debiendo a ver estado conectado a la tierra, previa la realización de la prueba, por un período suficientemente largo.
- La temperatura existente en el aislamiento al momento de ejecutar la prueba debe ser mayor a la temperatura de condensación del agua. (dew point o punto de rocío).
- Para una adecuada comparación de los resultados obtenidos se debe llevar registro de la temperatura ambiente, la temperatura de los devanados y de la humedad ambiental.

Periodicidad:

Se recomienda realizar este ensayo cada 2 años para Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Norma de referencia: Estándar IEEE número 43

Instrumento utilizado: Meghómetro

Valores de referencia: ver tablas.

I.P.	Estado del aislante
I.P. < 1	Humedad profunda o contaminación superficial.
1 < I.P. < 2.5.	Húmedo y sucio
2.5. < I.P. < 4	Seco y limpio
I.P. > 4	Seco y muy limpio

Tabla 4.16.- Estándares para el Índice de Polarización en Rotor

F.A.D.	Estado del Aislante
F.A.D. < 1	Peligroso
1.1.< FAD < 1.25	Cuestionable
1.25 < FAD < 1.4.	Aceptable
1.4 < FAD < 1.6.	Bueno
FAD > 1.6	Muy Bueno

Tabla 4.17.- Estándares para el Factor de Absorción Dieléctrica. Rotor

4.12.3.2.- Medición de la resistencia de aislamiento

Objetivo:

Obtener la resistencia de aislamiento entre bobinado rotórico y tierra en Hidrogeneradores y turbogeneradores.

Descripción:

Se aplica un escalón de voltaje continuo sobre el enrollado rotórico y se mide la resistencia contra tierra. Normalmente la tensión de ensayo es del orden de 500 V DC.

Debido al efecto de la temperatura sobre la resistencia medida se utiliza un factor de corrección para referir su valor, medido al minuto de ensayo, a la temperatura de 40 °C.

El parámetro obtenido en el ensayo es:

- **Resistencia de aislamiento (R_c):**

Corresponde a la resistencia observada al minuto iniciado el test, siendo referida a 40° C su valor se expresa en MΩ.

$$R_c = K_t \cdot R_t$$

R_c :Resistencia de aislamiento (MΩ)

K_t :Factor de corrección.

R_t :Resistencia obtenida (MΩ)

K_t es el factor de corrección de la resistencia, el cual se introduce ya que varía de manera inversa con la temperatura.

Interpretación de resultados:

La curva de resistencia de aislamiento Vs. Tiempo es creciente. En caso de un aislamiento en buenas condiciones, se alcanza un valor fijo en aproximadamente de 10 a 15 minutos.

Recomendaciones:

- La superficie del enrollado debe estar limpia y seca.
- El rotor debe estar descargado, estado conectado a tierra previo el ensayo, por un período suficientemente largo (15 minutos mínimo).
- La Temperatura existente en el dieléctrico debe ser mayor a la temperatura de condensación del agua (Dew point o punto de rocío).
- Se debe llevar registro de la temperatura ambiente, la temperatura de los devanados y de la humedad relativa.

Periodicidad:

Se recomienda realizar este ensayo cada 2 años para hidrogeneradores y turbogeneradores.

Norma de referencia: Estándar IEEE número 43

Instrumento utilizado: Meghómetro

Valores de referencia: Normalmente, el valor de la resistencia de aislamiento debe ser mayor a 100 [MΩ].

El valor mínimo de la resistencia de aislamiento recomendado esta dado por:

$$R_c = kV + 1$$

Donde:

R_c = Resistencia de aislamiento mínima expresada en MΩ y referida a 40 °C.

kV = Voltaje de operación de la máquina.

4.12.3.2.- Medición de la resistencia ohmica del rotor con anillos

Objetivo:

Determinar la resistencia ohmica del enrollado rotórico de Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Descripción:

Se aplica una tensión continua cuya magnitud se fijan entre doce V DC y 24 V DC. a una resistencia variable conectada en serie con anillos colectores del enrollado rotórico.

Se mide la caída de tensión en los anillos colectores y la corriente de ensayo; la resistencia del enrollado rotórico se obtiene mediante cociente

de la tensión en anillos colectores y la corriente de ensayo. Se grafica la resistencia vs. Corriente de ensayo para un rango del orden de 100 a 300 A, midiéndose la resistencia del enrollado rotórico en $m\Omega$.

Interpretación de resultados:

Una reducción del valor de la resistencia a lo largo de los sucesivos ensayos, puede corresponder a un cortocircuito entre enrollados de distintos polos, la falta de contacto eléctrico por malas soldaduras, etc.

Recomendaciones:

Se debe registrar la temperatura ($^{\circ}C$) del enrollado.

Periodicidad:

Se recomienda realizar este ensayo cada 2 años para Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Norma de referencia: Estándar IEEE 118

Instrumento utilizado: Medidores de voltaje y corriente.

Valores de referencia: Resistencia del orden de 10 a 20 $m\Omega$.

4.12.4.- Ensayos en el rotor con requerimiento

4.12.4.1.- Surge tester (Impulso Repetitivo)

Objetivo:

Obtener una medida de aislamiento entre espiras de los polos del rotor en Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Descripción:

El ensayo consiste en la aplicación de un tren de impulsos a los polos del rotor, observando en un osciloscopio, la forma de onda de la respuesta que se genera. Se espera que presente oscilaciones decrecientes, lo que se

apoya en la presencia de una inductancia por parte de los devanados y una capacitancia entregada por el equipo de prueba.

Las conclusiones se obtienen comparando las formas de onda resultantes al aplicar el ensayo a al menos dos bobinas teniendo las dos puntas de pruebas que energizan las bobinas respectivas un mismo punto común de referencia.

Interpretación de resultados:

Si en el osciloscopio aparecen juntas y estables las formas de onda de las bobinas comparadas, el nivel de aislamiento entre dichas bobinas es aceptable. Por el contrario, si las formas de onda aparecen estables o desfasadas pueden indicar corto circuito entre bobinas.

Recomendaciones:

- Realizar previamente el ensayo de polarización.
- En caso de sospecha de corto circuito, se puede utilizar un miliohmmetro para comprobar si la causa son conexiones defectuosas soldadas.

Norma de referencia: Estándar IEEE número 522

Instrumento utilizado: generador de impulso o instrumento Baker y osciloscopio.

Valores de referencia: por comparación y superposición de curvas.

4.12.4.2.- Medida de reactancia dinámica

Objetivo:

Obtener la resistencia de aislamiento entre bobinado rotórico y tierra en Hidrogeneradores y turbogeneradores.

Descripción:

Se aplica voltaje creciente desde 10V AC hasta 100 V AC, a frecuencia y velocidad nominal se mide la corriente que circula por el enrollado completo, si se desprecia la magnitud de la resistencia ohmica del enrollado retórico energizado a frecuencia nominal, el cociente entre el voltaje aplicado y la corriente medida es, aproximadamente la reactancia dinámica del enrollado medida en ohm. Se grafica reactancia vs. Tensión de ensayo.

Interpretación de resultados:

Un aumento de la reactancia del enrollado puede indicar un aumento de perdidas, en los flujos retóricos. Por tal motivo es de gran importancia, ver como cambia el valor de la reactancia del rotor detenido vs. Rotor en giro a velocidad nominal.

Recomendaciones:

- El ensayo se realiza antes y después de instalar los anillos colectores.

Norma de referencia: Estándar IEEE número 56

Instrumento utilizado: Medidores de voltaje y corriente.

Valores de referencia: Su valor es del orden de unidades a decenas de ohm.

4.12.4.3.- Medida de reactancia estática

Objetivo:

Determinar la impedancia del enrollado rotórico en Hidrogeneradores y Turbogeneradores.

Descripción:

Se aplica un voltaje creciente desde 10 V AC hasta 100 V AC, a frecuencia nominal, al enrollado del rotor que se encuentra detenido. Se mide la corriente que circula por el enrollado completo.

Si se desprecia la magnitud de la resistencia ohmica del enrollado rotórico, energizado a frecuencia nominal, el cociente entre el voltaje aplicado y la corriente medida es aproximadamente, la reactancia estática del enrollado medida en ohm. Se gráfica reactancia vs. Tensión de ensayo.

Interpretación de resultados:

El valor de la reactancia estática debe ser cercano al de reactancia dinámica.

En caso contrario un cambio brusco de la reactancia antes y después de girar, significa no colocar la unidad en servicio.

Recomendaciones:

- El ensayo se realiza antes y después de instalar los anillos colectores.

Norma de referencia: Estándar IEEE número 56

Instrumento utilizado: Medidores de voltaje y corriente.

Valores de referencia: Un valor muy superior al de reactancia dinámica puede causar falla del rotor.

4.12.4.4.- Medida de caída de tensión de polo en AC

Objetivo:

Determinar mediante un ensayo de c.a. el estado del aislamiento de los polos del rotor en Hidrogeneradores.

Descripción:

Se aplica una tensión de ensayo de 120 V AC a los anillos rozantes del rotor y se mide la caída de Tensión en cada polo. La resta, en valor absoluto, de la caída de la Tensión teórica esperada para cada enrollado de polo y el voltaje medido se compara con la caída de tensión teórica.

Interpretación de resultados:

Si la diferencia entre el voltaje medido en el polo y la caída de tensión teórica esperada es menor al 5% de la tensión teórica, indica un aislante en buen estado.

Recomendaciones:

- En caso de presentarse un enrollado de polo con falla de aislamiento se grafica la curva de caída de tensión para cada espira del enrollado del polo.

Los puntos de inflexión de la curva indican la espira que presenta problemas de aislamiento.

Las conclusiones del ensayo pueden ser completas con el resultado del Surge Test aplicado al enrollado de polo con sospecha de falla de aislamiento.

Instrumento utilizado: Medidores de voltaje.

Valores de referencia: Depende del número de polos.

4.12.4.5.- Medida de caída de tensión de polos en DC

Objetivo:

Determinar mediante un ensayo en DC el estado del aislamiento de los polos del rotor en Hidrogeneradores.

Descripción:

Se aplica mediante un Megóhmetro una tensión de ensayo de 500 V DC a cada polo y se mide la resistencia de aislamiento de cada polo contra tierra.

Interpretación de resultados:

Una disminución del valor de la resistencia del aislante, puede indicar un riesgo de falla a tierra del enrollado del Polo afectado.

Recomendaciones:

De presentarse valores medidos muy distintos entre aislamientos de polos, se calienta mediante sopladores de aire, los polos en ensayo y se repite la medida del nivel de aislamiento.

Instrumento utilizado: Megóhmetro.

Valores de referencia: nivel de aislamiento del orden de gigaohm por cada polo.

4.12.4.6.- Resistencia de aislamiento barra interior

Objetivo:

Obtener la resistencia de aislamiento entre barra interior del rotor y tierra en Hidrogeneradores y turbogeneradores.

Descripción:

Se desconecta la barra anterior del anillo rotórico, se aplica sobre la barra de un escalón del voltaje continuo y se mide la resistencia contra tierra. Normalmente la tensión de ensayo es del orden de 500 V DC a 1kV DC.

Interpretación de resultados:

Una disminución considerable de la resistencia de aislamiento puede provocar un voltaje inducido en el eje, y/o una falla a tierra del campo rotórico, provocando la operación de la protección 64F.

Recomendaciones:

- En caso de sospecha de falla por pérdida de aislamiento, se sugiere complementar los resultados del ensayo con las medidas de resistencia de aislamiento anillo - eje y cable anillos – celdas excitación.

Norma de referencia: estándar IEEE número 43.

Instrumento utilizado: Megger.

Valores de referencia: Nivel de aislamiento del orden de $M\Omega$ a $G\Omega$.

4.12.5.- Observaciones sobre los ensayos eléctricos más utilizados

Defectos que sean dependientes de voltaje, pueden no ser detectados si el voltaje al que se manifiestan no es alcanzado en la prueba.

La habilidad para detectar defectos localizados disminuye cuando el tamaño del espécimen y su deterioro aumentan.

El equipo de pruebas CA (Corriente alterna) tiende a ser más voluminoso y pesado que el equipo CD (Corriente continua) para el mismo rango de voltaje

Las pruebas CA no son enmascaradas por una capa de aislamiento en "mala" condición en serie con otra en buena condición. Sólo requiere acoplamiento capacitivo.

Las pruebas CA tienen un denominador común en forma de una razón (% FP), que lo hace independiente de la cantidad de aislamiento probado, a diferencia de medir el aislamiento o descargas parciales.

Las pruebas CA proveen una medida directa de capacitancia y pérdidas dieléctricas que son útiles en el diagnóstico de muchas formas de aislamiento.

En los devanados epóxicos la prueba de Moguer (aislamiento) no encuentra deterioro.

La medición de resistencia de aislamiento (Índice de dolarización y otros parámetros) es para evaluación de la influencia de la humedad y la contaminación, debe tenerse presente que el voltaje de prueba está limitado a 5 Kv en DC o menos.

La medición de Corriente de fuga con voltaje aplicado de CD Hasta $2.4 V_n$ es para detección de inconsistencias del devanado, fracturas en cabezales o formación de "tracking", con este ensayo se puede predecir fallas.

El ensayo de Voltaje aplicado al devanado con $1.5 V_n$ es para detección de puntos débiles localizados en el aislamiento y verificación de un nivel mínimo del aislamiento.

Las pruebas con voltaje AC o CD superiores a la tensión nominal pueden ser dañina en aislamientos en buen estado (son destructivas). Asimismo en su mayor parte permite identificar únicamente la existencia de grandes defectos.

La prueba de impulso con onda oscilante es para Evaluación del aislamiento entre vueltas en devanados de vueltas múltiples.

La medición de resistencia óhmica es para determinación del estado de las uniones y soldaduras empleadas en la construcción del devanado.

El análisis de voltaje del neutro es para detectar los desbalances electromagnéticos de la máquina, por corto circuitos en espiras o vibraciones mecánicas

La bobina exploradora montada en el estator Permite detectar corto circuitos entre espiras en los devanados del rotor y definir su localización

CAPITULO V

EVALUACIÓN CON EL “RCM” A UN GENERADOR

5.1.- EL CAMBIO CONTINUO EN EL MANTENIMIENTO

La idea general del mantenimiento está cambiando. Los cambios son debidos a la mayor complejidad de la maquinaria, nuevas técnicas de mantenimiento y un nuevo enfoque de la organización y de las responsabilidades del mismo.

El mantenimiento también está reaccionando ante la mayor consideración de los aspectos de seguridad y del medio ambiente, un conocimiento creciente de la relación existente entre el mantenimiento y la calidad del producto, y un aumento de la presión ejercida para conseguir una alta disponibilidad de la maquinaria al mismo tiempo que se optimizan los costos.

Ha habido un aumento explosivo en los nuevos conceptos y técnicas del mantenimiento. Se cuentan ahora centenares de ellos, y surgen más cada vez.

Estos incluyen:

- Técnicas de monitoreo de condición (Condition Monitoring)
- Sistemas expertos
- Técnicas de gestión de riesgos
- Modos de fallos y análisis de los efectos
- Fiabilidad y mantenibilidad

El problema al que hace frente el personal del mantenimiento hoy en día no es sólo el aprender cuáles son esas nuevas técnicas, sino también el ser capaz de decidir cuáles son útiles y cuáles no lo son para sus propias compañías.

Si elegimos adecuadamente, es posible que mejoremos la práctica del mantenimiento y a la vez contengamos e incluso reduzcamos el coste del mismo. Si elegimos mal, crearemos más problemas a la vez que haremos más graves los existentes.

Por otro lado mucho más allá de las mejores expectativas, la nueva investigación está cambiando nuestras creencias más básicas acerca del mantenimiento. En particular, se hace aparente ahora que hay una menor conexión entre el tiempo que lleva una máquina funcionando y sus patrones de falla.

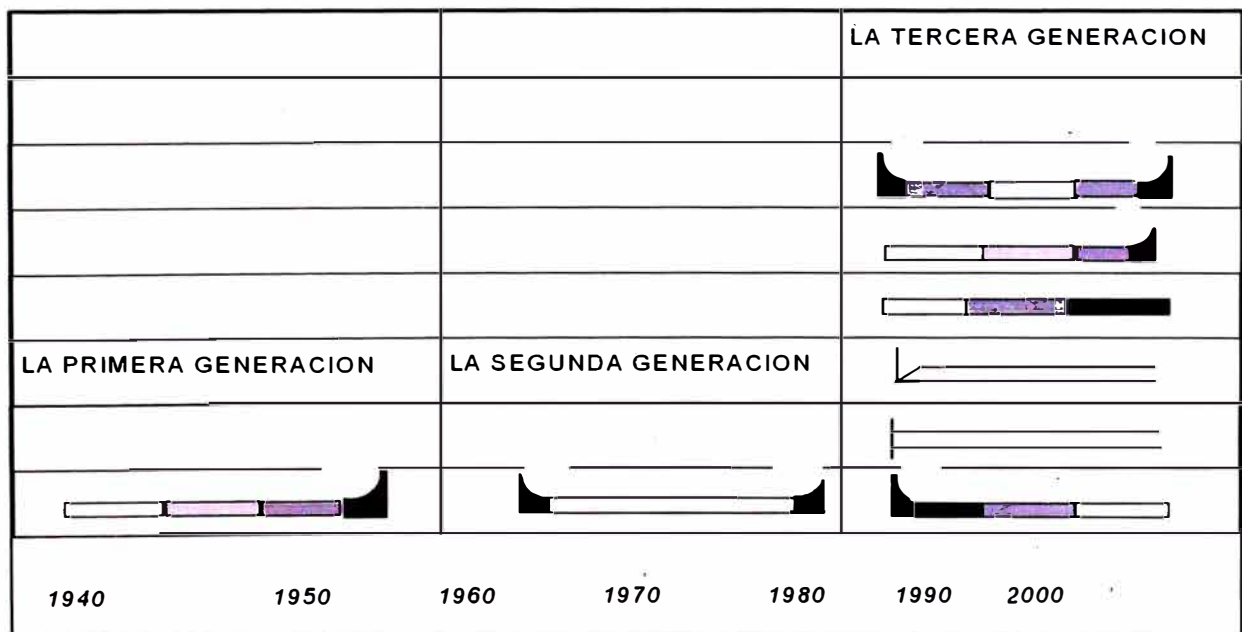


Fig. 5.1.- Nuevos puntos de vista sobre los Fallos de los Equipos (curvas de probabilidad de falla vs. Tiempo)

La Figura 5.1 muestra cómo el punto de vista acerca de los fallos en un principio era simplemente que cuando los elementos físicos envejecen, tienen más posibilidades de fallar, mientras que un conocimiento creciente acerca del desgaste por el uso durante la Segunda Generación llevó a la creencia general en la "curva de la bañera". Sin embargo, la investigación hecha por la Tercera Generación ha revelado que en la práctica actual no sólo ocurre un modelo de fallo sino seis diferentes. Esto se explica detalladamente más adelante, pero también está causando un efecto profundo sobre el mantenimiento.

Ante esto el personal de mantenimiento tiene que adoptar nuevas formas de pensar y actuar. Al mismo tiempo que se hacen más patentes las limitaciones de los sistemas actuales de mantenimiento, a pesar del uso de computadoras y sistemas inteligentes, siendo necesario encontrar o adoptar un método, un modelo, una filosofía, etc. Que sintetice los nuevos requerimientos y avances, a fin de evaluarse racionalmente las actividades de mantenimiento y/o de mejoras.

Aquí se realiza la introducción a una filosofía de mantenimiento que provee justamente un esquema de trabajo que considera los aspectos: confiabilidad, seguridad, ambiente, costos, técnicas de mantenimiento, etc. Lo llamamos Reliability Centred Maintenance, o RCM (Mantenimiento centrado en la confiabilidad).

5.2.- MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD: RCM

A continuación profundizaremos en más detalle el RCM. Comenzaremos considerando el significado de "mantenimiento". Continuando con la definición de RCM y luego describiremos los siete pasos clave en la aplicación de esta filosofía.

Desde el punto de vista técnico, hay dos elementos que considerar en la gestión de cualquier elemento físico. Deben de mantenerse, y de vez en cuando puede que haga falta modificarlos.

Pero cuando tenemos que tomar la decisión de mantener algo, ¿qué es lo que deseamos causar que continúe? ¿Cuál es el estado existente que deseamos preservar?. La contestación a estas preguntas puede encontrarse en el hecho de que todo elemento físico se pone en servicio para cumplir una función o funciones específicas; por lo tanto, cuando mantenemos un equipo, el estado en que deseamos preservarlo debe ser aquel en el que deseamos que continúe para cumplir la función determinada.

Mantenimiento: Es asegurar que todo elemento físico continúe desempeñando las funciones deseadas

Claramente, para que esto sea posible, los equipos deben ser capaces de cumplir esas funciones previstas.

Esto es porque el mantenimiento - el proceso de "causar que continúe" - solamente puede entregar la capacidad incorporada (o fiabilidad inherente) de cualquier elemento. No puede aumentarla. En otras palabras, si cualquier tipo de equipos incapaz de realizar el funcionamiento deseado en principio, el mantenimiento por sí solo no puede realizarlo. En tales casos, debemos modificar los elementos de forma que pueda realizar el funcionamiento deseado, o por el contrario reducir nuestras expectativas.

La función determinada de cualquier equipo puede definirse de muchas formas dependiendo exactamente de dónde y cómo se esté usando (el contexto operacional).

Como resultado de esto, cualquier intento de formular o revisar las políticas de mantenimiento deberían comenzar con las funciones y los estándares de funcionamiento asociados a cada elemento en su contexto operacional presente.

Esto lleva a la siguiente definición formal de RCM (Reliability-centred Maintenance) es un proceso que se usa para determinar los requerimientos del mantenimiento de los elementos físicos en su contexto operacional.

Una definición más amplia de RCM podría ser "un proceso que se usa para determinar lo que debe hacerse para asegurar que un elemento físico continúa desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional presente.

Finalmente, el proceso RCM busca identificar una apropiada política del manejo de fallas para tratar cada modo de falla a la luz de sus consecuencias y características técnicas. Las opciones de la política del manejo de fallas incluyen:

- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento preventivo
- Búsqueda de fallas
- Cambio del diseño o configuración del sistema
- Cambio de la forma en que es operado el sistema
- Operarlo para que falle

El RCM surgió para revisar el mantenimiento en los aviones, posteriormente otros especialistas en la formulación de estrategias se interesaron en la aplicación del RCM en industrias diferentes a la aviación. Dentro de éstos, el principal fue John

Moubray y sus asociados. Este grupo trabajó inicialmente con el RCM en industrias mineras y de manufactura en Sudáfrica bajo la asesoría de Stan Nowlan, y luego se ubicaron en el Reino Unido. Desde allí, sus actividades se han expandido para cubrir la aplicación del RCM en casi todos los campos del esfuerzo humano organizado, abarcando más de 42 países.

5.2.1.- Las siete preguntas básicas en el RCM

Como se mencionó anteriormente, el RCM se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos que la componen. Antes de que se pueda explorar esta relación detalladamente, necesitamos saber qué tipo de elementos físicos existe en la empresa, y decidir cuáles son las que deben estar sujetas al proceso de revisión del RCM. En la mayoría de los casos, esto significa que se debe de realizar un registro de planta completo si no existe ya uno.

Para la aplicación del RCM se base en una serie de preguntas acerca de cada uno de los elementos seleccionados, como sigue:

- *¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?*
- *¿De que manera falla en satisfacer dichas funciones?*
- *¿Cuál es la causa de cada falla funcional?*
- *¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?*
- *¿En que sentido es importante cada falla?*
- *¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?*
- *¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?*

5.3.- ANÁLISIS GENÉRICO CON EL RCM A UN GENERADOR

En base a la metodología del RCM (las 7 preguntas y diagramas lógicos) realizaremos un análisis a un componente fundamental del generador; ya que un análisis completo sería bastante extenso. Con este análisis se pretende mostrar las debilidades existentes en los planes de mantenimiento de un generador.

5.3.1.- Definición del componente, equipo y/o sistema a analizar

Dependiendo de la política de mantenimiento, la complejidad del equipo, tamaño, criticidad, etc. el grupo de análisis de RCM, deberá evaluar la necesidad de analizar por separado cada componente del generador; para lo cual deberá definir los límites del componente a analizar.

El generador se puede dividir en las siguientes partes: Carcasa, estator, rotor, sistema de excitación, cojinetes, instrumentación, etc.

El estator tiene los siguientes componentes: **bobinado estático**, núcleo, anillo de interconexión.

El bobinado estático tiene los siguientes componentes:

- Conductor
- Aislamiento del conductor
- Aislamiento entre vueltas
- **Aislamiento principal**
- Pintura graduadora de campo (salida del núcleo)
- Semiconductor en zona del núcleo
- Aislamiento o relleno en ranura
- Amarres
- Separadores

- Barnices y pinturas de acabado
- Conexiones de bobinas y/o fases
- Conexiones en cabeza de bobina
- Aislamiento en la cabeza de bobina, etc.

En este informe por la experiencia que se tiene en los análisis y a manera de mostrar los beneficios de la metodología y las deficiencias en el mantenimiento actual de los generadores, realizaremos un análisis genérico al componente del bobinado estático: “**Aislamiento principal**”; es decir el aislamiento externo en contacto a tierra.

5.3.2.- Funciones del componente o equipo

La función principal del **Aislamiento principal**, es:

“Evitar descargas eléctricas a tierra y con pérdidas dieléctricas despreciables.”

Entre otras funciones secundarias se pueden definir: protección mecánica, transferencia de calor, etc.

5.3.3.- Fallas funcionales

Trabajaremos con la función principal, para lo cual considerando las opciones de falla total y parciales definiremos las siguientes fallas funcionales:

A.- No evita las descargas eléctricas a tierra. (Falla total)

B.- Evita las descargas eléctricas a tierra, pero con pérdidas dieléctricas apreciables. (Falla parcial)

5.3.4.- Modos de falla

Los modos o causa de falla lo definiremos para la falla parcial "b" que es el más común: Los modos de falla a definir dependen del contexto operacional, son los más probables de ocurrir, o ya sucedieron, también pueden considerarse los de baja probabilidad pero de consecuencias críticas, por fallas externas, etc.

B.- Evita las descargas eléctricas a tierra, pero con pérdidas dieléctricas apreciables.

b.1.- Fallas por deficiente fabricación, calidad de materiales: deficiente impregnación, contaminantes, fisuras, vacuolas, deslaminación, corona en metal o semiconductor, partículas extrañas, etc.

b.2.- Deslaminaciones por deficiente instalación y montaje

b.3.- Degradación por operación con sobrecarga o a temperaturas elevadas

b.4.- Degradación por operación en condiciones superiores a diseño: Arranques, paros, horas de operación, tipo de carga

b.5.- Degradación por operación anormal (sobreexcitación, desbalance, motorización, fenómenos transitorios, etc.):

b.6.- Contaminación (objetos extraños) por deficiente mantenimiento

b.7.- Fisura por daño mecánico en intervenciones de mantenimiento (generalmente no genera D.P. por lo cual no es detectable con pruebas)

Modos de falla por envejecimiento debido a esfuerzos mecánicos, eléctricos, térmicos y ambiental:

b.8.- Vacuolas, cavidades cerca al conductor (avanzado):

- b.9.- Vacuolas, cavidades en el aislamiento principal (avanzado)
- b.10.- Arborescencias internas (falla cercana)
- b.11.- Arborescencias internas (en formación)
- b.12.- Aflojamientos y abrasión (La vibración de cabezas de bobina no es detectable con ensayos eléctricos)
- b.13.- Separación del aislante con el conductor
- b.14.- Fisuras (con generación de D.P.)
- b.15.- Delaminación en el aislamiento principal (avanzado, la tangente delta baja)
- b.16.- Delaminación, abrasión por ataque químico (ozono, agua, ácidos, etc.)
- b.17.- Contaminación exterior (suciedad, aceite, químicos, etc.)
- b.18.- Presencia de humedad (la D.P. baja por presencia de agua en vacuolas)
- b.19.- Caminos de fuga (generalmente se tiene mínima descargas parciales)
- b.20.- Corona por desplazamientos

5.3.5.- Consecuencias de los modos de falla

Las consecuencias de las fallas se definen como los eventos posteriores a la falla, asimismo considerando las afectaciones en los aspectos de seguridad, ambiental y operativos. También las consideraciones para el proceso de reparación.

Dichas consecuencias se definen para cada modo de falla; pero a manera de ilustración consideraremos todos los aspectos:

Esfuerzos mecánicos que originan fisuramientos, abrasión y aflojamientos

Esfuerzos térmicos que originan la degradación irreversible del aislamiento

Esfuerzos eléctricos que originan descargas parciales

Esfuerzos ambientales que originan envejecimiento o abrasión por componentes químicos, contaminantes, o gases (Ozono)

Todos los esfuerzos indicados provocan una degradación o envejecimiento acelerado del aislamiento que traerán consecuencias operacionales. (indisponibilidades, reparaciones, daños secundarios, etc.).

5.3.6.- Definición de las actividades de mantenimiento

Siguiendo con la metodología de análisis con el RCM, se debería trabajar con la hoja de decisión y el diagrama lógico, para la definición de actividades de mantenimiento; en el cual se contempla lo siguiente:

Si el modo de falla es evidente u oculto, asimismo si tiene afectación a la seguridad, medio ambiente, consecuencias operacionales ó sin consecuencias operacionales.

Luego en cada caso sobre la base de parámetros de: condiciones o síntomas de falla, confiabilidad, riesgo tolerable, vida útil, tiempo medio entre fallas, costos, etc. Se definen las tareas de: "a condición", reacondicionamiento, sustitución o búsqueda de falla.

En caso de no encontrarse la tarea, el diagrama lógico nos orientaría a: rediseños o ningún mantenimiento preventivo.

Considerando el caso que no se tiene equipos de monitoreo en línea ni algún tipo de sensor para evaluación del aislamiento, los 20 modos de falla

seleccionados serían ocultos, es decir no tendría evidencia de que las pérdidas dieléctricas están fuera de estándar.

Asimismo en ninguno de los 20 modos de falla se tienen afectaciones al medio ambiente o seguridad, pero si se podría tener consecuencias operacionales debido a las indisponibilidades para la reparación.

Luego de realizar el seguimiento con el diagrama lógico, se tiene los siguientes resultados que se muestra en la tabla 5.1.

Nro:	MODO DE FALLA	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO (Por prioridad)
b1	Fallas por deficiente fabricación. calidad de materiales: deficiente impregnación, contaminantes, fisuras, vacuolas, delaminación, corona en metal o semiconductor, partículas extrañas, etc.	Rediseño: Revisión y mejoras en procedimientos de adquisición, recepción, especificaciones técnicas, etc.
b2	Delaminaciones por deficiente instalación y montaje	Rediseño: Revisión y mejoras en procedimientos e instructivos de instalación y montaje
b3	Degradación por operación con sobrecarga o a temperaturas elevadas	Rediseño: Revisión y mejoras en procedimiento e instrucciones de operación y despacho de carga
b4	Degradación por operación en condiciones superiores a diseño: Arranques, paros, horas de operación, tipo de carga	
b5	Degradación por operación anormal (sobreexcitación, desbalance, motorización, fenómenos transitorios, etc.):	
b6	Contaminación (objetos extraños) por deficiente mantenimiento	Rediseño: Revisión y mejoras en procedimiento e instrucciones de mantenimiento
b7	Fisura por daño mecánico en intervenciones de mantenimiento (generalmente no genera D.P. por lo cual no es detectable con pruebas)	
b8	Vacuolas, cavidades cerca al conductor (Las vacuolas en formación presentan D.P. Mínimas por lo que no es detectable.)	Mantenimiento a condición: 1.- Medición de la Tangente Delta, 1.- Medición de Descargas Parciales, 2.- Corriente de fuga en Hi Pot, 3.- Aislamiento, 4.- Índice de Polarización
b9	Vacuolas, cavidades en el aislamiento principal	
b10	Arborescencias internas (falla cercana)	Mantenimiento a condición: 1.- Medición de la Tangente Delta, 1.- Medición de Descargas Parciales
b11	Arborescencias internas (en formación)	Ningún Mantenimiento programado. No es posible aplicar una tarea de reacondicionamiento cíclico o sustitución cíclica. De tenerse alguna propuesta de rediseño, esto debe justificarse económicamente.
b12	Aflojamiento y abrasión (La vibración de cabezas de bobina no es detectable con ensayos eléctricos)	Mantenimiento a condición: 1.- Medición de la Tangente Delta, 1.- Medición de Descargas Parciales
b13	Separación del aislante con el conductor	
b14	Fisuras (con generación de D.P.)	Mantenimiento a condición: 1.- Medición de la Tangente Delta, 1.- Medición de Descargas Parciales, 2.- Corriente de fuga en Hi Pot, 3.- Aislamiento, 4.- Índice de Polarización
b15	Delaminación en el aislamiento principal (La tangente delta tiende a bajar. Cuando está en formación las D.P. Son mínimas y no es detectable)	Mantenimiento a condición: 1.- Medición de la Tangente Delta, 1.- Medición de Descargas Parciales, 2.- Corriente de fuga en Hi Pot (poco alta), 3.- Aislamiento, 4. Índice de Polarización (regular)
b16	Delaminación, abrasión por ataque químico (ozono, agua, ácidos, etc.)	
b17	Contaminación exterior	Mantenimiento a condición: 1.- Inspección del alternador (preferible con boroscopio), en caso que esté sucio programara la limpieza, 2.- Aislamiento, 2.- Índice de Polarización (regular), 3.- Corriente de fuga en Hi Pot (poco alta), 4.- Medición de Descar
b18	Presencia de humedad y contaminación interna (la D.P. baja por presencia de agua en vacuolas)	Mantenimiento a condición: 1.- Medición de Aislamiento, 1.- Índice de Polarización (regular), 2.- Corriente de fuga en Hi Pot (poco alta), 3.- Ensayo de Tangente Delta.
b19	Líneas de fuga interna (generalmente se tiene mínima descargas parciales)	Mantenimiento a condición: 1.- Medición de Corriente de fuga en Hi Pot, 1.- Aislamiento, 1.- Índice de Polarización
b20	Corona por desplazamientos	Mantenimiento a condición: 1.- Inspección del alternador (preferible con boroscopio), en caso que se detecte descargas, programar la reparación 2.- Descargas parciales 3.- Ensayo de corona

Tabla 5.1.- Actividades de mantenimiento para cada modo de falla

5.3.7.- Resultado del análisis genérico con el RCM

Del análisis con el RCM, efectuado para el componente: "Aislamiento principal" del estator y considerando solo la falla funcional parcial de "Presencia de pérdidas dieléctricas" se obtiene las siguientes actividades a incluir en el plan de mantenimiento y los rediseños respectivos:

- Revisión y mejoras en procedimientos de adquisición, recepción, especificaciones técnicas, etc.
- Revisión y mejoras en procedimientos e instructivos de instalación, montaje y mantenimiento.
- Revisión y mejoras en procedimiento e instrucciones de operación y despacho de carga
- Medición de la Tangente Delta (Complementario con la medición de las descargas parciales)
- Medición de Aislamiento, Índice de Polarización
- Medición de Corriente de fuga en Hi Pot. (Complementario con los ensayos de saltos de tensión, tensión escalonada)
- Inspección del alternador (preferible con boroscopio), en caso que esté sucio o presencia de corona programar intervención.
- Ningún Mantenimiento programado para las fallas no detectables, el rediseño debe justificarse económicamente.

Las frecuencias para la realización de los ensayos e inspecciones se definirán de acuerdo al contexto operacional y características de cada máquina, debe ser definida según los conceptos de "mantenimiento a condición" o "predictivo" para tener la confiabilidad requerida por el RCM.

Las conclusiones de este análisis se muestran en el capitulo VI

5.4.- BENEFICIOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL RCM

El RCM ha sido usado por una amplia variedad de industrias durante los últimos años. Cuando se aplica correctamente produce los beneficios siguientes:

- a.- Mayor seguridad y protección del entorno:
- b.- Mejores rendimientos operativos
- c.- Mayor contención de los costos del mantenimiento
- d.- Más larga vida útil de los equipos, debido al aumento del uso de las técnicas de mantenimiento "a condición"
- e.- Una amplia base de datos de mantenimiento
- f.- Mayor motivación de las personas.
- g.- Mejor trabajo de grupo

Todos estos factores forman parte de la evolución de la gestión del mantenimiento, y muchos ya son la meta de los programas de mejora.

CAPITULO VI

EVALUACION ECONOMICA

6.1.- CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACION ECONOMICA

Tomaremos como referencia los generadores de las centrales hidroeléctricas Yanango y Chimay, que son de 50 MVA y 90 MVA de potencia respectivamente, ubicados en la región Junin. Asimismo consideraremos los costos más relevantes en el mantenimiento de dichas máquinas.

De acuerdo a lo revisado en los capítulos anteriores y sin considerar la mejora con el RCM, el plan de mantenimiento de un generador debería estar conformado por los siguientes programas y de acuerdo a los costos aproximados que se indican:

a.- Programa de inspecciones y revisiones.- Considerando que se ejecutarían en calidad de servicio todas las tareas de las tablas: 4.1, 4.2 y 4.3 y con las frecuencias promedio, tendría un costo anual de: 2,500.00 \$ (USD)

b.- Programa de ensayos de diagnóstico.- Considerando que se ejecutarían en calidad de servicio todas las tareas de las tablas: 4.4 y 4.5 y con las frecuencias promedio, tendría un costo anual de: 1,500.00 \$ (USD)

c.- Programas de actividades de Recuperación.- Considerando que se ejecutarían en calidad de servicio todas las tareas de las tablas: 4.6 y 4.7 y con una intervención mayor dentro de los 20 años de vida útil., y con las frecuencias promedio tendría un costo anual de: 2,000.00 & (USD)

d.- Monitoreos.- Considerando que se tiene habilitado todos los controles de las tablas 4.8 y 4.9, el costo anual de tener en servicio el sistema de monitoreo sería: 1,500.00 \$ (USD)

6.1.1.- Otros parámetros para la evaluación económica

a.- Probabilidad de ocurrencia de fallas graves.- Este parámetro está referido a la magnitud de falla que se espera en base al nivel de mantenimiento aplicado; lógicamente con la aplicación de mejores sistemas de mantenimiento esta probabilidad será muy bajo.

b.- Tiempo de proceso detenido.- Es el tiempo que el generador esta fuera de servicio por temas de mantenimiento preventivo – predictivo o correctivo. Se considera que el tiempo que se emplearía para atender una falla anticipada sería el 50% del tiempo que tomarían atender una falla no anticipada; debido a costos de oportunidad y planificaciones.

c.- Costo del tiempo de proceso perdido. Es la utilidad perdida por cada hora que el generador se encuentre fuera de servicio, lo cual está asociado a la potencia de la máquina y el costo marginal de la energía.

d.- Costo de Mano de Obra de producción ocioso.- Es el costo asociado a la mano de obra fija que paraliza sus actividades durante el tiempo que el generador se encuentre indisponible.

e.- Frecuencia de ocurrencia de fallas.- Se considera por experiencias en el parque generador, que por cada 10 años de mantenimiento Preventivo – Predictivo se detectaría un problema considerable en el generador.

Asimismo de no aplicarse el mantenimiento se tendría un tiempo medio entre fallas (MTBF) de 5 años.

f.- Mantenimiento básico operacional (MBO).- Es el mantenimiento básico necesario para el funcionamiento del generador como: limpieza de carcasa, anillos deslizantes, inspecciones generales, etc.

g.- Daños secundarios.- Son los costos por daños que se puedan originar a elementos externos al generador como: Servicios Auxiliares, protecciones, transformadores de medida, etc.

6.2.- EVALUACION DE COSTOS POR LA APLICACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO - PREDICTIVO A UN GENERADOR

Para demostrar la conveniencia de aplicar el plan de mantenimiento Preventivo - Predictivo a generadores de mediana potencia (de 50 MVA a 90 MVA) realizaremos la comparación entre los siguientes casos:

a.- Cálculo del costo anual del mantenimiento de un generador de 40 - 90 MVA con la aplicación de un plan preventivo – predictivo (Tabla 6.1)

b.- Cálculo del costo anual del mantenimiento de un generador de 40 - 90 MVA sin la aplicación de un plan preventivo – predictivo (Tabla 6.2)

Con lo cual se puede apreciar que:

- Para el caso de tener un plan de mantenimiento Preventivo – Predictivo se tiene un costo anual de: **18,740.00 \$ (USD)**.
- Para el caso de no tener un plan de mantenimiento Preventivo – Predictivo se tiene un costo anual de: **50,900.00 \$ (USD)**.

Para generadores de potencias menores se puede realizar una evaluación similar.

**CÁLCULO DEL COSTO ANUAL DEL MANTENIMIENTO DE UN GENERADOR
DE 40 - 90 MVA, CON LA APLICACIÓN DE UN PLAN PREVENTIVO - PREDICTIVO**

Descripción		Cantidad	Unidad
Costo de la aplicación del plan Preventivo - Predictivo			
1	Programa de inspecciones y revisiones	2,500.00	\$ / intervención
2	Frecuencia del programa de inspecciones (promedio)	1	Años
3	Programa de ensayos de diagnóstico	4,500.00	\$ / intervención
4	Frecuencia del programa de diagnóstico (promedio)	3	Años
5	Programas de actividades de Recuperación	8,000.00	\$ / intervención
6	Frecuencia del programa de recuperación (promedio)	4	Años
7	Monitoreos	1,500.00	\$ / año
8	Tiempo de proceso interrumpido para mantto.	20	horas / año
9	Costo del tiempo de proceso perdido	0.00	\$ / horas
10	Otros costos del mantenimiento (supervisión, administración, etc)	2,000.00	\$ / año
11	SUB TOTAL: [1]/[2] + [3]/[4] + [5]/[6] + [7] + [8]x[9] + [10]	9,500.00	\$ / año
Costo por la reparación anticipada			
12	Servicio de reparación (Caso más crítico: Falla grupo bobinas en estator)	40,000.00	\$ / reparación
13	Probabilidad de ocurrencia de fallas graves	0.65	
14	Tiempo de proceso detenido (promedio). 50 % del tiempo es a costo cero.	96	horas
15	Costo del tiempo de proceso perdido (min. 25 \$ / MWH y 40 MW cte.)	1,000.00	\$ / horas
16	Costo de M.de O. de producción ocioso	2,000.00	\$ / reparación
17	Costo adicional (horas extra, supervisión, etc.)	2,000.00	\$ / reparación
18	Otros costos de Mantto. Ocasionados (multas)	0.00	\$ / reparación
19	Costo total por reparación: [12]x[13] + [13]x[14]x[15] + [16] + [17] + [18]	92,400.00	\$ / reparación
20	Frecuencia de ocurrencia anual (Tiempo prom. = 10 años)	0.10	veces/años
21	SUB TOTAL: [19]x[20]	9,240.00	\$ / año
COSTO TOTAL CON PLAN DE MANTTO. [11] + [21]		18,740.00	\$ / año

Tabla 6.1.- Costos de mantenimiento con la aplicación de un Plan

**CÁLCULO DEL COSTO ANUAL DEL MANTENIMIENTO DE UN GENERADOR
DE 40 - 90 MVA, SIN LA APLICACIÓN DE UN PLAN PREVENTIVO - PREDICTIVO**

Descripción		Cantidad	Unidad
Mantenimiento básico operacional (MBO)			
1	Mantenimiento básico para la operación del generador	2,000.00	\$ / año
Costo por la reparación no anticipada			
Reparación			
2	Servicio de reparación por emergencia (30% más)	50,000.00	\$ / reparación
3	Otros Costos directos de Mantenimiento	0.00	\$ / reparación
4	SUB-TOTAL [2] + [3]	50,000.00	\$ / reparación
Daños secundarios (si los hay)			
5	Repuestos	2,000.00	\$ / falla
6	Mano de Obra directa de Mantenimiento	2,000.00	\$ / falla
7	Otros costos directos de Mantenimiento	0.00	\$ / falla
8	SUB-TOTAL [5] + [6] + [7]	4,000.00	\$ / falla
Costo de las consecuencias operacionales			
9	Tiempo de proceso detenido (7 a 10 días)	192	horas
10	Costo del tiempo de proceso perdido (min. 25 \$ / MWH y 40 MW cte.)	1,000.00	\$ / reparación
11	Costo de Mano de Obra de producción ocioso	2,500.00	\$ / reparación
12	Costo adicional para recup.(hs extra, supervisión, etc.)	4,000.00	\$ / reparación
13	Costo de pérdidas de CALIDAD (Multas)	0.00	\$ / reparación
14	SUB - TOTAL [9]x[10] + [11] + [12] + [13]	198,500.00	\$ / reparación
15	COSTO TOTAL Sin Plan Preventivo - Predictivo [1]+ [4]+[8]+[14]	254,500.00	\$ / reparación
16	Frecuencia de ocurrencia de la falla. MTBF = 5 años	0.2	veces/año
COSTO TOTAL SIN PLAN DE MANTTO. [15] x [16]		50,900.00	\$ / año

Tabla 6.2.- Costos de mantenimiento sin la aplicación de un Plan

CONCLUSIONES

De acuerdo a las características específicas del equipamiento, tecnología, confiabilidad, condiciones de operación, etc. es posible realizar variaciones entre las actividades de inspecciones y controles (con una cierta frecuencia) y las tareas con requerimiento y/o sujetos a una condición, considerando que las tareas a condición o con requerimiento deben de tener la prioridad. Esto es una tendencia al mantenimiento "a condición"

La ampliación en técnicas de monitoreo on line está sujeto principalmente al nivel de confiabilidad que se busca y una evaluación de costos.

El mantenimiento de mejora es como el dedo pulgar en la mano, el más valioso de todos los tipos de mantenimiento; ya que a través de la mejora se está optimizando el mantenimiento Preventivo – Predictivo y reduciendo el mantenimiento correctivo. Esto implica investigación para implementar modificaciones, rediseños, nuevas tecnologías, etc.

La aplicación de las técnicas en desarrollo debería pasar por análisis de las consecuencias de los modos de fallo no atendidos y la eficacia de los controles alternativos.

Debería tenerse presente que el aplicar técnicas predictivas en los planes de mantenimiento no implica que ya tenemos implementado el "Mantenimiento predictivo del generador"; ya que todavía falta un proceso relativamente complejo

para definir la cantidad óptima de mantenimiento (frecuencias apropiadas y técnicas prioritarias) para lograr el objetivo de la empresa y que puede estar fijado en parámetros de costos, disponibilidad, confiabilidad ó la combinación de estos. Para consolidar este tramo final se pueden hacer uso de técnicas como RCM2, TPM, etc.

El RCM es una herramienta que permite optimizar y organizar las cantidades de mantenimiento a condición o con requerimiento, actividades de recuperación cíclicas, monitoreos y diagnóstico, y permitirá mostrar las deficiencias en la aplicación del mantenimiento actual a los generadores como: excesiva cantidad de pruebas, aplicación reducida de pruebas, frecuencias de ensayos e intervenciones inadecuadas, falta de estándares o límites para los ensayos, componentes o partes críticas sin mantenimiento, falta de mejora continua, procedimientos e instrucciones inadecuadas, poca aplicación de tecnología en el mantenimiento, etc.

Del análisis genérico con el RCM se tiene las siguientes conclusiones:

Como se puede apreciar en los resultados del análisis genérico con el RCM, existen algunos modos de falla que no son detectables en la actualidad, en los cuales debiera darse mayor investigación y/o trabajar en las causas básicas.

Ninguna prueba es sensitiva a todos los problemas del aislamiento, ya que ninguna prueba puede dar una indicación absoluta de la condición del espécimen; ante esto el mayor reto es definir y optimizar los ensayos necesarios de acuerdo al nivel de confiabilidad requerido. Quizás al inicio lo más sensato podría ser realizar la mayor cantidad de pruebas posibles periódicamente para tener un historial de la condición del aparato y su aislamiento.

De acuerdo a los resultados del análisis genérico con el RCM al aislamiento principal del generador se concluye que son necesarios las pruebas de: Tangente delta, descargas parciales, medición de corriente de fuga (hi pot), aislamiento, índice de polarización.

La medición de Corriente de fuga con voltaje aplicado puede ser reemplazado por ensayos de tensión escalonada o saltos de tensión pero limitado a tensiones inferiores a la tensión nominal de la máquina para evitar el efecto destructivo.

La prueba de descargas parciales se hace necesaria en razón a que muchos fenómenos asociados a los aislamientos estatóricos no son posibles de detectar con pruebas normalizadas tales como la medida del factor de potencia (tangente delta), medida del aislamiento y prueba de alta tensión, lo que se pretende con esta prueba es prevenir a tiempo fallas incipientes en los estatores de las unidades. En la práctica para una mediana criticidad de un generador, la medición de las descargas parciales es recomendable realizar según los resultados de las pruebas de aislamiento y tangente delta, a fin de tener mayor información de las causas de las descargas parciales. Tener presente que un generador puede trabajar muchos años con descargas parciales altas, puede demorarse 5 a 10 años para perforar el aislamiento.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- John Moubray: "Mantenimiento centrado en la confiabilidad" Edición en Español 2004 traducido por Ellmann, Sueiro y Asociados.**
- 2.- ENDESA: "Manual de mantenimiento de equipos eléctricos" Año 1999 .**
- 3.- ENDESA: "Normallización de técnicas Predictivas", Soporte Técnico Corporativo 2003.**
- 4.- ENDESA: "Manual de Ensayos Eléctricos en Generadores", Soporte Técnico Corporativo 2004.**
- 5.- ABB Generación, S.A. "Manual de operación y mantenimiento de un generador de 49.810 KVA" Archivo: OMM 99/001 Año 1999**
- 6.- VA TECH ELIN: "Manual de operación y mantenimiento del generador de la central Chlmay" Ssv 425/18-200 Año 1999**
- 7.- Dr. Juan Acosta Aradillas (GENERMEEX): "Mantenimiento de motores eléctricos de alta tensión, a partir de pruebas a su aislamiento" Manual auspiciado por GERMEX año 2006.**

Nota: Endesa es la empresa transnacional de energía presente en Latinoamérica, en el cual se tiene un área de soporte técnico para asesorar el mantenimiento de generadores.