

Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo
Facultad de Ingeniería Eléctrica

DIAGNÓSTICO DE GENERADORES EN LÍNEA

TESIS

Que para obtener el Título de
INGENIERO ELECTRICISTA

Presenta

ALBERTO FLORES RAZO

Asesor de Tesis

Dr. CARLOS PÉREZ ROJAS

Morelia, Mich., Mayo del 2009

Resumen

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) han desarrollado un sistema piloto de monitoreo de generadores: Sistema de Análisis de Generadores en Línea (ANGEL), que permite el registro de las siguientes variables: descargas parciales en los devanados del estator para definir las condiciones del aislamiento, diferencia de tensión tangencial inducida para determinar la presencia de corto circuitos en los devanados del rotor, corrientes de flecha para detectar el deterioro de chumaceras y tensión inducida en el neutro del generador para definir el balance electromagnético del generador.

Con este sistema cada planta está en la posibilidad de tomar con oportunidad, las decisiones adecuadas para definir los programas de mantenimiento, la reparación o sustitución de los generadores, minimizar los costos de operación sin decaimiento de la confiabilidad de las instalaciones ni de la continuidad del servicio. El objetivo es mejorar las condiciones iniciales y las estrategias de mantenimiento predictivo que reduzca eficazmente el costo del ciclo de vida- total global de la unidad.

La manera más eficaz es monitorear la condición evaluada de la unidad. Esto implica que la unidad ha sido sometida a una medición de descargas parciales (DP). Está basada en el conocimiento sustancial del analista de DP así como en el uso de una extensa base de datos de diagnóstico, para que la condición de la unidad sea evaluada. Una vez que la condición evaluada ha sido determinada, puede desarrollarse la tendencia de esta condición contra el tiempo. Se presentará un sistema de diagnóstico que proporciona la tendencia continua de los parámetros más relevantes.

Contenido

| | |
|---|----------|
| Resumen ----- | IV |
| Lista de Figuras----- | IX |
| Lista de Tablas----- | XII |
| | |
| Capítulo 1. Introducción----- | 1 |
| 1.1.- Antecedentes----- | 3 |
| 1.1.1.- Descripción del sistema de monitoreo----- | 4 |
| 1.2.- Objetivo----- | 6 |
| 1.3.- Justificación----- | 6 |
| 1.4.- Metodología----- | 7 |
| 1.5.- Descripción de la tesis----- | 7 |
| | |
| Capítulo 2. Descargas parciales----- | 9 |
| 2.1.- Introducción----- | 9 |
| 2.1.1.- Naturaleza del fenómeno----- | 9 |
| 2.2.- Clasificación de las DP----- | 11 |
| 2.2.1.- Descargas internas----- | 12 |
| 2.2.2.- Descargas externas ----- | 12 |
| 2.2.3.- Descargas corona ----- | 13 |
| 2.3.- Modelación del fenómeno----- | 14 |
| 2.4.- Magnitudes eléctricas relacionadas con DP----- | 18 |
| 2.4.1.- Descargas asociadas a condiciones de sobretensión ----- | 21 |
| 2.4.2.- Descargas parciales asociadas a la degradación----- | 22 |
| 2.5.- Nocividad de las descargas parciales ----- | 23 |
| 2.6.- Tipos de mediciones de DP ----- | 24 |
| 2.6.1.- Descargas parciales fuera de línea----- | 24 |
| 2.6.2.- Descargas parciales en línea ----- | 27 |
| 2.7.- Detección de descargas parciales mediante el sistema ANGEL----- | 28 |

| | |
|--|----|
| 2.7.1.- Descargas internas: cavidades en el aislamiento principal por defecto de manufactura o por delaminación----- | 29 |
| 2.7.2.- Descargas parciales externas: problemas de graduación de campo eléctrico----- | 30 |
| 2.7.3.- Descargas parciales externas: deterioro de la pintura conductora (descargas a la ranura)----- | 31 |
| 2.8.- Otro método de medición de descargas parciales por Iris Power Engineering----- | 33 |

Capítulo 3. Corriente en el neutro-----38

| | |
|---|----|
| 3.1.- Introducción----- | 38 |
| 3.2.- Prácticas de puesta a tierra del generador----- | 38 |
| 3.2.1.- Puesta a tierra del estator con baja impedancia----- | 38 |
| 3.2.2.- Puesta a tierra del estator con alta impedancia----- | 39 |
| 3.3.- Causas de corriente en el neutro----- | 40 |
| 3.3.1.- Cortocircuito entre fases----- | 40 |
| 3.3.2.- Cortocircuito entre fase y tierra----- | 41 |
| 3.3.3.- Cortocircuito entre espiras (misma fase)----- | 41 |
| 3.4.- Métodos de protección----- | 42 |
| 3.4.1.- Técnicas basadas en la tensión de tercera armónica----- | 42 |
| 3.4.2.- Técnica de baja tensión de tercera armónica ----- | 44 |
| 3.4.3.- Técnica de tensión en terminales residual de tercera armónica ----- | 46 |
| 3.4.4.- Técnica del comparador de tercera armónica----- | 47 |
| 3.5.- Modelo de cortocircuito del generador síncrono----- | 50 |
| 3.5.1.- Decaimiento de la corriente de falla del generador----- | 52 |
| 3.6.- Análisis de la corriente del neutro del sistema ANGEL----- | 56 |

Capítulo 4. Corriente en la flecha-----

58

| | |
|---|----|
| 4.1.- Introducción----- | 58 |
| 4.2.- Causas de la magnetización en máquinas eléctricas----- | 59 |
| 4.2.1.- Problemas causados por altos niveles de campo magnético residual--- | 60 |
| 4.2.2.- Medición de campo magnético residual----- | 61 |
| 4.2.3.- Niveles máximos de magnetismo residual recomendados----- | 61 |

| | |
|--|-----------|
| 4.3.- Cortocircuito a tierra del campo----- | 62 |
| 4.4.- Métodos de medición----- | 63 |
| 4.4.1.- Método potenciométrico----- | 63 |
| 4.4.2.- Método de inyección de corriente alterna ----- | 63 |
| 4.4.3.- Método de inyección de corriente continua----- | 64 |
| 4.5.- Sistema de excitación estática----- | 64 |
| 4.6.- Cargas electrostáticas----- | 65 |
| 4.7.- Daños por electroerosión de los rodamientos ----- | 66 |
| 4.8.- Sobrecalentamientos en el rotor----- | 68 |
| 4.8.1.- Daños al generador por secuencia negativa----- | 68 |
| 4.9.- Análisis de corriente en la flecha del sistema ANGEL----- | 70 |
| | |
| Capítulo 5. Balance magnético en el entrehierro----- | 71 |
| 5.1.- Introducción ----- | 71 |
| 5.2.- Campo magnético tangencial----- | 72 |
| 5.2.1.- Asimetrías magnéticas----- | 72 |
| 5.2.2.- Cortocircuitos en el rotor ----- | 73 |
| 5.2.3.- Cortocircuito a tierra del campo ----- | 74 |
| 5.3.- Métodos de prueba----- | 75 |
| 5.3.1.- Prueba de caída de tensión con una diferencia de potencial alterna----- | 75 |
| 5.3.2.- Prueba de comparación de pulsos ----- | 76 |
| 5.3.3.- Detección de cortocircuito entre vueltas utilizando medición de campo magnético en las ranuras del rotor ----- | 76 |
| 5.4.- Excentricidad dinámica----- | 77 |
| 5.5.- Balance magnético del sistema ANGEL----- | 78 |
| | |
| Capítulo 6. Análisis de resultados----- | 80 |
| 6.1.- Introducción----- | 80 |
| 6.2.- Análisis del devanado del estator----- | 81 |
| 6.2.1.- Unidad 2, Manzanillo I----- | 81 |
| 6.2.2.- Bobina exploradora----- | 82 |
| 6.2.3.- Corriente de flecha Manzanillo I U2----- | 86 |
| 6.2.4.- Central termoeléctrica Manzanillo II, U2 ----- | 89 |

| | |
|--|------------|
| 6.2.5.- Bobina exploradora----- | 90 |
| 6.2.6.- Corriente de flecha Manzanillo II U2----- | 92 |
| 6.3.- Análisis del devanado del estator----- | 95 |
| 6.3.1.- Corriente en el neutro de la CT Manzanillo I, U2----- | 95 |
| 6.3.2.- Corriente en el neutro de la CT Manzanillo II, U2----- | 98 |
| 6.3.3.- Unidad 2 de la central termoeléctrica Presidente Adolfo López Mateos (Tuxpan) ----- | 100 |
| | |
| Capítulo 7. Conclusiones y trabajos futuros----- | 104 |
| | |
| Referencias----- | 108 |

Lista de Figuras

| | | |
|------|--|----|
| 1.1 | Configuración del sistema para el análisis de generadores en línea----- | 5 |
| 2.1 | Avalancha inicial para la formación de una descarga parcial----- | 10 |
| 2.2 | Descarga parcial del tipo interna----- | 12 |
| 2.3 | Descarga parcial tipo superficiales----- | 13 |
| 2.4 | Descarga parcial tipo corona----- | 14 |
| 2.5 | Modelo de un aislante sólido con falla----- | 14 |
| 2.6 | Circuito eléctrico equivalente----- | 15 |
| 2.7 | Circuito eléctrico simplificado. Modelo ABC----- | 16 |
| 2.8 | Formas de onda de tensión y corrientes generadas por DP----- | 17 |
| 2.9 | Modelo circuito eléctrico con fuente de corriente----- | 18 |
| 2.10 | Modelo circuito transformado----- | 19 |
| 2.11 | Forma de onda de la corriente inducida por una DP rápida asociada a una sobretensión----- | 21 |
| 2.12 | Forma de onda típica de la corriente inducida por una DP lenta asociada a una fuerte degradación----- | 22 |
| 2.13 | Formación de árboles a partir de una cavidad----- | 24 |
| 2.14 | Mapa de descarga parcial tipo interna----- | 30 |
| 2.15 | Patrón de descarga parcial externa----- | 31 |
| 2.16 | Mapa típico de descarga parcial a la ranura----- | 32 |
| 2.17 | Sistema para la medición en línea de descargas parciales----- | 32 |
| 2.18 | Agrupación de las DP, de Iris Power Engineering----- | 34 |
| 3.1 | Puesta a tierra con baja impedancia----- | 39 |
| 3.2 | Puesta a tierra con alta impedancia----- | 40 |
| 3.3 | Tensiones de tercera armónica para diferentes condiciones en un generador típico----- | 43 |
| 3.4 | Un esquema de protección de falla a tierra de baja tensión de tercera armónica----- | 46 |

| | | |
|------|--|----|
| 3.5 | Esquema de protección de falla a tierra basado en la tensión residual en terminales de tercera armónica----- | 47 |
| 3.6 | Esquema de protección de falla a tierra basado en un comparador de tercera armónica----- | 48 |
| 3.7 | Secuencia positiva----- | 51 |
| 3.8 | Secuencia negativa----- | 51 |
| 3.9 | Secuencia cero----- | 52 |
| 3.10 | Conexiones de fallas más comunes en el estator----- | 53 |
| 3.11 | Trazo simétrico de una corriente de cortocircuito del generador----- | 54 |
| 3.12 | Corrientes de cortocircuito del generador para una falla trifásica con desplazamiento de cc----- | 55 |
| 3.13 | Corriente de falla en terminales del generador----- | 56 |
| 3.14 | Arreglo del sensor para medir la corriente del neutro----- | 57 |
| | | |
| 4.1 | Campo magnético alrededor de un conductor----- | 58 |
| 4.2 | Corriente de flecha producida por los sistemas de excitación estática----- | 65 |
| 4.3 | Corriente de flecha producida por cargas electrostáticas----- | 65 |
| 4.4 | Corrientes en las superficies del rotor----- | 69 |
| 4.5 | Arreglo esquemático de la escobilla y el sensor de puesta a tierra----- | 70 |
| | | |
| 5.1 | Señal del campo magnético tangencial con una asimetría----- | 72 |
| 5.2 | Comparación de la señal del campo magnético tangencial entre los polos del rotor----- | 73 |
| 5.3 | Fotografía de contaminación en los cabezales del generador----- | 74 |
| 5.4 | Arreglo esquemático de la bobina exploradora en el estator----- | 79 |
| 5.5 | Señal típica obtenida en la bobina exploradora----- | 79 |
| | | |
| 6.1 | Curva de impedancia estática respecto a la fecha de prueba----- | 82 |
| 6.2 | Curva de dispersión del factor de similitud obtenido en base a la carga----- | 84 |
| 6.3 | Gráfica del factor de similitud de bobina exploradora en base a la fecha de muestreo----- | 84 |
| 6.4 | Tensiones inducidas en la bobina exploradora, obtenida por el sistema ANGEL----- | 85 |
| 6.5 | Curva de dispersión de los datos obtenidos----- | 87 |

| | | |
|------|---|-----|
| 6.6 | Gráfica de corriente de flecha de los datos mostrados----- | 87 |
| 6.7 | Gráfica obtenida del sistema ANGEL de la corriente en la flecha----- | 88 |
| 6.8 | Gráfica de armónicos de la corriente en la flecha----- | 88 |
| 6.9 | Curva de la impedancia estática respecto a la fecha de prueba----- | 90 |
| 6.10 | Gráfica del factor de similitud de bobina exploradora en base a la fecha de muestreo----- | 91 |
| 6.11 | Curva de dispersión de factor de similitud con respecto a la carga----- | 91 |
| 6.12 | Gráfica de tensión obtenida de bobina exploradora de la CT Manzanillo II U2----- | 92 |
| 6.13 | Gráfica de la corriente de flecha en base a la fecha de muestreo----- | 93 |
| 6.14 | Curva de dispersión de corriente de flecha con respecto a la carga----- | 93 |
| 6.15 | Curva de corriente en la flecha, obtenida en línea por el sistema ANGEL----- | 94 |
| 6.16 | Curva de dispersión de la corriente de neutro en base a la carga----- | 96 |
| 6.17 | Curva de corriente de neutro en base a la fecha de muestreo----- | 96 |
| 6.18 | Armónicos representativos, obtenida del sistema ANGEL----- | 97 |
| 6.19 | Datos arrojados por el sistema ANGEL----- | 97 |
| 6.20 | Histograma de corriente de neutro con componente máxima de 180Hz----- | 97 |
| 6.21 | Curva de dispersión de la corriente en el neutro en base a la carga----- | 99 |
| 6.22 | Gráfica de la corriente de neutro en base a la fecha de muestreo----- | 99 |
| 6.23 | Fase A----- | 101 |
| 6.24 | Fase B----- | 101 |
| 6.25 | Fase C----- | 101 |
| 6.26 | Fase A----- | 102 |
| 6.27 | Fase B----- | 102 |
| 6.28 | Fase C----- | 103 |

Lista de Tablas

| | | |
|------|---|-----|
| 2.1 | Valores adecuados de DP utilizado por CFE----- | 26 |
| 2.2 | Pruebas a realizar para determinar los mecanismos de falla----- | 36 |
| 2.3 | Variaciones permisibles recomendados de los generadores----- | 37 |
| 3.1 | Magnitudes de tensiones de tercera armónica para un generador típico----- | 49 |
| 4.1 | Niveles máximos permitidos de magnetismo residual en máquinas rotatorias----- | 62 |
| 4.2 | Tensiones de descarga----- | 66 |
| 4.3 | Dimensiones del cráter de la electroerosión del “babbitt”----- | 67 |
| 6.1 | Datos de placa del generador----- | 81 |
| 6.2 | Impedancia estática----- | 82 |
| 6.3 | Datos obtenidos por la bobina exploradora----- | 83 |
| 6.4 | Datos de la corriente de flecha----- | 86 |
| 6.5 | Datos de placa del generador----- | 89 |
| 6.6 | Impedancia estática----- | 90 |
| 6.7 | Valores obtenidos de la bobina exploradora----- | 90 |
| 6.8 | Datos de la corriente de flecha----- | 92 |
| 6.9 | Datos obtenidos de la corriente en el neutro----- | 95 |
| 6.10 | Datos obtenidos de la corriente del neutro----- | 98 |
| 6.11 | Datos de placa del generador----- | 100 |

Capítulo 1

Introducción

Los generadores eléctricos son de gran importancia para los sistemas eléctricos de potencia, su salida por falla origina severas repercusiones y grandes pérdidas para las compañías suministradoras de electricidad, ya que dejan de generar niveles importantes de energía. En caso de una reparación mayor, la rehabilitación de una máquina puede tomar de seis meses a un año para estar en posibilidad de conectarla nuevamente al sistema.

Por el alto nivel de potencia que manejan los generadores, están sujetos a esfuerzos eléctricos, mecánicos, térmicos y ambientales que deterioran gradualmente sus componentes y que en caso extremo pueden llevarlos a fallar. Es importante conocer con claridad los mecanismos de deterioro a los que se ven sometidos, centrar la atención en las variables significativas que identifican el proceso y tomar acciones correctivas para evitar que se cumpla el proceso completo y falle el generador.

Las empresas por lo general se han concentrado en el diagnóstico de generadores con pruebas aplicadas fuera de línea. Actualmente en el panorama mundial, se tiene una tendencia hacia el mantenimiento predictivo. Por lo tanto, el diagnóstico en línea ha adquirido una gran importancia. Para efectuar el diagnóstico en línea de generadores, se han reportado técnicas diferentes. Cada técnica tiene sus ventajas y desventajas. En México, algunos generadores tienen instalados equipos de diagnóstico en línea.

La posibilidad de definir el estado de un generador en operación, es de mucha utilidad para los responsables de la operación y el mantenimiento de estos equipos. El monitoreo en línea de generadores es un excelente complemento a la inspección periódica que se efectúa durante los paros de servicio por mantenimiento.

En el caso de la inspección de generadores fuera de servicio, se analiza el efecto que producen los diferentes esfuerzos en el generador cuando éste se encuentra en operación. Por ejemplo, los esfuerzos mecánicos producirán que las cuñas se aflojen y que el devanado pierda rigidez, en algunos casos incluso afectando los soportes en los cabezales. La acción de las descargas por contaminación o por un arreglo inadecuado de los devanados, producirán lo que se conoce como polvo blanco.

El arreglo de los devanados del estator siempre es en estrella, a diferencia de los transformadores de alta tensión, los generadores utilizan aislamiento pleno, las conexiones del neutro se desconectan y se aplica una diferencia de potencial de prueba homogéneo en todo el devanado. Para simular artificialmente el gradiente entre diferentes fases en los cabezales se requiere aplicar un potencial eléctrico nominal de operación del generador, lo que por otro lado provoca que se apliquen esfuerzos excesivos en el generador en zonas que normalmente operan a diferentes fuerzas electromotrices menores.

El tipo de construcción, e incluso su tamaño, permite que los generadores se inspeccionen con relativa facilidad. Pero es necesario tomar en cuenta que cuando el generador se encuentra fuera de servicio no está sujeto a esfuerzos mecánicos, térmicos e incluso ambientales. Por el contrario, cuando se realiza la evaluación del generador en operación los esfuerzos eléctricos, térmicos, mecánicos y ambientales están presentes e interactúan entre sí. Es obvio que no hay la posibilidad de hacer una inspección visual y se requiere de un esfuerzo mayor para realizar la interpretación de los resultados. Tomando por ejemplo una variable en apariencia relativamente sencilla, suponiendo que se tiene una elevación anormal de la temperatura, las razones pueden ser una obstrucción de los ductos de enfriamiento, el deterioro del núcleo o incluso del aislamiento entre sub-conductores. Es necesario conocer su diseño, analizar su historial de operación y conocer en detalle el comportamiento de la máquina para establecer un juicio.

Con respecto al monitoreo de generadores en línea, se tienen dos posibilidades para llevarlo a cabo, una es mediante sistemas que se instalan en los generadores de la central, el cual requiere de la instalación permanente del sistema diseñado únicamente para los generadores que se desee monitorear. Por otro lado, también es posible efectuar el diagnóstico de los generadores con sensores no permanentes. En este caso, la instalación de los sensores depende del tipo de generador que se pretenda evaluar. Por ejemplo, en los generadores de plantas turbogas o en generadores hidroeléctricos que se

utilizan para cubrir cargas pico, se pueden instalar los sensores cuando se encuentran fuera de servicio. Para una mejor ilustración de las técnicas y de la explotación de resultados, se presentarán una serie de ejemplos y experiencias hasta ahora obtenidas en el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM). Las técnicas aplicadas permiten tomar decisiones que pueden tener serias repercusiones técnicas y económicas. Es común que en una planta se requiera realizar la rehabilitación de todos los generadores de la central, por el costo que implica, es importante definir incluso el orden en que se realice la rehabilitación. Se debe intervenir aquel que se encuentre en las condiciones más críticas debido al tiempo necesario para hacer una intervención de esta naturaleza y a los recursos financieros que demanda.

La CFE, a través de la Gerencia de Ingeniería Eléctrica del Comité de Especialistas de Máquinas Eléctricas Rotatorias de la Oficina de Sistemas Eléctricos del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) a través de la Unidad de Equipos Eléctricos, han tenido la oportunidad de inspeccionar una serie de fallas que les permiten establecer diferentes mecanismos de deterioro que sufren los generadores. El deterioro de los generadores depende fundamentalmente del tipo de generador que se trate: ya sea de centrales hidroeléctricas o de centrales termoeléctricas, de la potencia de salida y del sistema de enfriamiento utilizado.

1.1 Antecedentes

Desde hace mucho tiempo se ha tratado de diagnosticar la condición de los aislamientos del devanado del estator buscando pruebas de diagnóstico que sean lo más efectivas posible para indicar el grado de deterioro, su localización específica y el mecanismo que produce la degradación. Tradicionalmente, las pruebas de diagnóstico se han hecho fuera de línea, es decir, con la máquina desenergizada, aprovechando las salidas de las unidades a mantenimiento, con un enfoque de mantenimiento preventivo, es decir, periódico.

Desde unos años atrás, se ha buscado el enfoque predictivo, el cual se basa principalmente en diagnóstico en línea, con la máquina en operación normal, lo cual tiene la ventaja de analizar la máquina bajo todas las condiciones de operación. Hace unos 50 años se empezaron a desarrollar instrumentos para medir las descargas parciales en línea, las cuales son un buen indicador de la condición de los aislamientos. Esta técnica se inició en generadores hidroeléctricos ya que la tecnología de esos

tiempos, con electrónica analógica, no permitía discriminar adecuadamente las descargas parciales del ruido eléctrico en los turbogeneradores.

Con el desarrollo de la tecnología de estos instrumentos, en especial la tecnología digital, y el desarrollo de programas de computadoras, actualmente existen varias compañías que fabrican equipos de monitoreo para todo tipo y capacidad de máquinas eléctricas rotatorias. La limitante en el uso extensivo de estas tecnologías de monitoreo en línea es el costo de los equipos. Sin embargo, en CFE ya se han instrumentado varios generadores con este tipo de instrumentos, contando actualmente con varios turbogeneradores de gran capacidad y algunos hidrogeneradores.

1.1.1.- Descripción del sistema de monitoreo

En las centrales Manzanillo I y Manzanillo II, la CFE ha decidido instalar un sistema de monitoreo en línea para supervisar las condiciones de operación de los generadores. Al sistema se le ha denominado **ANGEL (Análisis de Generadores en Línea)**. La Central Manzanillo I está integrada por cuatro generadores con enfriamiento directo de hidrógeno tanto en los devanados del estator como en los del rotor, los generadores han acumulado más de 100,000 horas de operación (Año 2003). Este tipo de generadores ha presentado problemas en otras centrales por lo que se tomó la decisión de instalar el Sistema ANGEL en esta central. La Central Manzanillo II es más reciente, cuenta con dos generadores con enfriamiento directo con agua desionizada en el estator y con enfriamiento directo de hidrógeno en el rotor. Cuando los sellos de agua se deterioran, hay pequeñas fugas de agua que tienden a propagarse en el cabezal y si no se detecta y corrige a tiempo, es posible que provoque la falla de los devanados del estator, CFE cuenta actualmente con diez centrales generadoras acondicionadas con el sistema de monitoreo en línea (ANGEL).

Actualmente, ya existen sistemas comerciales, que efectúen el diagnóstico de los generadores, mediante el registro de más de dos parámetros. El sistema propuesto por el IIE está integrado por un equipo de medición de descargas parciales, que brinda información de las condiciones del estator, una bobina exploradora, que detecta cortocircuitos en los devanados del rotor, un sensor de potencial eléctrico en el neutro y un sensor de corriente inducida en la flecha, para detectar incrementos en el nivel de asimetría del generador, causados por problemas mecánicos y eléctricos. En la figura 1.1, se muestra la configuración del sistema, el primer bloque está formado por los sensores primarios que se instalan directamente en los generadores, se colocan

capacitores de alta tensión de 1 nF en el bus de fase aislada para medir los niveles de descargas parciales en cada una de las fases. Es necesario montar una bobina exploradora en una de las cuñas del devanado del estator para detectar cortocircuitos en los devanados polares del rotor.

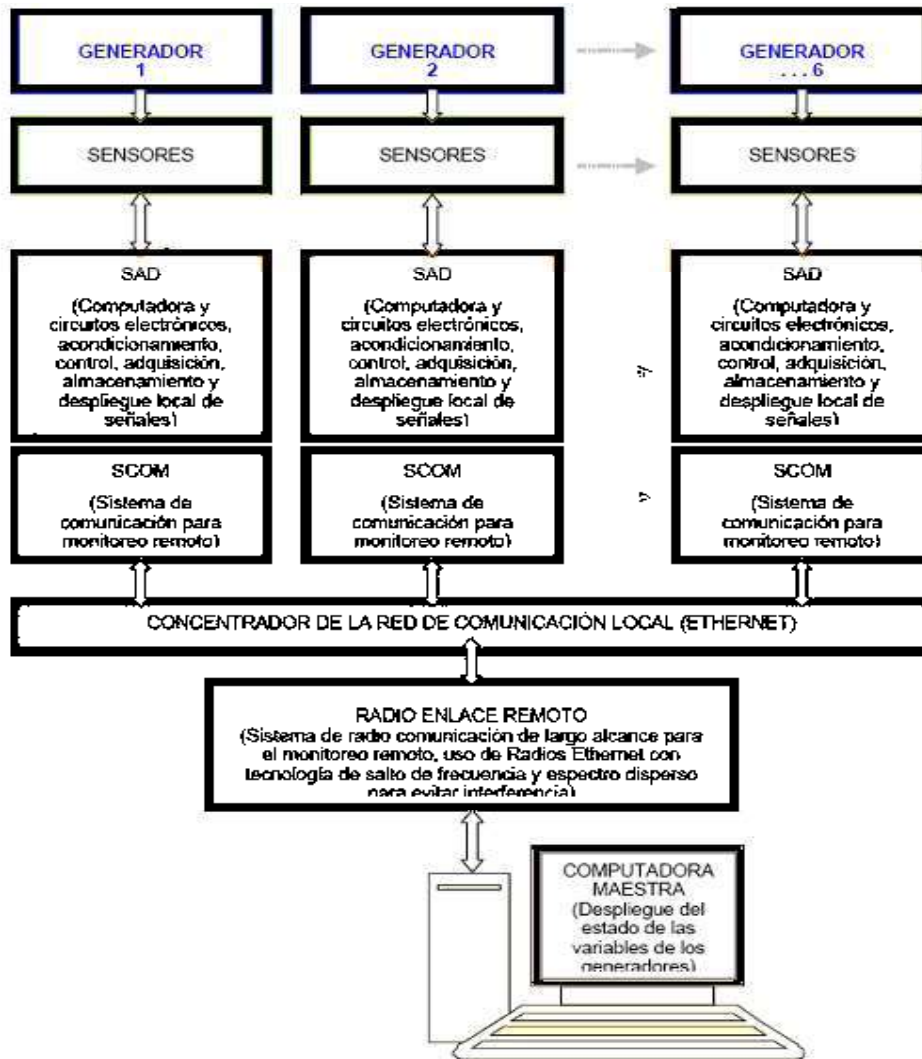


Figura 1.1.- Configuración del sistema para el Análisis de Generadores en Línea

Se instala un sensor para medir el desbalance electromagnético del generador en el transformador de puesta a tierra del generador. Finalmente se toma la señal de corriente de la conexión de puesta a tierra de la flecha del generador. Las señales de operación del generador, diferencias de potencial y corrientes, se toman de los transformadores de instrumentación existentes. El segundo módulo, el Sistema de

Adquisición de Datos (SAD), cuya función es acondicionar, adquirir, controlar y almacenar las señales de los sensores en forma local.

El SAD está constituido por un gabinete donde se aloja una computadora de tipo industrial, en la que se alojan las tarjetas electrónicas de acondicionamiento y adquisición de las señales. El módulo contará con los periféricos necesarios para operar en forma local y remota.

El tercer módulo consta de dos subsistemas, el sistema de comunicación entre módulos locales para conformar una red local y el sistema de comunicación remota que enlazará a la computadora maestra, que se describe en el cuarto módulo, con la red local. El módulo, se seleccionará de acuerdo con las necesidades particulares de la planta donde se instale el sistema, tales como la distancia entre módulos, los niveles de interferencia y las condiciones ambientales. Finalmente, el cuarto módulo está constituido por una computadora maestra que administra, almacena y despliega las variables observadas en cada uno de los generadores integrados al sistema de monitoreo, [1].

1.2 Objetivo

El objetivo de esta tesis radica en dar las bases teóricas bien fundamentadas del funcionamiento y las características del sistema de monitoreo en línea a generadores (ANGEL), para diagnosticar el estado de vida del aislante de los generadores y así evitar daños mayores a este tipo de máquinas rotatorias. También el analizar algunos ejemplos de los resultados arrojados por el sistema ANGEL de algunas centrales termoeléctricas de nuestro país.

1.3 Justificación

Los generadores eléctricos están sometidos a muchos tipos de esfuerzos tanto eléctricos como mecánicos, esto ha llevado a que cada vez más se opte por un mantenimiento predictivo para tratar de reducir los tiempos y costos de salidas a reparación por problemas en el aislamiento tanto en el estator como en el rotor del generador eléctrico.

En la actualidad, en nuestro país solamente unas cuantas unidades generadoras de energía eléctrica tienen instalados un sistema de monitoreo en línea, esto es

debido a la poca difusión que se le ha dado al monitoreo en línea de generadores.

1.4 Metodología

La metodología que se utilizará para llevar a cabo esta investigación será la de recabar toda la información necesaria sobre el tema en libros, revistas, publicaciones y en el Internet para comprender la naturaleza de los fenómenos de medición del sistema de monitoreo en línea, así como la experiencia que se pueda adquirir en trabajo de campo, ya sea en las plantas generadoras como en el laboratorio de pruebas a equipo y materiales (LAPEM).

1.5 Descripción de la Tesis

Capítulo 1.- Introducción: En este capítulo se desarrolla una breve introducción a lo que es el sistema de monitoreo en línea y de las centrales generadoras que en nuestro país están trabajando con este sistema.

Capítulo 2.- Descargas Parciales (DP): En este capítulo se presenta todo lo referente a las descargas parciales, desde la naturaleza de este fenómeno, los tipos de descargas parciales que existen, las magnitudes de éstas, también se habla sobre las mediciones de DP fuera de línea y en línea.

Capítulo 3.- Corrientes en el neutro: En este capítulo se describen todas las variables que pueden causar una corriente circulante por el neutro del generador eléctrico y se hace una descripción de los circuitos de medición.

Capítulo 4.- Corrientes en la flecha: En este capítulo se presentan las variables que pueden generar corrientes circulantes en la flecha del generador, se analizan desde las bobinas del rotor, hasta los efectos producidos por los álabes de la turbina.

Capítulo 5.- Balance magnético en el entrehierro: En este capítulo se trata de las causas que provocan que haya un desbalance magnético en el entrehierro de la máquina, desde un corto entre espiras en el devanado de campo hasta la excentricidad dinámica del rotor.

Capítulo 6.- Análisis de resultados: En este capítulo se presenta el análisis de los resultados arrojados por el sistema de monitoreo en línea (ANGEL), algunos ejemplos de medición (gráficas, formas de onda, señales registradas) que el sistema arroja de algunas centrales termoeléctricas de nuestro país.

Capítulo 7.- Conclusiones y trabajos futuros: Por último en este capítulo en base a lo investigado y a lo experimentado se redactan las conclusiones del trabajo realizado y se dan algunas recomendaciones al lector para trabajos futuros.

Capítulo 2

Descargas Parciales

2.1.- Introducción

Durante el proceso de fabricación de un aislante, pudiera producirse que quedaran pequeñas cantidades de gas aprisionadas en el interior del material, formando cavidades (espacios huecos dentro del aislante) de formas y dimensiones muy diferentes. Por otra parte, al montar un aislante alrededor de piezas conductoras como equipos eléctricos, pudieran quedar por descuido, imperfecciones o dificultades constructivas, cavidades entre el dieléctrico sólido y conductores o entre diferentes capas de aislamiento sólido.

También al usar aislantes plásticos, en el proceso de fraguado, pueden quedar burbujas gaseosas en su interior. El envejecimiento del material aislante ya sea por acciones externas de los conductores éstos ejercen fuerzas mecánicas o incluso bajo la acción de contracciones térmicas tales, que dan origen a cavidades de tamaño y formas diversas. Los fenómenos de origen eléctrico que se producen en estas cavidades (burbujas o espacios con gas) son fundamentalmente, los mismos.

2.1.1.- Naturaleza del Fenómeno

Cuando el material aislante es sometido a una diferencia de potencial y debido a la presencia de un campo eléctrico el cual tiende a concentrarse en la cavidad, se produce la ionización del gas presente en éstas, dando origen a una descarga eléctrica, Figura 2.1.

La ionización es un proceso físico, el cual se inicia cuando un electrón libre o un ion negativo llega a un espacio lleno de algún material ionizable, por ejemplo gas, donde exista un campo eléctrico. Si un electrón tiene la suficiente libertad para moverse

en el gas, éste adquirirá una gran energía dinámica tal que en la colisión del electrón y una molécula neutra se liberará un electrón de ésta por el impacto. Así cada vez que esto suceda se liberará un nuevo electrón capaz de producir el mismo efecto, logrando de esta forma que el número de electrones libres aumente, produciendo así el efecto avalancha.

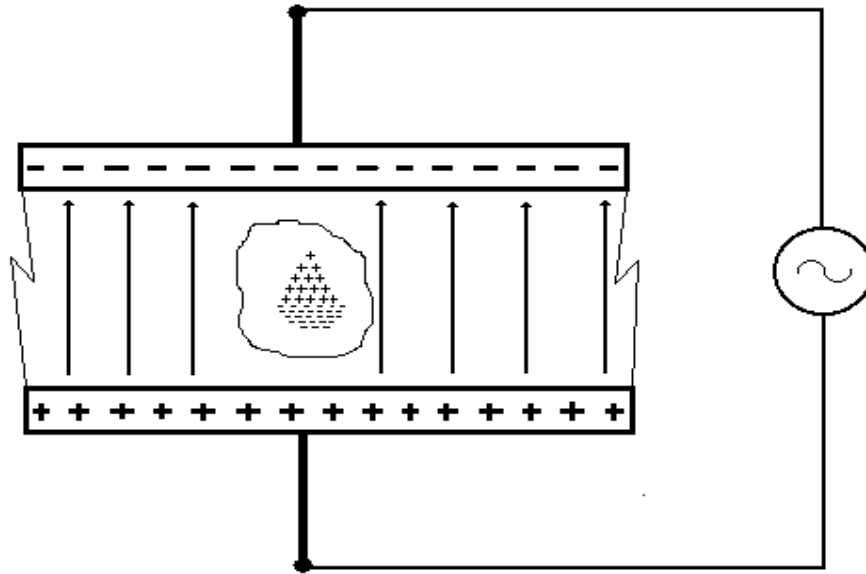


Figura 2.1.- Avalancha inicial para la formación de una descarga parcial.

Estos electrones, cargados negativamente, se moverán rápidamente en la dirección del electrodo cargado positivamente, el cual junto con el electrodo negativo producen el campo eléctrico en el gas ionizable. Las moléculas que pierdan un electrón permanecerán cargadas positivamente y se moverán mas lentamente que los electrones, en la dirección opuesta, es decir, hacia el electrodo negativo. El movimiento de los iones está gobernado por la fuerza que ejerce el campo eléctrico entre las cargas libres y la masa de cada ion. La nube de iones positivos representa una carga de espacio la cual reduce la rigidez del campo eléctrico en la región donde los electrones son liberados por las colisiones, éste y otros efectos desaceleran el proceso de ionización.

Cuando la intensidad del campo alcanza un valor menor al cual se inicio la ionización, no se generan más electrones por avalancha. La carga de espacio formada por iones positivos en la vecindad del electrodo negativo y la de los iones negativos y electrones, en la vecindad del electrodo positivo disminuye por la influencia de varios

efectos. El material de los límites de la región donde la ionización ocurre, además de la distribución del campo eléctrico y la polaridad de los electrodos, influyen en la velocidad a la cual la carga se recombina.

A medida que la carga de espacio desaparece, la intensidad del campo eléctrico en la región en cuestión aumenta, cuando éste alcanza el valor al cual la ionización fue iniciada la primera vez o ligeramente mayor, la avalancha de electrones comienza y el proceso de ionización se vuelve a repetir.

Las tensiones de inicio de estas descargas eléctricas son relativamente bajas debido principalmente a que el campo eléctrico tiende a concentrarse en las cavidades, y que la rigidez dieléctrica del gas es menor que la rigidez dieléctrica del sólido. Este fenómeno puede ocurrir en cualquier gas y en consecuencia, en cualquier material aislante sólido con fisuras o cavidades, líquido con burbujas y también en aislaciones sólidas desgasificadas.

Si se coloca un metal en una zona cercana a la avalancha, las cargas eléctricas se inducirán capacitivamente en este metal o electrodo. Cuando este electrodo se conecta a una línea de transmisión, la forma de onda que puede registrarse en esta línea, corresponderá a la del movimiento de los iones y electrones de la avalancha. Estas descargas eléctricas afectan sólo a la zona en que se producen, es decir no comprometen toda la aislación, de allí su nombre genérico de descargas parciales (DP). Se podría definir entonces DP como pequeñas descargas eléctricas que se producen en el interior de cavidades con gas presente en un medio aislante sólido o líquido.

2.2.- Clasificación de las DP

En general se distinguen tres tipos de DP:

- Internas.
- Superficiales o externas.
- Corona.

2.2.1.- Descargas internas

Este tipo de descarga ocurre en cavidades, en general gaseosas, al interior de un dieléctrico sólido. Éste tipo de patrón se puede observar en la figura 2.2, éstas pueden presentarse de varias formas:

- En el exterior, es decir la cavidad se produce entre los revestimientos de dos conductores paralelos.
- En el interior del dieléctrico, se presentan como una pequeña cavidad de aire.
- Entre dieléctrico y aislante, generalmente se produce porque la aislación se despega.

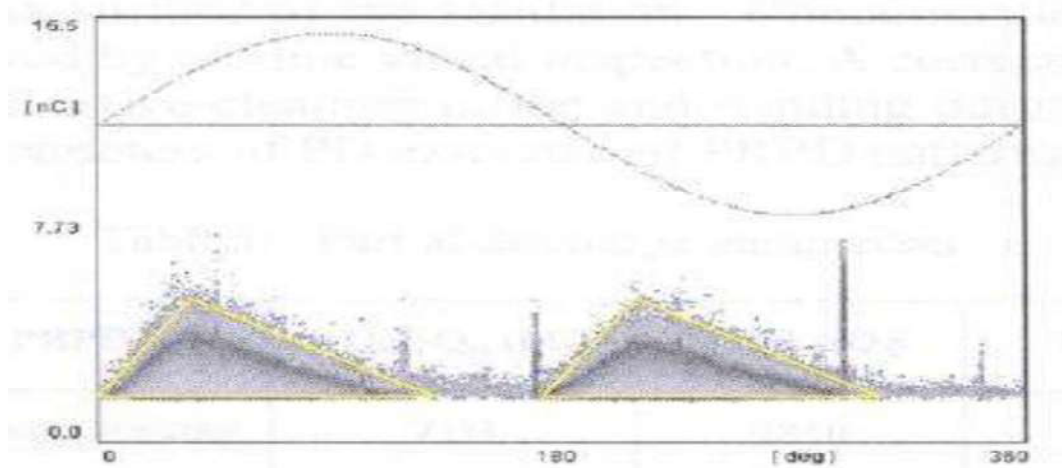


Figura 2.2.- Descarga parcial del tipo interna

Características de las descargas parciales tipo internas:

- Patrón en forma triangular
- La magnitud y la forma prácticamente no varían con el tiempo
- La magnitud es similar en ambos semiciclos
- Si la magnitud de las DP en el ciclo positivo es mayor a la del ciclo negativo, se dice que las DP ocurren cerca del conductor.
- Carga eléctrica máxima ($Q_{\text{máx.}} \geq 10 \text{ nC}$)

2.2.2.- Descargas Externas

Este tipo de descarga ocurre en gas, ocasionalmente en líquido, en la superficie de un dieléctrico o interfase entre dos dieléctricos. El patrón de descarga se puede observar en la figura 2.3, estas descargas pueden ser de Fase a tierra y Entre fases.

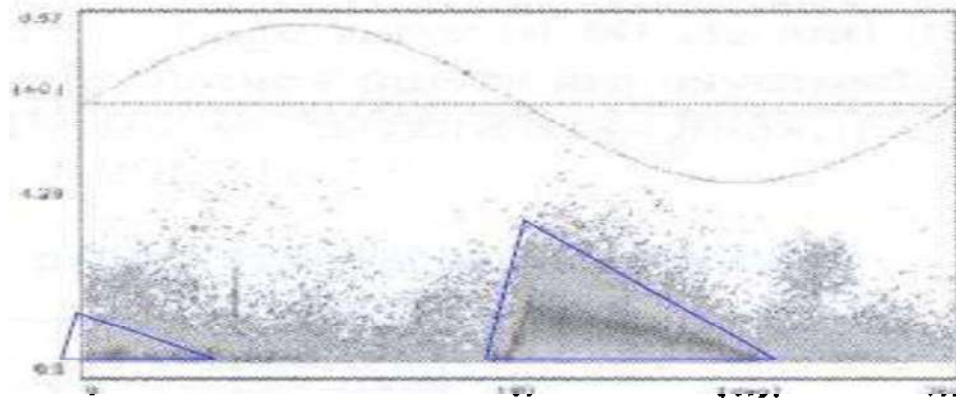


Figura 2.3.- Descarga parcial tipo superficiales

Características de las descargas parciales tipo superficiales:

- Más severo tipo de descargas
- Descargas negativas mayores a las positivas, del orden de 3:1
- Patrones con una pendiente pronunciada
- Carga eléctrica máxima ($Q_{m\acute{a}x.}$) ≥ 50 nC

2.2.3.- Descargas corona

Este tipo de descarga es bastante diferente de las ya mencionadas. Las descargas corona ocurren en las superficies metálicas afiladas o que tienen un pequeño radio de curvatura, en las cuales el campo eléctrico supera la rigidez dieléctrica del gas (en general aire). La descarga limitada a la zona de alto campo se extingue en el medio circundante lo que no origina una falla franca, el patrón de descarga se puede observar en la figura 2.4.

Por lo dicho anteriormente, hay autores que prefieren omitir a las descargas corona de la familia de las DP, en general pasan a ser fuente de interferencia en la medición de DP.

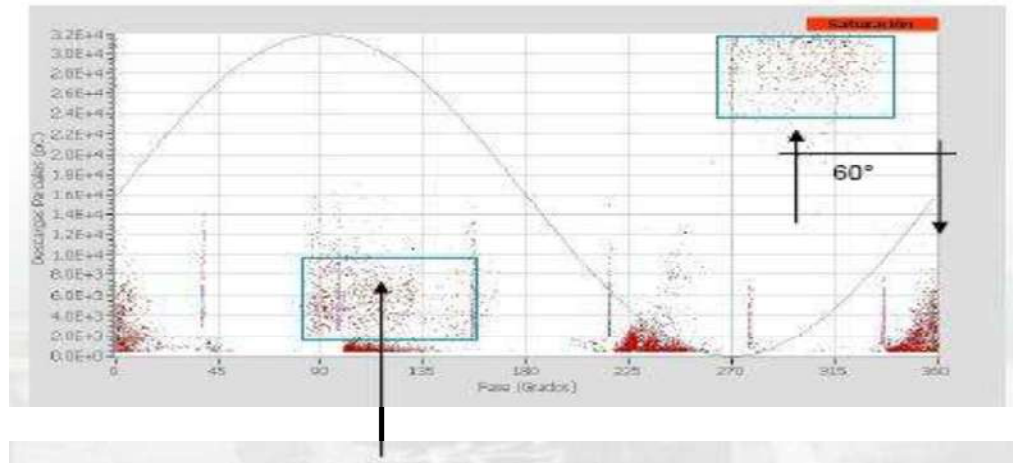


Figura 2.4.- Descarga parcial tipo corona

Características de las descargas parciales tipo corona:

- Forma de “nubes”
- Descargas esporádicas de gran magnitud
- Las DP de fase a tierra están en fase con las descargas internas
- Las DP entre fases están desfasadas $\pm 60^\circ$ de las DP internas
- Carga eléctrica máxima ($Q_{\text{máx}}$). ≥ 35 nC

2.3.- Modelación del fenómeno

Una falla en un determinado punto de un sistema de aislación eléctrica puede significar la presencia de una cavidad, la cual presenta una determinada capacidad frente a tensiones alternas, esto se puede ver en la figura 2.5.

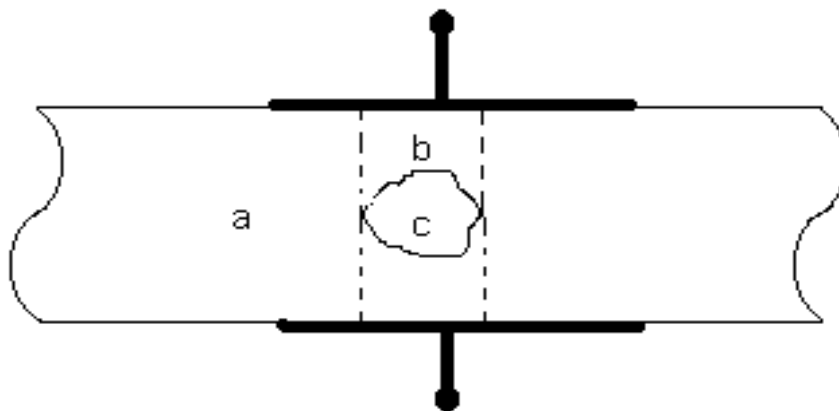


Figura 2.5.- Modelo de un aislante sólido con falla.

Donde:

- a.- Representa la capacidad de la aislación sin falla.
- b.- Capacidad serie a la cavidad, es decir, de la zona sin falla.
- c.- Es la capacidad equivalente de la cavidad.

En general la perturbación eléctrica provocada por una descarga parcial con tensión alterna puede ser modelada mediante un circuito análogo con condensadores y resistencias, como se ilustra en la figura 2.6, [2].

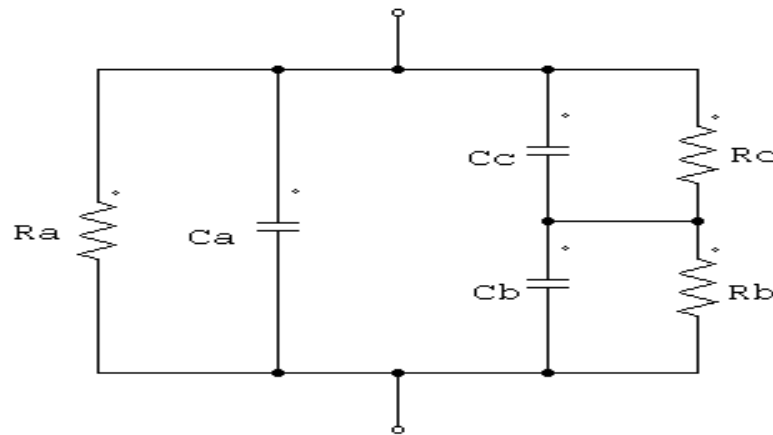


Figura 2.6.- Circuito eléctrico equivalente.

Donde R_c y C_c representan la resistencia y la capacidad de la imperfección o cavidad, R_b y C_b la resistencia y capacidad del aislante en serie con la cavidad, R_a y C_a la resistencia y capacidad del aislante restante.

Pero como las resistencias son tan grandes en relación a las reactancias capacitivas se adopta simplemente el modelo simplificado, que se muestra en la figura 2.7.

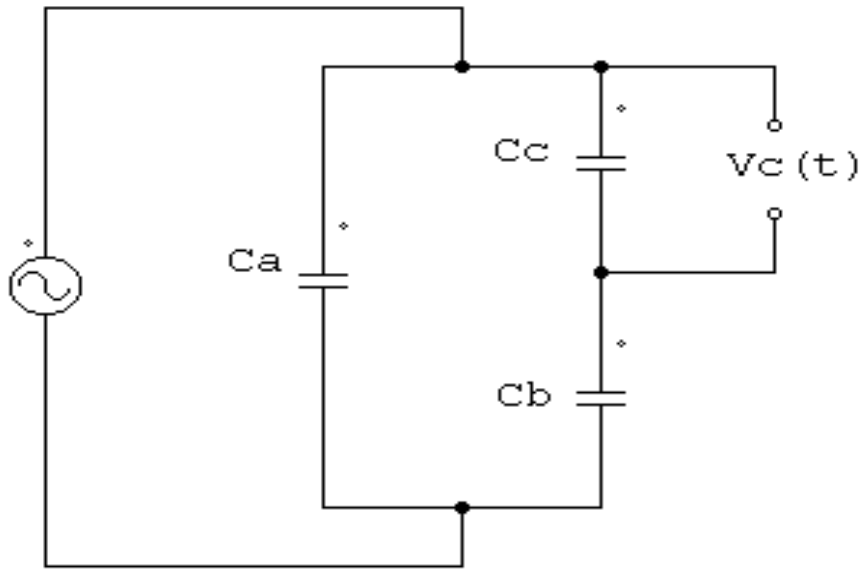


Figura 2.7.- Circuito eléctrico simplificado. Modelo ABC, [2].

Si se aplica una tensión alterna al aislante designado por:

$$V_i(t) = V_m \text{Sen} \omega t \quad (2.1)$$

La diferencia de potencial de los bornes de la cavidad es:

$$V_c(t) = \frac{C_b}{C_b + C_c} V_m \text{Sen} \omega t \quad (2.2)$$

Hasta el momento donde toma el valor V_1 (tensión disruptiva del gas en el interior de la cavidad).

La descarga se produce cuando el valor máximo de la tensión total aplicada es igual a:

$$V_{\max} \geq V_i = \frac{C_b + C_c}{C_b} V_1 \quad (2.3)$$

Donde:

V_i .- Tensión umbral.

La descarga en la cavidad se traduce en una brusca caída de tensión $V_c(t)$ hasta un valor V_2 llamado extinción de la descarga. Después de esto, la tensión en la cavidad C empieza a subir nuevamente, ya que la capacidad de la cavidad representada por C_c , empieza a cargarse debido a la tensión externa aplicada. Una vez que la tensión en la cavidad C, alcanza nuevamente el valor de inicio V_1 se produce una nueva descarga, y así sucesivamente hasta que, pasado el máximo de la onda V_c , se llega a valores negativos produciéndose una descarga en sentido opuesto cuando se alcanza el valor $-V_1$. Posteriormente y análogamente al caso ya descrito, se producirá una secuencia de descargas negativas. (De no haber descarga en la cavidad, la tensión que debería aparecer sería de forma senoidal).

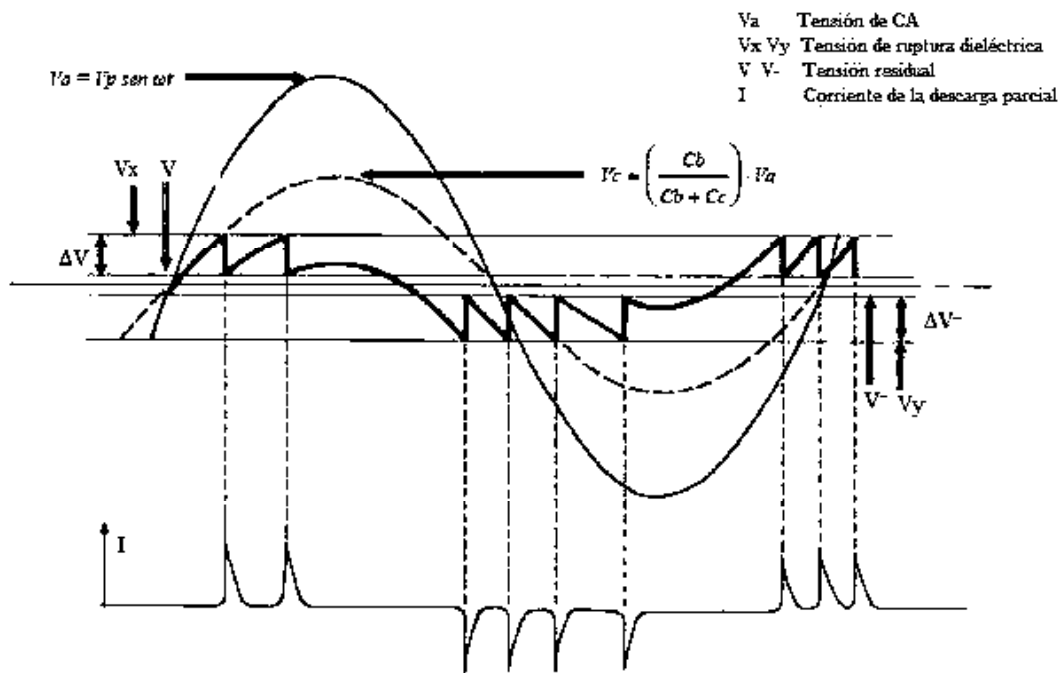


Figura 2.8.- Formas de onda de tensión y corrientes generadas por DP.

Se debe destacar que los pulsos de DP son de signo positivo en los intervalos $0^\circ - 90^\circ$ y $270^\circ - 360^\circ$, y negativos en el intervalo $90^\circ - 270^\circ$, concentrándose en la región de cruce por cero de la señal, tal y como se muestra en la figura 2.8, [3].

Con tensión de CC el fenómeno es irrelevante pues solo ocurre una descarga al conectar una fuente de tensión y otra al desconectarlo, comparado con lo que ocurre con tensión alterna, en que habrá al menos dos descargas por ciclo.

2.4.- Magnitudes eléctricas relacionadas con las DP

En general en el transcurso de esta tesis, se hablará en términos de descarga (carga) aparente, identificando con ella a la descarga que se presenta accesible o medible entre un par de terminales. En esta parte se intenta establecer una relación entre la descarga aparente y la descarga real, entendiendo por ésta, la física, la que realmente ocurre a causa de imperfecciones en la aislación y a la existencia de gradientes muy altos.

La carga real en una cavidad C de acuerdo al circuito equivalente de la figura 2.6, se obtiene como se indica en la siguiente ecuación.

$$q = \left(Cc + \frac{CaCb}{Ca + Cb} \right) \Delta V \quad (2.4)$$

Donde:

$$\Delta V = V_1 - V_2$$

V_1 .- Tensión de inicio de la descarga en la cavidad.

V_2 .- Tensión de extinción de descargas en la cavidad.

Como generalmente $Cb \ll Ca$ entonces:

$$q = (Cc + Cb) \Delta V \quad (2.5)$$

Estas descargas producen impulsos de corriente, por consiguiente podemos representar las DP por una fuente de corriente que entrega una corriente $i(t)$, como se muestra en la figura 2.9.

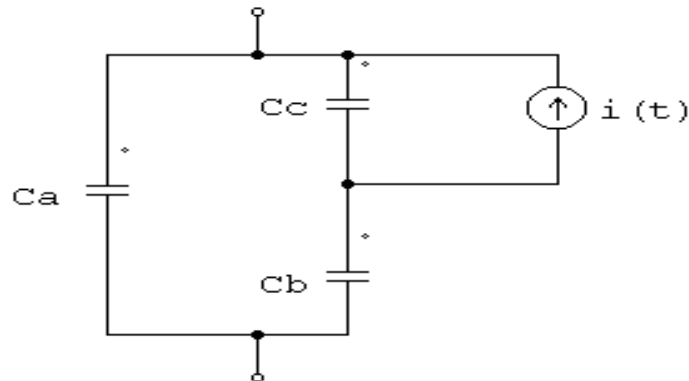


Figura 2.9.- Modelo circuito eléctrico con fuente de corriente.

En el circuito de la figura 2.9, se obtiene que,

$$i(t) = (C_c + C_b)\Delta V\delta(t) \quad (2.6)$$

$\delta(t)$.- Función impulso unitario.

Transformando la fuente de corriente en tensión y nuevamente en una fuente de corriente se encuentra el circuito equivalente de la figura 2.10.

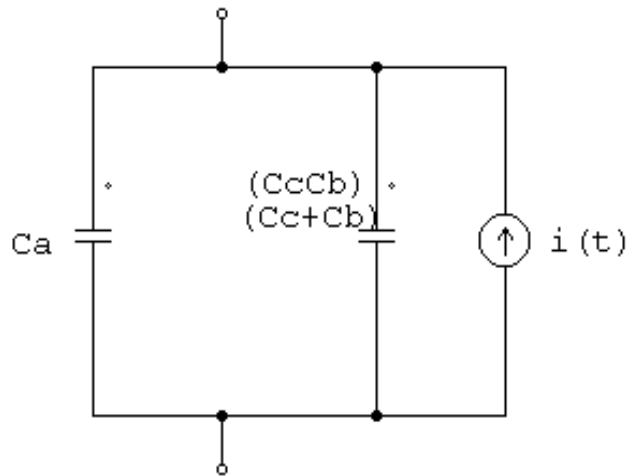


Figura 2.10.- Modelo circuito transformado.

En que:

$$i(t) = \Delta VC_b\delta(t) \quad (2.7)$$

De tal manera que la carga aparente trasferida será:

$$q = \int_0^{\infty} i(t)dt \quad (2.8)$$

Lo cual da:

$$q = C_b\Delta V \quad (2.9)$$

Esta magnitud es la empleada para caracterizar las DP, ya que se puede medir en los bornes del aislante. El flujo de carga aparente hacia el exterior origina una variación de la tensión en las terminales dada por:

$$V_a = \frac{Cb}{Cb + Ca} = \frac{Cb}{Ca} \Delta V \quad (\text{Suponiendo } Cb \ll Ca) \quad (2.9a)$$

La mayoría de los detectores de DP responden a esta caída de tensión y son por lo tanto capaces de determinar q. La medición eléctrica de los impulsos originados por las DP pueden expresarse en carga aparente (pC).

La energía disipada por la DP, se obtiene,

$$\Delta W = \frac{qV_i}{2} \quad (2.10)$$

donde:

q.- Carga aparente.

V_i .- Tensión de iniciación o umbral pico.

El número de descargas por cada cuarto de ciclo puede expresarse como el número de veces que el tamaño de la descarga (ΔV) está contenida en el máximo aplicado a la burbuja V_c .

$$N = 4f \frac{V_b}{\Delta V} \quad (2.11)$$

Donde:

N.- Número de descargas por segundo.

f.- Frecuencia (Hz).

V_b .- Tensión máxima que se aplicaría a la burbuja en ausencia de descargas.

y se calcula como:

$$V_b = V_m \frac{Cb}{Cb + Cc} - V_2 \quad (2.12)$$

A su vez

ΔV .- Caída de tensión en la burbuja en cada descarga, se calcula como,

$$\Delta V = V_1 - V_2 \quad (2.13)$$

2.4.1.- Descargas asociadas a condiciones de sobretensión

Estas descargas corresponden al de tipo rápido, las cuales tienen un tiempo del orden de 2ns, pero pueden alcanzar tiempos menores de 700ps. En estos tiempos, la corriente puede alcanzar niveles de amperes, por lo que se genera una onda electromagnética que se difunde en el espacio circundante de la zona de descarga. En la figura 2.11 se muestra la forma de onda de la corriente inducida por una DP rápida.

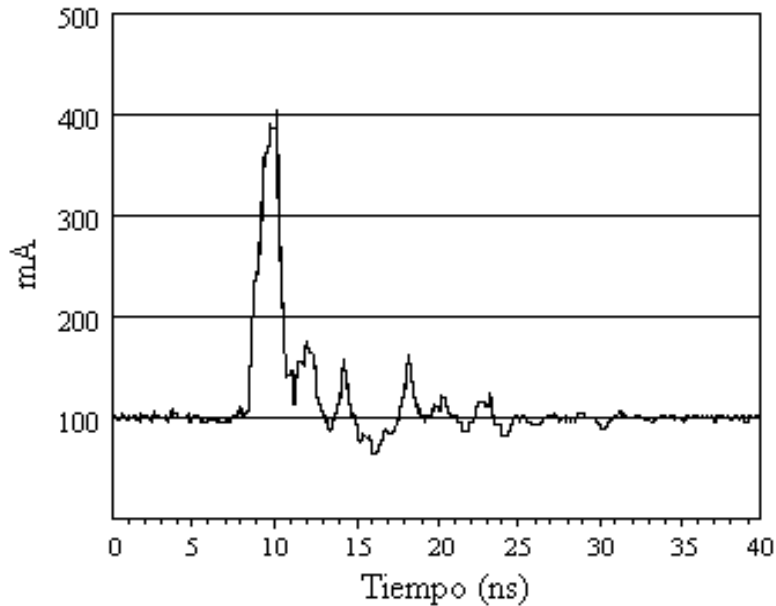


Figura 2.11.- Forma de onda de la corriente inducida por una DP rápida asociada a una sobretensión.

El origen de esta forma de onda de la descarga se encuentra asociado con condiciones de sobretensión dentro de la cavidad donde se presenta la descarga. Estas condiciones de sobretensión se originan cuando la diferencia de potencial presente en la cavidad para provocar la descarga excede los valores de ruptura del gas sin que exista un electrón libre para iniciar la avalancha de acuerdo al proceso descrito anteriormente en este capítulo.

La forma de onda de una descarga rápida contiene información sobre el tiempo entre el momento en que se alcanzó la diferencia de potencial de ruptura en el gas dentro de la cavidad y el momento en que apareció el primer electrón libre. Esta información es relevante para definir la energía con que se bombardea la superficie y es sin lugar a dudas, el tipo de descarga que mayor daño puede ocasionar en el aislamiento.

Sirve también para la localización de esta descarga, pues la gran cantidad de energía liberada en tan corto tiempo es mucho mayor que la que se encuentra en el medio ambiente como interferencias y que es causada por las transmisiones de radio y telefonía inalámbrica.

Un dato importante obtenido del estudio de macrofotografías de una superficie de resina epóxica observada en un microscopio electrónico de barrido, indica que este tipo de descarga se presenta tanto en cavidades vírgenes como cavidades con severa degradación, por lo que desde el punto de vista de la evaluación de la degradación, este tipo de descargas no es importante, ya que la magnitud no se altera con la degradación, [2].

2.4.2.- Descargas parciales asociadas a la degradación

Las formas de onda inducidas por las DP que presentan degradación severa, se observan formas de onda del tipo lento, cuya duración se prolonga dos órdenes de magnitud más que en las ondas rápidas. En la figura 2.12 se observa la forma de onda típica de la corriente inducida por una DP lenta asociada a una fuerte degradación.

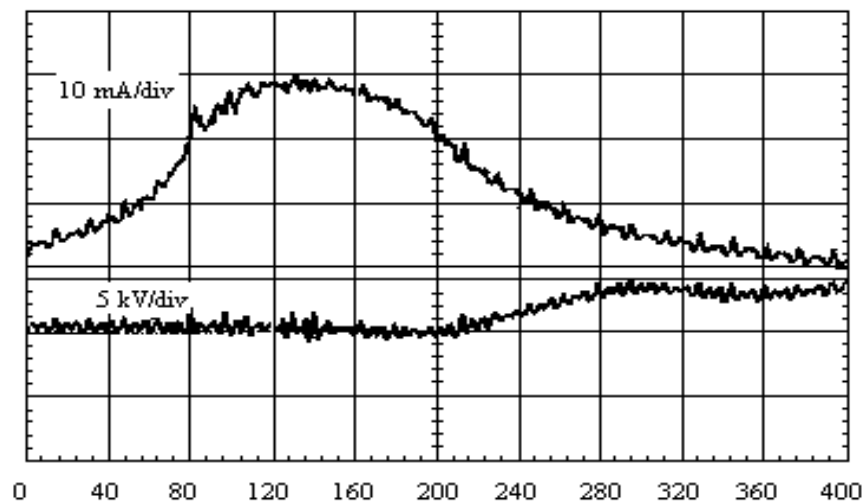


Figura 2.12.- Forma de onda típica de la corriente inducida por una DP lenta asociada a una fuerte degradación.

Es necesario resaltar que la escala de tiempos es 10 veces más lenta que la correspondiente a la descarga rápida.

Esta descarga lenta está relacionada con la formación de avalanchas sucesivas, generadas por una abundante cantidad de electrones libres provenientes de carga

atrapada en la superficie degradada del aislamiento. Bajo estas condiciones, no se alcanzan niveles significativos de sobre tensión entre cada descarga y la duración de la descarga se extiende mientras la conducción de la superficie degradada permita la difusión de cada descarga anterior. Esta afirmación se confirmó al detectar zonas de inyección de cargas en la superficie, presentadas como áreas luminosas al barrido de un microscopio electrónico. Esto indica que los electrones necesarios para observar la imagen que promueven la liberación de más carga inyectada, que se manifiesta como zonas luminosas. Esto significa que la zona de mayor degradación tiene menor resistividad superficial y volumétrica, por lo que promueve la difusión de carga dentro del volumen del aislamiento y con ello la degradación no sólo es superficial sino que avanza hacia los electrodos hasta provocar una falla.

2.5.- Nocividad de las descargas parciales

La degradación de un aislante sólido por las descargas parciales es el resultado de un conjunto complejo de fenómenos:

- a) Elevación de la temperatura del gas encerrado proveniente de los choques elásticos entre electrones y moléculas gaseosas.
- b) Bombardeo iónico y electrónico de las paredes de la cavidad provocando su erosión.
- c) Acción de rayos ultravioleta producidas por átomos excitados y por la recombinación de portadores.
- d) Descarga química progresiva del material con producción de gases, particularmente hidrógeno.

La importancia de estos diversos fenómenos, varía ciertamente con el material dieléctrico considerado y las condiciones en las cuales es utilizado, pero las experiencias han demostrado que en un ambiente gaseoso químicamente inerte la degradación de un aislante obedece a un mismo tipo de evolución que comprende tres fases sucesivas:

- a) Inicialmente el proceso de ataque se limita a una erosión lenta, las cavidades se agrandan y pueden entrar en contacto con otra, debilitando localmente el muro del aislante.

- b) La segunda etapa puede aparecer en los puntos débiles de la cavidad a partir de las cuales las descargas se propagan al interior del dieléctrico sano formando caminos conductores.
- c) Por fin, cuando el campo eléctrico en la extremidad de una de las ramificaciones alcanza al gradiente de descarga esencial del aislante se observa un desgaste rápido del material en esa dirección, y cuando esta progresión de daño se produce se difunde también hacia al electrodo opuesto, la perforación completa del aislante produce una descarga total de una pieza conductora a otra.

En la figura 2.13 se puede observar la formación de “árboles” a partir de una cavidad.

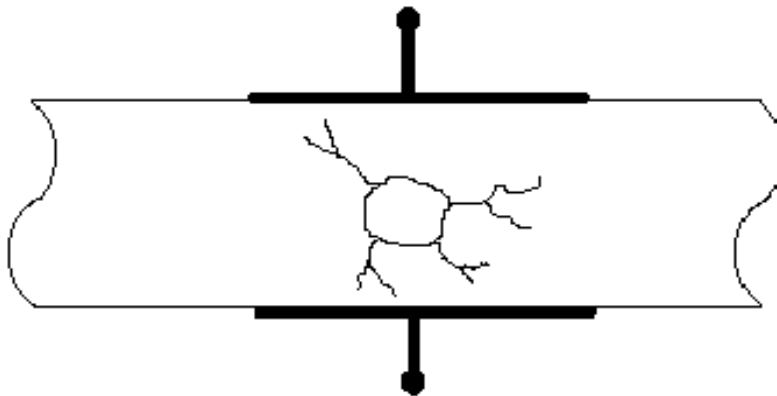


Figura 2.13.- Formación de árboles a partir de una cavidad.

2.6.- Tipos de mediciones de DP

Hay dos tipos de mediciones de DP, las cuales son:

- Medición de descargas parciales fuera de línea
- Medición de descargas parciales en línea

2.6.1.- Descargas Parciales fuera de línea

Por más cuidadoso que sea el proceso de fabricación del aislamiento de los devanados del estator, es imposible que la resina de impregnación de las cintas aislantes penetre y llene perfectamente todo el volumen del aislamiento por lo que

siempre quedará una cantidad de huecos pequeños dentro del mismo. Cuando el aislamiento eléctrico del devanado es sometido a la tensión de operación del generador, en aquellos huecos donde se alcance a través de ellos un nivel de tensión de aproximadamente 3 kV/mm, se romperá dieléctricamente el aire contenido en ellos y se producirán descargas parciales. Las descargas parciales originadas en el semiciclo positivo de la tensión serán de polaridad negativa y las que se originen en el semiciclo negativo de la tensión serán de polaridad positiva, [4].

La magnitud de las descargas parciales depende del tamaño de los huecos, mientras más grandes sean los huecos, mayor será la magnitud de las descargas parciales. La unidad de magnitud de las descargas parciales en pruebas fuera de línea realizadas en CFE es el picocoulomb (pC). Aún los devanados nuevos nacen con una cantidad de descargas parciales internas del orden de algunos miles de pC, generalmente de 2 a 3, dependiendo del equipo de medición y su calibración, en pruebas fuera de línea.

En condiciones no severas de operación de un generador, es decir, sin aflojamiento de los devanados, sin arranques y paros muy frecuentes, sin cambios bruscos y sin temperaturas excesivas, se espera que el aislamiento se vaya degradando gradualmente a lo largo de muchos años, apareciendo más huecos y los existentes haciéndose cada vez mayores. Sin embargo, ante la ocurrencia frecuente de los factores de degradación antes mencionados, la aparición de huecos y daños en diferentes puntos del sistema de aislamiento se acelera, con lo cual aumenta la cantidad y magnitud de las descargas parciales. Por esta razón, se considera que las descargas parciales son un síntoma y no la causa de la degradación del aislamiento. Sin embargo, una vez que las descargas parciales se presentan en gran cantidad y magnitud, su acción contribuye a acelerar la degradación del aislamiento.

En las pruebas fuera de línea se mide la magnitud y el patrón de distribución de las descargas parciales respecto a una onda senoidal de referencia con lo cual se trata de determinar el grado de la degradación y su probable localización en el sistema de aislamiento. La correcta interpretación de estos patrones de descargas parciales requiere mucha experiencia en este tipo de pruebas. La ventaja de las pruebas fuera de línea es que, durante la medición, se puede ayudar a definir con más precisión la localización de las descargas parciales más intensas con sensores direccionales de ultrasonido y, en la zona de ranuras. La medición en forma periódica, permite determinar la razón de degradación y, con cierta precisión, el tiempo de vida del aislamiento.

La medición fuera de línea de las descargas parciales tiene como desventaja que no indica el comportamiento de las descargas parciales en las condiciones de operación del generador, especialmente en generadores eléctricos enfriados con hidrógeno, por ejemplo, en los cuales las descargas parciales se reducen notoriamente por efecto del hidrógeno a presión, además de que se reducen también por que el devanado solo tiene tensión suficiente para generar las descargas parciales en un 20% del mismo aproximadamente, dependiendo de la tensión nominal. Adicionalmente, ya que solo se puede probar el devanado de una fase a la vez, aplicándole una tensión al devanado completo contra tierra, no permite detectar problemas entre fases en el cabezal, tal como la formación de caminos de falla (*tracking*) entre fases. Tampoco detecta problemas incipientes en el recubrimiento semiconductor en la ranura por aflojamiento de las barras.

La forma de evaluación del aislamiento mediante esta técnica es por medio de los valores absolutos de descargas parciales y su incremento con el tiempo, es decir, se tiene que evaluar la tendencia. Un valor inicial de descargas parciales mayor al esperado no necesariamente significa que el aislamiento vaya a fallar pronto, se debe evaluar la magnitud del incremento con el tiempo.

El criterio general que se ha adoptado en CFE para el seguimiento de las descargas parciales fuera de línea a continuación se muestra en la tabla 2.1 (dependiendo del equipo de medición utilizado y su calibración).

Tabla 2.1.- Valores adecuados de DP utilizado por CFE

| Periodicidad de la medición | | Magnitud de las D.P. |
|-----------------------------|---|--------------------------|
| Cada 4 años | ≤ | 10,000 pC |
| Cada 2 años | > | 10,000 pC - ≤ 30,000 pC |
| Cada año | > | 30,000 pC - < 100,000 pC |

Si las descargas parciales han alcanzado valores de 30,000 pC o más, lo recomendable es instalar equipo de monitoreo en línea para realizar una mejor evaluación de la causa de las mismas y un seguimiento más oportuno de la tendencia. Es importante considerar que cuando se realicen mediciones periódicas de descargas parciales, es necesario que siempre se midan con los mismos equipos y calibración para

no tener variaciones de valores por utilizar diferentes equipos de medición y calibración de los mismos.

La experiencia actual en la medición de descargas parciales fuera de línea muestra que, en muchos casos, no es fácil determinar el origen de las descargas parciales. La contaminación o suciedad de los devanados producen descargas parciales que pueden confundirse con otro mecanismo de falla.

Esto dificulta tomar la decisión respecto al tipo de trabajo correctivo necesario. Aun con todo, esta prueba ha demostrado ser la más sensible a degradación del aislamiento o contaminación en el estator.

2.6.2.- Descargas Parciales en Línea [4]

La mejor prueba de diagnóstico en línea del devanado del estator de los generadores eléctricos que existe actualmente es la medición de descargas parciales, la cual se ha constituido en la herramienta más poderosa de diagnóstico del aislamiento del devanado del estator ya que se realiza con el generador eléctrico en operación, bajo los esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos propios de esa condición de la máquina.

Las ventajas de esta técnica son: la medición se realiza en minutos en el momento que uno decida y, dependiendo del sistema utilizado, puede interpretarse por una persona que haya recibido un sencillo curso. Además, solo requiere de una calibración de equipos ya que los sensores son fijos. Por la confiabilidad de los equipos y experiencia con ellos, en CFE se está utilizando el sistema de medición desarrollado por el instituto de investigaciones eléctricas (IIE). En este sistema, en turbogeneradores las descargas parciales que se originan dentro de los devanados y se transmiten al exterior de los mismos, se captan a través de capacitores de 1 nF conectados directamente a la salida de los devanados.

En CFE sólo se tienen hasta la fecha algunos turbogeneradores, instrumentados con sensores para medición en línea de descargas parciales. En este caso, los sensores son tipo fijos, los cuales captan las descargas parciales a través de la diferencia de potencial. Por el tipo de sensor y, principalmente por el efecto de los turbogeneradores enfriados a presión para reducir las descargas parciales, en este tipo de sistema los valores obtenidos en cantidad y magnitud de descargas parciales son mucho menores que en el caso de los turbogeneradores que son enfriados por aire a presión atmosférica.

En un generador eléctrico la mayor parte del aislamiento del devanado del estator está sujeto a una tensión de fase a tierra, desde los conductores de cada barra del

devanado a la superficie de las mismas recubiertas por una cinta o pintura semiconductora que se pone a referencia de tierra al estar en contacto con el núcleo del estator en las ranuras del mismo. Por lo tanto, las descargas parciales originadas en la sección del devanado con recubrimiento semiconductor y graduador dependen de la tensión de fase a tierra de la máquina.

Los sistemas de medición de descargas parciales en línea incluyen una señal de tensión de la máquina de fase a tierra como referencia, tomada de uno de los secundarios de los transformadores de potencial, con la cual, mediante software, se reproducen las ondas de tensión de fase a tierra de las otras dos fases para mostrar los patrones de agrupamiento de las descargas parciales en cada fase del devanado respecto a su tensión correspondiente de fase a tierra.

2.7.- Detección de descargas parciales mediante el sistema ANGEL

El análisis de las descargas parciales en línea, brinda la información para establecer las condiciones en que se encuentra el sistema aislante del estator. De acuerdo con la magnitud y la configuración de las descargas, se pueden detectar defectos como el deterioro en las pinturas conductoras y graduadoras, la ionización de bobinas de diferente fase en cabezales, un alto contenido de cavidades internas, entre otros.

Para la aplicación del sistema ANGEL se clasificó el fenómeno de las descargas parciales en tres categorías: descarga interna, descarga externa y otras fuentes de descargas.

Las descargas internas son generadas por problemas de:

- a).- Cavidades en el aislamiento principal por defectos de manufactura
- b).- Delaminación del aislamiento por la acción de los cambios cíclicos de temperatura

Las descargas externas incluyen problemas de:

- a).- Inadecuada graduación de campo eléctrico
- b).- Desconexión de las resistencias equipotenciales en generadores con enfriamiento directo de hidrógeno
- c).- Deterioro de la pintura conductora en la región activa

En la categoría de otras fuentes que se registran en los mapas de descargas parciales del sistema ANGEL, se encuentran:

- a).- Descargas corona en equipos ajenos al generador
- b).- Pulsos originados por los procesos de conmutación del sistema de excitación
- c).- Interferencia

2.7.1.- Descargas internas: Cavidades en el aislamiento principal por defectos de manufactura o por delaminación

Esta clase de descarga ocurren en los aislamientos de los equipos eléctricos por la presencia de materiales extraños que se caracterizan por tener una baja rigidez dieléctrica, en comparación con la rigidez dieléctrica de los materiales aislantes que constituyen dichos equipos. Dentro de las inclusiones que pueden llegar a originar las descargas parciales en los equipos eléctricos, se mencionan las siguientes:

- Burbujas gaseosas producidas en la fabricación o por un proceso de delaminación del aislamiento principal.
- Partículas extrañas
- Protuberancias metálicas

En este caso de descargas parciales, los pulsos de descargas se presentan en las subidas de tensión positivas y negativas de las señales de referencia. Es decir, se producen dos grupos de descargas con una separación de 180° eléctricos para cada fase, como se muestra en la figura 2.14.

Típicamente los pulsos de descargas se agrupan en forma triangular. Cuando las descargas del semiciclo positivo son de mayor magnitud a las del semiciclo negativo, significa que existe una mayor cantidad de cavidades cerca de los conductores. En cambio, cuando las descargas del semiciclo negativo están, ligeramente por arriba de las del semiciclo positivo, se considera que las descargas están ocurriendo cerca de las superficies de las bobinas.

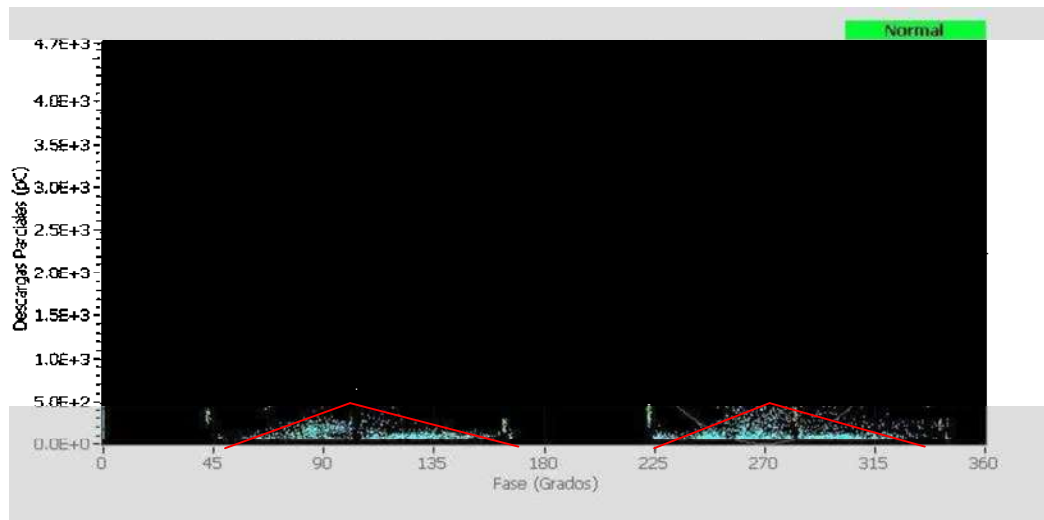


Figura 2.14.- Mapa de descarga parcial tipo interna

En general, la magnitud y forma de las descargas internas se mantienen prácticamente constantes para las mismas condiciones de operación. Sin embargo, los cambios en las condiciones de carga del generador pueden hacer que éstas aumenten o disminuyan.

2.7.2.- Descargas parciales externas: problemas de graduación de campo eléctrico

Por lo general, los problemas de degradación de campo eléctrico se originan debido al deterioro de la pintura o cinta de graduación. Lo que, a su vez, es provocado por raspaduras, desprendimiento de capas, mala colocación, materiales caducados o bien, por la proximidad de las fundas metálicas de los sensores de temperatura con las zonas de alta tensión a la salida de los cabezales. En los generadores con problemas de graduación de campo eléctrico, se corre el riesgo de que se presenten rompimientos dieléctricos en aire, zonas de alta tensión y partes metálicas o, entre cabezales de diferente fase. La constante actividad de descargas externas, puede deteriorar el sistema aislante hasta generar una falla.

Las deficiencias de graduación de campo eléctrico genera ionización externa que puede ser de fase a tierra o entre fases. El patrón de las descargas presentadas por la ionización externa se manifiesta formando una especie de “nubes”, como se observa en la figura 2.15.

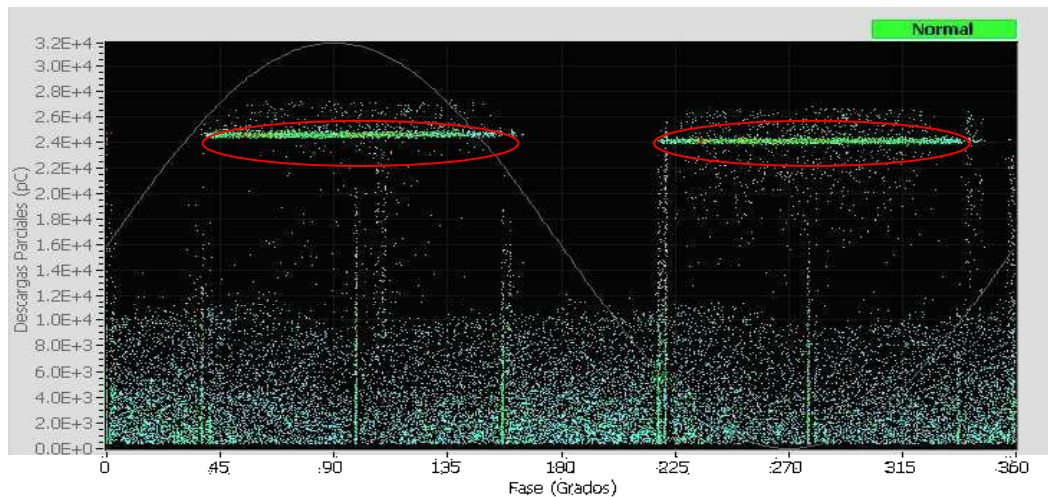


Figura 2.15.- Patrón de descarga parcial externa

La magnitud y cantidad de los pulsos de descargas varían a menudo. Las “nubes” producidas por las descargas de fase a tierra se localizan en fase con el patrón de descargas internas. Con frecuencia, su magnitud es mayor a la generada por las descargas internas. Por otra parte, las “nubes” que se producen en el caso de ionización entre fases, se encuentran desfasadas $\pm 60^\circ$ eléctricos de las descargas internas de referencia.

2.7.3.- Descargas parciales externas: deterioro de la pintura conductora (descargas a la ranura)

Las bobinas del estator deben quedar perfectamente ajustadas en las ranuras para soportar los esfuerzos electromagnéticos a los que se ven sometidos por la acción del rotor. Si la bobina tiene libertad de movimiento se fricciona contra la pared de la ranura y da lugar a la pérdida de pintura conductora. Cuando el área afectada es suficientemente grande, provoca que la bobina opere eléctricamente flotada. Ello origina descargas parciales externas (descargas a la ranura). La ocurrencia de dichas descargas acelera la pérdida de la pintura conductora, provocando que las descargas aumenten su nivel. En algunas publicaciones técnicas se indica que si las descargas en el semiciclo negativo son tres veces mayor a las descargas del semiciclo positivo, existe un problema de descargas a la ranura, este fenómeno se puede apreciar en la figura 2.16.

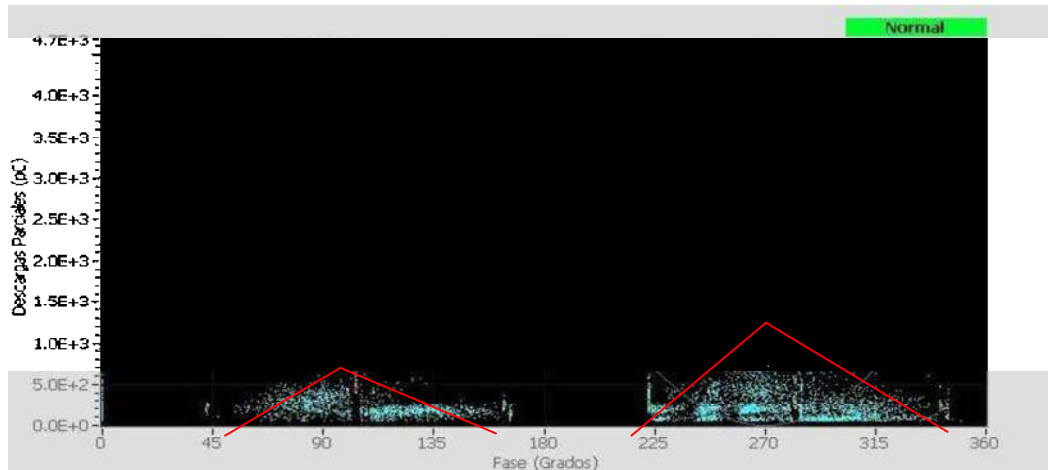


Figura 2.16.- Mapa típico de descarga parcial a la ranura

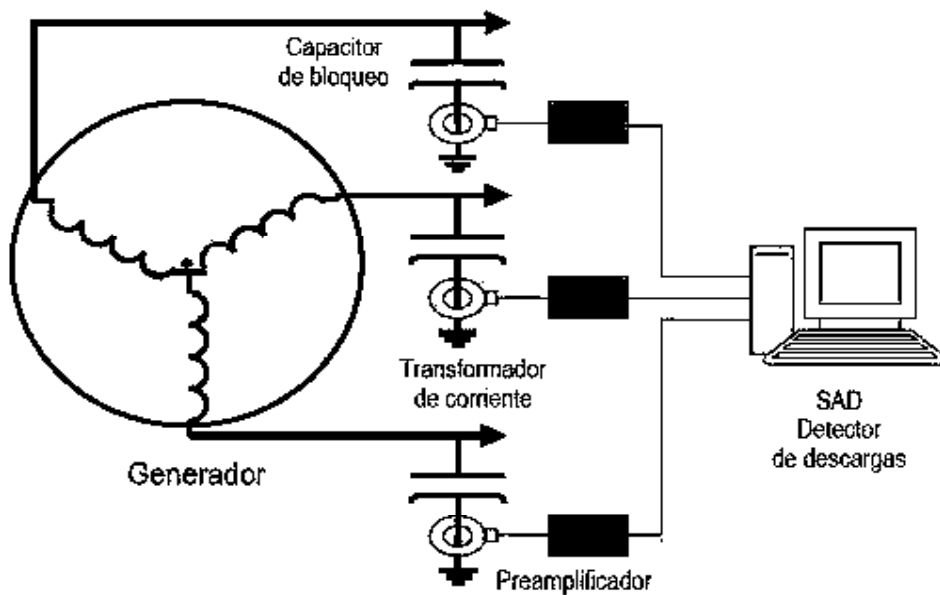


Figura 2.17.- Sistema para la medición en línea de descargas parciales

El análisis de las descargas parciales, brinda información de las condiciones en que se encuentra el sistema aislante del estator. De acuerdo con la magnitud y la distribución de las descargas, en el diagrama de fase en función de la magnitud, tasa de repetición y fase (Q , N , Φ) permite detectar problemas tales como, contaminación en cabezales, fracturas en el aislamiento, deterioro en las pinturas conductoras y graduadoras, ionizaciones entre bobinas de diferente fase en la zona de cabezales y

problemas con delaminación (separación entre capas) del aislamiento, entre otros. La instrumentación utilizada ha sido desarrollada en el IIE, los sensores capacitivos se colocan en el bus de fase aislada. Las señales de alta frecuencia se acoplan con un transformador de corriente de alta frecuencia. La señal se amplifica y acondiciona localmente para incrementar su inmunidad al ruido, el arreglo esquemático se muestra en la figura 2.17.

2.8.- Otro método de medición de descargas parciales por Iris Power Engineering

Existen una gran variedad de equipos analizadores de descargas parciales en el mercado, uno de ellos es el analizado en esta sub-sección, el Iris Power Engineering, este método tiene algunas diferencias en comparación con el sistema ANGEL. Una de las más notables es que el sistema ANGEL nos entrega los resultados en forma de carga eléctrica (pC) y el analizador Iris Power Engineering nos lo entrega en forma de diferencia de potencial eléctrico por lo general en mV.

El equipo analizador proporciona la siguiente información relacionada con las descargas parciales; Magnitud de las descargas parciales positivas y negativas en milivolts (mV), denominada como Q_m , definida como el valor en mV a una tasa de repetición de las descargas parciales de 10 pulsos por segundo y sensores capacitivos de 80nF. La cantidad de descargas parciales en pulsos por segundo convertida a un número llamado NQN, que es equivalente al área bajo la curva de cada polaridad en una gráfica de dos dimensiones en la cual en el eje “Y” se encuentra la cantidad de descargas parciales en pulsos por segundo y en el eje “X” la magnitud de las mismas en mV, [4].

Las descargas parciales que se originan por la tensión de fase a tierra durante el semiciclo positivo de la tensión, se agrupan alrededor de los 45° eléctricos y son de polaridad negativa. Mientras que, las descargas parciales originadas en el semiciclo negativo, se agrupan alrededor de los 225° eléctricos y son de polaridad positiva, como se ilustra en la figura 2.18 en la que la onda senoidal corresponde a la tensión de fase a tierra de una de las fases del devanado.

En un aislamiento en el cual solo existen huecos dentro del volumen del aislamiento principal, condición que se considera normal y que se espera que progrese gradualmente a lo largo de muchos años de operación, la magnitud y cantidad de las descargas parciales de ambas polaridades son muy similares entre sí, con pequeñas diferencias, como se observa en la gráfica de dos dimensiones anterior, en la cual la

magnitud de las descargas parciales negativas (270 mV) es mayor en un 12.5% que la de las descargas parciales positivas (240 mV). Si la magnitud de las descargas parciales de una de las polaridades es mayor en un 50% aproximadamente que la de la otra polaridad, se dice que hay una “**predominancia de polaridad**” y esto es indicativo de la existencia de otros mecanismos de degradación en el aislamiento, [4].

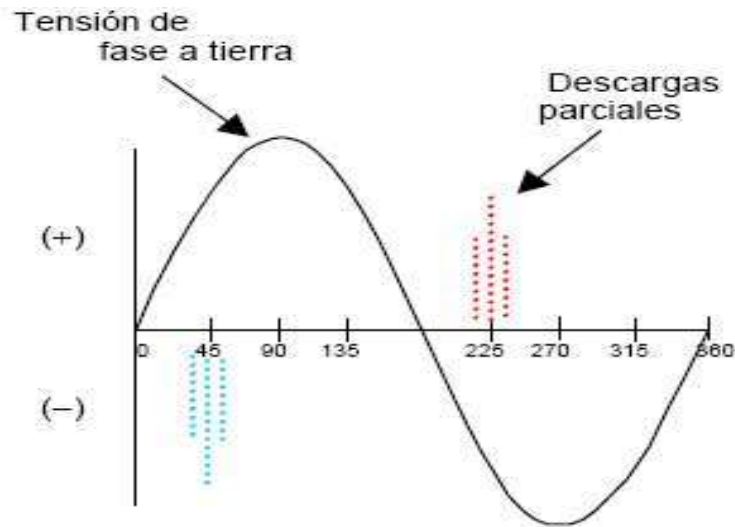


Figura 2.18.- Agrupación de las DP, de Iris Power Engineering

Los diferentes mecanismos de degradación del aislamiento se pueden identificar por las características en predominancia de polaridad así como del ángulo en que se agrupan las descargas parciales respecto a la onda de tensión de referencia. También, se ha observado que algunos mecanismos de degradación del aislamiento muestran cambios en la magnitud de las descargas parciales por variaciones en temperatura y carga del devanado. A continuación se explican los mecanismos de degradaciones más comunes y la forma en que se pueden identificar mediante la predominancia de una polaridad.

No predominancia de polaridades.- Si se encuentra que la magnitud y cantidad de las descargas parciales de ambas polaridades son similares, generalmente se debe a la existencia de huecos dentro del volumen del aislamiento principal.

Aunque también es posible que esta característica ocurra cuando existan dos mecanismos de falla diferentes que produzcan descargas parciales de polaridades opuestas que resulten en magnitudes y cantidades similares.

Predominancia de polaridad negativa.- Cuando las descargas parciales de polaridad negativa predominan, se ha encontrado que se deben a que el aislamiento principal se separa de los conductores del devanado. Esta situación se origina por arranques y paros excesivos en los que, por tener el cobre y el aislamiento principal coeficientes de dilatación por temperatura diferente, con la repetición de este efecto se fatiga la unión de conductores y aislamiento hasta romperse formando huecos.

Predominancia de polaridad positiva.- Cuando la polaridad que predomina en las descargas parciales es la positiva, se ha encontrado que son debidas a descargas parciales que ocurren de la superficie del aislamiento a tierra. Por ejemplo, al dañarse el recubrimiento semiconductor de las barras en la zona de ranuras y perderse la referencia de tierra, en donde haya separaciones entre el aislamiento y el núcleo del estator ocurrirán descargas parciales cuya característica es que son de polaridad positiva.

También ocurrirán descargas parciales positivas en caso de daño en la unión entre el recubrimiento semiconductor y el graduador a la salida de las barras de las ranuras. Cuando se presentan problemas de contaminación o caminos conductores entre barras contiguas del devanado en el cabezal que son de fases diferentes con un alto potencial entre ellas, las descargas parciales en estos puntos son originadas por una tensión entre fases. En este caso, las descargas parciales se agruparán en un ángulo de $\pm 30^\circ$ eléctricos respecto a la tensión de referencia de fase a tierra. Es decir, a 15° ó 75° para las descargas de polaridad negativa y 195° ó 255° para las positivas.

El efecto de las variaciones de carga o temperatura del devanado sobre las descargas parciales de algunos mecanismos de degradación puede ser ha subir o bajar la magnitud de aquellas. Si al subir la carga o la temperatura del devanado las descargas parciales se incrementan, se dice que hay un efecto positivo por estos factores. Si el resultado es contrario, es decir, que se reducen las descargas parciales con el aumento de carga o temperatura en el devanado, se dice que hay un efecto negativo. Para determinar si hay un efecto en las descargas parciales por temperatura, se debe lograr una variación en temperatura en el devanado del estator de al menos 20°C y en el caso de la carga la variación debe ser al menos de 40%. A continuación se indican los mecanismos de falla más comunes del aislamiento y las características de las descargas parciales que producen.

Tabla 2.2.- Pruebas a realizar para determinar los mecanismos de falla

| Mecanismo De falla | Polaridad que predomina | Efecto de carga | Efecto de Temp. | Angulo de fase |
|---------------------------------|-------------------------|-----------------|-----------------|----------------------|
| Deterioro Térmico | Ninguna | Ninguno | Negativo | 45° y 225° |
| Ciclos de carga | Negativa | Negativo | Negativo | 45° |
| Devanado Flojo | Positiva | Positivo | Negativo | 225° |
| Descargas a la ranura | Positiva | Ninguno | Negativo | 225° |
| Mala Impregnación | Ninguna | Ninguno | Negativo | 45° y 225° |
| Contaminación | Ninguna | Ninguno | No predecible | 15°,75°, 195° y 255° |
| Espacio inadecuado entre barras | Ninguna | Ninguno | No predecible | 15°,75°, 195° y 255° |
| Interfase semicon y graduadora | Positiva | Ninguno | Positivo | 225° |

La tabla 2.2 nos ayuda a determinar que pruebas hacer, incluyendo variar la carga y la temperatura, para determinar los mecanismos de falla que estén presentes. El criterio de evaluación incluye, además de la cantidad y magnitud de las descargas parciales, la tendencia. Inicialmente, se deben tomar lecturas cada seis meses. Si el valor inicial se considera muy elevado o si el segundo valor semestral es mayor que el anterior, se deben tomar lecturas con mayor frecuencia, por ejemplo cada tres meses.

De acuerdo con el fabricante del equipo de medición en línea de descargas parciales, si el valor de éstas se duplica cada seis meses, el devanado está en un proceso de deterioro muy rápido y deben tomarse provisiones para un cambio de devanado o un mantenimiento correctivo. Otra forma de evaluación es comparando contra generadores similares.

Para que la tendencia de las descargas parciales sea adecuada, se debe tratar de que las condiciones operativas de la máquina sean lo más parecidas posible entre mediciones sucesivas. Las variaciones permisibles recomendadas para este efecto son como se indica en la tabla 2.3.

Tabla 2.3.- Variaciones permisibles recomendadas de los generadores

| Parámetro | Tolerancia |
|---|-------------------------|
| Tensión del estator | ± 200 V |
| Carga | $\pm 10\%$ |
| Potencia activa MW | $\pm 10\%$ |
| Potencia reactiva MVAR | $\pm 10\%$ |
| Temperatura de devanado | $\pm 5^{\circ}\text{C}$ |
| Presión de gas | ± 30 kPa |
| Modo de operación: Generador/condensador | Sin cambio |

El fabricante de los equipos de monitoreo en línea de descargas parciales cuenta con una base de datos de miles de lecturas, agrupadas por tipo de sensor de descargas parciales y medio de enfriamiento y, dentro de cada grupo por rangos de tensiones nominales de generadores eléctricos.

Capítulo 3

Corriente en el neutro

3.1.- Introducción

Los generadores síncronos son parte fundamental en los sistemas de potencia y se deben estudiar detalladamente para entender su comportamiento, tanto en el estado estable como transitorio. De forma general, los generadores síncronos se componen de un estator, rotor y entrehierro. En el estator existen bobinas que se presentan en tres devanados conectados y desfasados 120 grados eléctricos. Los tres devanados del estator se conectan normalmente en estrella, con un neutro que se conecta a tierra de diferentes formas.

3.2.- Prácticas de puesta a tierra del generador.

Hay dos tipos de prácticas de puesta a tierra, estos representan los principales métodos usados en la industria para aterrizar los devanados del estator del generador. Éstos son la puesta a tierra de alta y baja impedancia, [5].

3.2.1.- Puesta a tierra del estator con baja impedancia

El resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución del generador para una falla de fase a tierra a un rango de corrientes generalmente entre 200A y 150% de la corriente de carga nominal como se puede observar en la figura 3.1. Con este amplio rango de corriente de falla disponible, los relés diferenciales de fase pueden proporcionar alguna protección de falla a tierra con altos niveles de corrientes de tierra. Sin embargo, el relé diferencial no proporcionará protección de falla a tierra para todo el devanado del estator. Por ello, es práctica común proporcionar alguna protección complementaria.

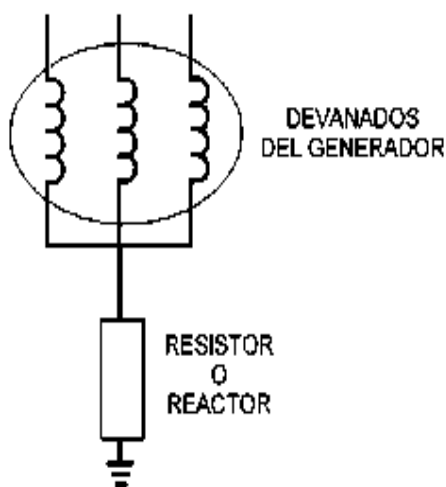


Figura 3.1.- Puesta a tierra con baja impedancia

3.2.2.- Puesta a tierra del estator con alta impedancia

La puesta a tierra del neutro del generador con alta impedancia se ilustra en la figura 3.2. La puesta a tierra del neutro del generador con alta resistencia utiliza un transformador de distribución con un valor de tensión primaria mayor o igual al valor de la tensión línea-neutro del generador y una tensión secundaria de 120 V ó 240 V. El transformador de distribución debe tener suficiente capacidad de sobretensión de forma que no se sature con fallas de fase a tierra con la máquina operada al 105% de tensión nominal. El resistor secundario es usualmente seleccionado de manera que para una falla de fase a tierra en las terminales del generador, la potencia disipada en el resistor sea aproximadamente igual a los volts-amperes reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores, y los devanados de todos los transformadores conectado a las terminales del generador.

Usando este método de puesta a tierra, una falla de fase a tierra es generalmente limitada de 3-25 amperes primarios. Como resultado, este nivel de corriente de falla no es suficiente para operar los relés diferenciales del generador.

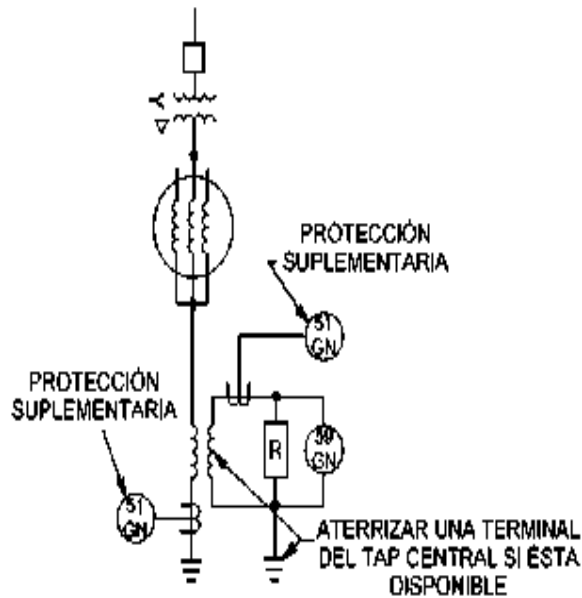


Figura 3.2.- Puesto a tierra con alta impedancia

3.3.- Causas de corrientes en el neutro

3.3.1.- Cortocircuito entre fases

Este tipo de cortocircuitos genera la circulación de elevadas corrientes. Estas pueden producir daños significativos en el lugar del cortocircuito. Se trata de uno de los cortocircuitos más perjudiciales que puede tener lugar en el estator de un generador, ya que en el caso de no ser despejado prontamente puede originar la destrucción de las láminas del estator en el área del cortocircuito.

Para detectar el cortocircuito entre fases se utiliza el principio de comparar, en las tres fases, la corriente que circula por el extremo del neutro con la que circula por el extremo de los bornes. Bajo condiciones normales, estas corrientes son idénticas. Por el contrario, cuando tiene lugar un cortocircuito surge una diferencia que es medida por un relé. La protección que se fundamenta en este principio de comparación recibe el nombre de "protección diferencial longitudinal". Es una protección unitario o de zona, debido a que sólo se protege cada fase del generador en la zona situada entre los transformadores de corriente.

3.3.2.- Cortocircuito entre fase y tierra

El núcleo del estator se ve forzosamente comprometido cuando tiene lugar un cortocircuito entre fase y tierra del estator de un generador, debido a que, independientemente de la conexión del neutro del generador con respecto a tierra, la carcasa del generador se encuentra conectada a tierra. El daño que originará el cortocircuito a tierra en las láminas del estator estará supeditado a la intensidad de la corriente del cortocircuito y al tiempo que circule dicha corriente.

La intensidad de la corriente que circula, para un cortocircuito de fase a tierra en el estator, está condicionada por el tipo de conexión que tiene el neutro del generador. Dicha intensidad será máxima en el caso de que el neutro esté sólidamente conectado a tierra y será mínima si el neutro se encuentra desconectado físicamente de tierra y se opera con un sistema de tipo bloque.

Las normas de fabricación de los generadores determinan que los mismos resistirán los esfuerzos térmicos y mecánicos que surgen al producirse un cortocircuito de una fase a tierra en sus bornes, siempre que el valor de la corriente de cortocircuito de una fase a tierra se limite al valor del cortocircuito trifásico a través de la utilización de reactores o resistores entre neutro y tierra.

En este momento, surgen dos corrientes de opinión: los partidarios a dejar el neutro desconectado de tierra, con lo que se acataría la norma, y los que mantienen la idea de emplear un limitador de corriente entre neutro y tierra. Dentro de este último grupo, surge una variada separación entre diversas alternativas: resistencia, reactancia, transformador de distribución con resistencia secundaria y reactancia sintonizada.

3.3.3.- Cortocircuito entre espiras (misma fase)

Un cortocircuito entre espiras de una misma fase debe ser localizado y el generador desconectado del sistema, debido a que puede convertirse con facilidad en un cortocircuito de fase a tierra comprometiendo el núcleo del estator. Esta clase de cortocircuito no surge en grandes generadores que poseen una vuelta por fase por ranura (barra *Roebel*); además, no pueden ser detectados a través de la protección diferencial longitudinal, debido a que ésta se basa en el principio de comparación serie, y en este caso, por ser una perturbación serie no existe diferencia entre la corriente que circula por el principio de la fase y la que circula por el final.

Existe un sistema de protección alternativo basado en el hecho de que cualquier asimetría en las corrientes estatóricas hace circular componentes de secuencia negativa,

las cuales producen un campo rotatorio que gira a la misma velocidad que el campo de secuencia positiva pero en sentido contrario, por lo tanto induce en el rotor corrientes de doble frecuencia. Dichas corrientes pueden localizarse a través de la conexión en el campo de un relé sintonizado a esa frecuencia, de manera que detecte los cortocircuitos asimétricos externos del generador.

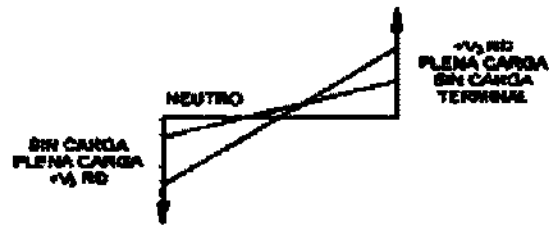
3.4.- Métodos de protección

Para todas las posibilidades de falla en el devanado del estator mencionados con anterioridad tienen su esquema de protección, pero estos tipos de esquemas no cubren el 100% del estator bajo una falla; solamente proporcionan alrededor de un 95% del estator. Esto es debido a que la falla en el 5% restante del devanado, se genera cerca del neutro, no causará suficiente tensión residual y corriente residual de 60 Hz para operar a los esquemas de protección que estén en activo dependiendo de las fallas mencionadas. Es importante proteger todo el generador con un sistema de protección de falla a tierra adicional de tal forma que se cubra el 100% del devanado. Las técnicas para la detección de fallas a tierra que cubran el 100% del devanado del estator pueden ser divididas en dos categorías:

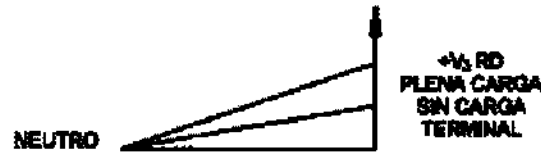
- Técnicas basadas en tensión de tercera armónica.
- Inyección de tensión residual o de neutro.

3.4.1.- Técnicas basadas en la tensión de tercera armónica.

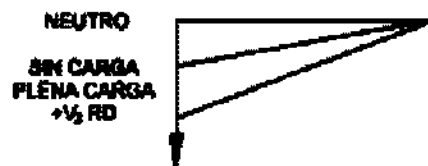
Las componentes de tensión de 3ª Armónica están presentes en las terminales de casi todas las máquinas en diferentes grados; se presentan y varían debido a las diferencias en el diseño y fabricación. Si están presentes en cantidad suficiente, estas tensiones son usadas por los esquemas de esta categoría para detectar fallas a tierra cerca del neutro. Las tensiones de tercera armónica medidas en el neutro, en terminales del generador, o en ambos, son usadas para proporcionar protección. Antes de discutir las técnicas y sus principios de operación, es importante ver las características de las tensiones de tercera armónica que usan estos esquemas como señales a los relés para la detección de fallas. La figura 3.3 muestra las tensiones de tercera armónica (V_3RD) presentes en el neutro y terminales de un generador típico durante diferentes condiciones de carga: (a) bajo operación normal (b) para una falla en el extremo del neutro y (c) para una falla en las terminales del generador.



a) Operación normal



b) Falta en el neutro



c) Falta en terminales

Figura 3.3.-Tensiones de tercera armónica para diferentes condiciones en un generador típico,

[5]

Las siguientes observaciones pueden ser hechas a partir de la figura mostrada:

1. El nivel de tensión de tercera armónica en el neutro y terminales del generador es dependiente de las condiciones de operación del generador. La tensión es mayor a plena carga que en condiciones sin carga como se muestra en la figura 3.3; sin embargo, dependiendo del diseño del generador, podría también ser al revés.
2. Existe un punto en los devanados donde la tensión de tercera armónica es cero. La ubicación exacta de este punto depende de las condiciones de operación y del diseño del generador.
3. Para una falla a tierra en el neutro, la tensión de tercera armónica en el neutro se hace cero. Para una falla cercana al neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro disminuirá y el nivel en las terminales del generador se incrementará. La

cantidad de decremento o incremento depende de las condiciones de operación y de la ubicación de la falla.

4. Para una falla a tierra en las terminales, la tensión de tercera armónica en las terminales, se vuelve cero. Si ocurre una falla cerca de las terminales del generador, el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro se incrementará y el de las terminales disminuirá. La cantidad de decremento o incremento depende otra vez de las condiciones de operación prevalecientes y de la localización de la falla.

5. Los niveles de tensión de tercera armónica varían de una máquina a otra, dependiendo del diseño. Los niveles de tercera armónica de cualquier generador deben ser medidos con el generador conectado y desconectado del sistema de potencia, antes de instalar cualquier esquema de protección basado en tercera armónica, para asegurar que existen los niveles adecuados para operar los diversos elementos de protección.

Las técnicas basadas en el uso de la tensión de tercera armónica pueden ser divididas como sigue:

- Técnica de baja tensión de tercera armónica en el neutro.
- Técnica de tensión terminal residual de tercera armónica.
- Técnica de comparador de tercera armónica.

3.4.2.- Técnica de baja tensión de tercera armónica

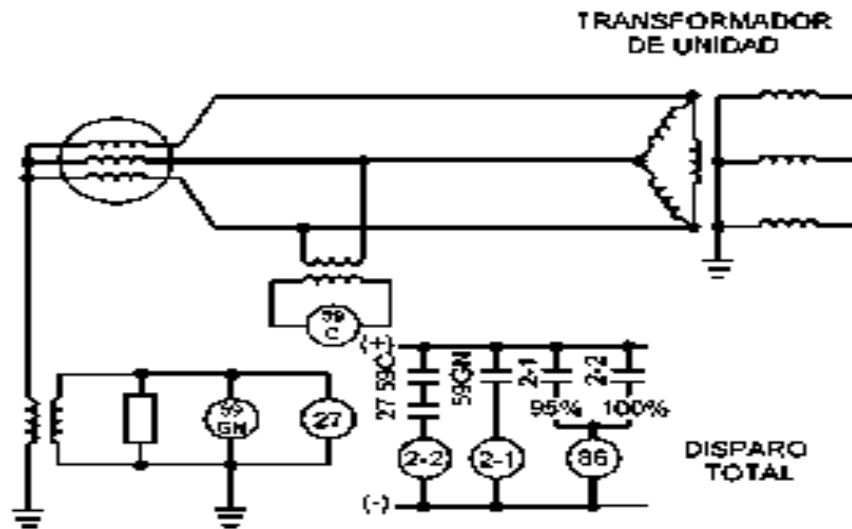
Esta técnica usa el hecho de que para una falla cercana al neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro disminuye. Por lo tanto, un relé de baja tensión que operan a partir de la tensión de tercera armónica medido en el extremo del neutro podría ser usado para detectar las fallas cercanas al neutro. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden ser detectadas por la protección de falla a tierra convencional, por ejemplo, con un relé de sobretensión (59GN), el cual opera con la tensión de neutro de 60 Hz. La combinación de ambos relés proporciona protección al 100% del devanado del estator. Se muestra en la figura 3.4 un esquema de protección simplificada que usa esta técnica.

Las señales de los relés se toman de las entradas de tensión medidas a través del resistor del neutro. Un transformador de aislamiento interno escala la caída de tensión al rango continuo del relé y también proporciona aislamiento del esquema de protección. La protección de baja tensión consiste de un filtro sintonizado de 180 Hz, un detector de

nivel de baja tensión (27), una lógica en línea y un temporizador. La protección de sobretensión se construye con un filtro sintonizado a 60 Hz, un detector de nivel de sobretensión (59 GN) y un temporizador.

Los ajustes de los detectores de nivel de baja tensión y sobretensión son tales que el traslape para todos los puntos de falla en el devanado del estator desde las terminales hasta el neutro del generador es asegurado. Generalmente, una tensión de tercera armónica no mayor al 1% de la tensión nominal es necesario para proporcionar un traslape adecuado. Normalmente, la protección de baja tensión de tercera armónica puede proporcionar protección adecuada al 0-30% del devanado del estator, medido desde el neutro hacia las terminales de la máquina. Los ajustes del relé de baja tensión deben estar muy abajo del mínimo tensión de tercera armónica presente en el neutro durante la operación normal del generador.

El relé de baja tensión de tercera armónica debe ser bloqueado para evitar disparos en falso durante el arranque o disparo del generador. Esto se logra proporcionando un relé de sobre-tensión (59C) supervisorio. En algunos casos, el generador no desarrolla una tensión de tercera armónica significativo hasta que tiene carga. En este caso, la supervisión usando un relé de sobrecorriente puede ser proporcionada; el relé de sobrecorriente operará cuando la corriente exceda su valor de corriente mínima de operación (*pickup*). Por lo tanto, bajo condiciones de carga ligera, y cuando el interruptor principal está abierto, el relé de baja tensión de tercera armónica estará fuera de servicio, por lo que un esquema de protección alterno debe ser considerado. La protección de baja tensión de tercera armónica operaría para circuitos abiertos o cortocircuitos de los devanados primario o secundario del transformador de puesta a tierra de neutro y no sería capaz de detectar un circuito abierto en la resistencia de puesta a tierra secundaria.



59C Relé supervisor de sobretensión instantáneo.

59GN Relé de sobretensión sintonizado a la frecuencia fundamental (60 Hz).

27 Relé de baja tensión sintonizado a la frecuencia de tercera armónica (180 Hz).

21, 2-2 Temporizadores.

Figura 3.4.- Un esquema de protección de falla a tierra de baja tensión de tercera armónica

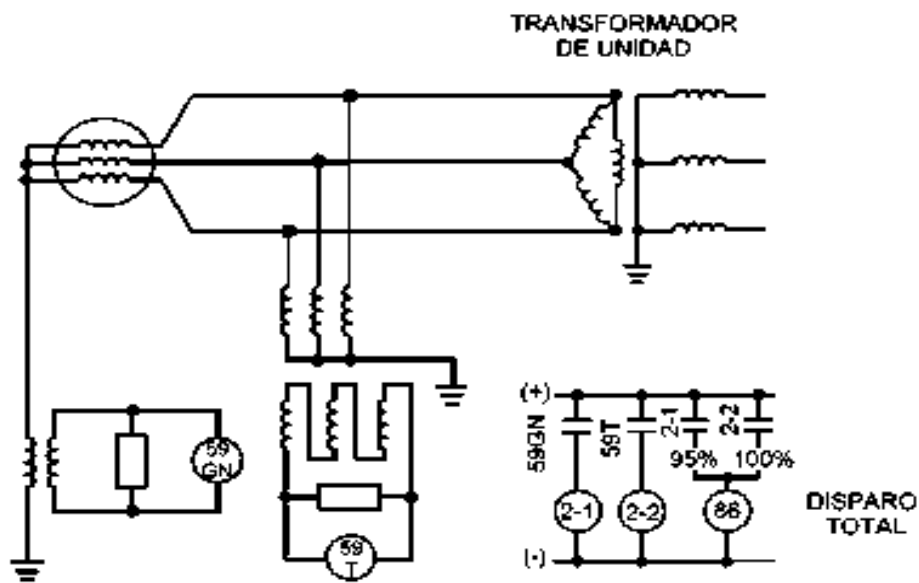
3.4.3.- Técnica de tensión en terminales residual de tercera armónica

Esta técnica está basada en el hecho de que para una falla cercana al neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en las terminales del generador se incrementa. Por lo tanto, un relé de sobretensión que emplea tensión de tercera armónica en las terminales de un generador puede ser usado para detectar fallas cercanas al neutro. De manera similar a la técnica anterior, las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden ser detectadas por la protección convencional del 95%, o sea, un relé de sobretensión que opera con tensión de neutro de 60 Hz. Ambos relés deben por lo tanto proporcionar protección al 100% de los devanados del estator, cubriendo diferentes porciones de los devanados. Un esquema de protección simplificado que emplea esta técnica se muestra en la figura 3.5.

La tensión residual en las terminales de la máquina es suministrada por el transformador estrella a tierra-delta abierta. Esta tensión se pasa a través de un filtro sintonizado de 180 Hz y un detector de sobretensión (59T). En el extremo del neutro, la señal del relé se toma entre el resistor del neutro; un transformador de aislamiento interno en el relé reduce la caída de tensión a la capacidad continua del relé; esta tensión

se pasa a través de un filtro sintonizado de 60 Hz y es entonces proporcionada a un detector de nivel de sobretensión (59GN).

Para una falla a tierra cerca del neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en las terminales del generador llega a ser elevado y el relé de sobretensión de tercera armónica operará. Este relé debe ser ajustado en tal forma que no responda a la máxima tensión de tercera armónica presente en las terminales del generador durante la operación normal. También, los ajustes de los relés de sobretensión en el extremo del neutro y en las terminales del generador deben ser tales que la detección de fallas en todo el devanado sea asegurada.



59GN Relé de sobretensión sintonizado a la frecuencia fundamental (60 Hz).

59T Relé de sobretensión sintonizado a la frecuencia de tercera armónica (180 Hz).

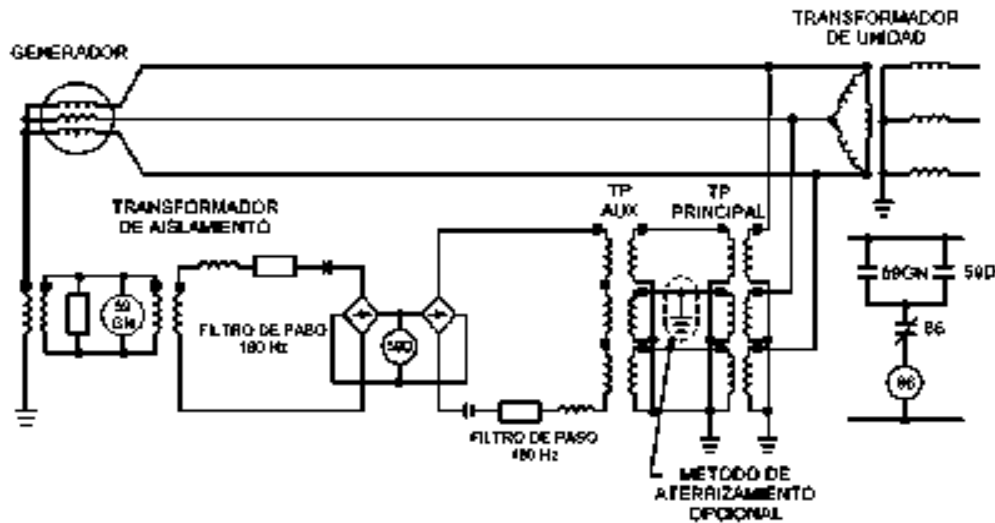
2-1. 2-2 Temporizadores

Figura 3.5.- Esquema de protección de falla a tierra basado en la tensión residual en terminales de tercera armónica

3.4.4.-Técnica del comparador de tercera armónica

Este esquema compara la magnitud de la tensión de tercera armónica en el neutro del generador con el de las terminales del generador. El esquema está basado en la consideración de que la relación de la tensión de tercera armónica en las terminales del generador al del neutro del generador es casi constante durante la operación normal del generador. Esta relación es afectada con una falla a tierra cercana al neutro o cercana a las terminales del generador; este hecho es usado para detectar estas fallas. Las fallas a

tierra en la parte restante de los devanados son detectadas por la protección de falla a tierra convencional del 95%, como ejemplo, un relé de sobrecorriente o sobretensión de 60 Hz que opera a partir de corriente o tensión del neutro, respectivamente. La figura 3.6 muestra un diagrama simplificado de un esquema comparador.



59GN Relé de sobretensión convencional sintonizado a la frecuencia fundamental.

59D Relé diferencial de tensión de tercera armónica.

Figura 3.6.- Esquema de protección de falla a tierra basado en un comparador de tercera armónica

El principio básico de operación de este esquema es un método de tercera armónica diferencial. Éste consiste de dos puentes rectificadores de onda completa, dos filtros de paso 180 Hz y un transformador de aislamiento/acoplamiento. El transformador de aislamiento es usado para acoplar la tensión de tercera armónica de las terminales del generador al del extremo del neutro. Cualquier diferencia de tensión causará que la corriente fluya en el relé diferencial. Este relé considera que la relación de la tensión de tercera armónica en las terminales del generador a la tensión de tercera armónica en el neutro del generador permanece constante durante condiciones normales. Si esta relación cambia, causará que aparezca una diferencia de tensión, y el relé diferencial operará. También, variaciones ligeras en esta relación durante la operación normal reducirán la sensibilidad del relé.

Los ajustes del relé de protección convencional de 95% (59GN) y los del relé diferencial de tercera armónica (59D) deben ser seleccionados en tal forma, que la cobertura de detección de falla se asegure en todo el devanado del estator. El relé diferencial de tercera armónica detecta fallas a tierra cerca del neutro al igual que en las terminales. El relé de falla a tierra convencional del 95% detecta las fallas en la parte superior de los devanados y traslapa gran parte de los devanados protegida con el relé diferencial de tercera armónica. La sensibilidad del relé diferencial de tercera armónica es mínima para una falla cercana a la mitad del devanado. En este punto, la diferencia entre las tensiones de tercera armónica en el neutro y en las terminales es muy cercana al ajuste del relé.

El ajuste del relé es usualmente determinado por pruebas de campo durante la puesta en servicio. Como un ejemplo, la magnitud de tensión de tercera armónica en el neutro y en las terminales y su relación para diferentes condiciones de operación para un generador típico son dadas en la Tabla 3.1. La necesidad de transformadores de potencial (TP) múltiples y la necesidad de pruebas de campo para la determinación de ajustes del relé son los puntos débiles de este esquema. Sin embargo, este esquema proporciona la cobertura óptima del 100%.

Tabla 3.1.- Magnitudes de tensiones de tercera armónica para un Generador típico

| Carga de la Unidad | | Tensión RMS de 180Hz | | Relación de tensión en |
|--------------------|------|----------------------|------------|----------------------------|
| MW | MVAR | Neutro | Terminales | Terminal/Tensión en neutro |
| 0 | 0 | 2.8 | 2.7 | 1.08 |
| 7 | 0 | 2.5 | 3.7 | 1.48 |
| 35 | 5 | 2.7 | 3.8 | 1.41 |
| 105 | 25 | 4.2 | 5.0 | 1.19 |
| 175 | 25 | 5.5 | 6.2 | 1.13 |
| 340 | 25 | 8.0 | 8.0 | 1.00 |

El método usado de puesta a tierra del estator en una instalación de generador determina el comportamiento del generador durante condiciones de falla a tierra. Si el generador está sólidamente puesto a tierra, como casi nunca sucede, aportará una muy alta magnitud de corriente a una falla de una línea a tierra en sus terminales, acompañada de una reducción del 58% en las tensiones fase-fase que involucran la fase fallada y de un modesto desplazamiento de la tensión de neutro. Si el generador no está puesto a tierra, lo cual prácticamente nunca sucede, aportará una cantidad de corriente

despreciable a una falla de fase a tierra franca en sus terminales, sin reducción en las tensiones fase-fase en terminales y un completo desplazamiento en la tensión de neutro.

Las altas magnitudes de corriente de falla que resultan de un generador sólidamente puesto a tierra son inaceptables debido al daño que la falla puede causar. La desconexión al generador a través del disparo del interruptor principal, de campo y el impulsor no hará que la corriente de falla se reduzca inmediatamente a cero. El flujo atrapado en el campo causará una corriente de falla que disminuye lentamente en algunos segundos después de que el generador es disparado, lo que magnifica sustancialmente el daño.

Por otro lado, el operar un generador sin aterrizar provoca una corriente de falla despreciable, pero las tensiones de línea a tierra en las fases no falladas pueden elevarse durante las fallas con arqueo a niveles altamente peligrosos los cuales podrían causar la falla del aislamiento del generador. Como resultado, los devanados del estator de generadores grandes son puestos a tierra de tal forma que reduzcan las corrientes de falla y las sobre tensiones y proporcionen un medio de detectar la condición de falla a tierra lo suficientemente rápido para prevenir el calentamiento del hierro. Dos tipos de puesta a tierra son ampliamente usados en la industria, los denominados como puesta a tierra de alta y de baja impedancia.

3.5.- Modelo de cortocircuito del generador síncrono.

El circuito eléctrico equivalente de un generador síncrono es una tensión interna en serie con una impedancia. La componente de resistencia de la impedancia del generador es pequeña comparada con la reactancia y es usualmente despreciada para cálculos de corriente de falla. En las figuras 3.7, 3.8, 3.9 se muestran las representaciones de componentes simétricas de un generador (secuencia negativa, positiva y cero respectivamente). El análisis de componentes simétricas es una herramienta matemática importante para calcular las corrientes y tensiones del generador bajo condiciones de desbalance, [5].

Secuencia positiva (X_1): Se usan tres valores diferentes de reactancia de secuencia positiva. En el circuito equivalente de secuencia positiva, X''_d es la reactancia subtransitoria, X'_d es la reactancia transitoria y X_d es la reactancia del generador en eje directo. Todos estos valores de eje directo son necesarios para calcular los valores de corriente de cortocircuito en diferentes tiempos después de ocurrido un cortocircuito.

Estos valores son proporcionados por el fabricante del generador como parte de la hoja de datos de prueba del generador.

Puesto que el valor de la reactancia subtransitoria produce el valor de corriente inicial mayor, es generalmente usado en cálculos de cortocircuito para aplicación de relés. El valor de reactancia transitoria es usado para consideraciones de estabilidad. Los valores de reactancia no saturada son usados para calcular las corrientes de falla debido a que la tensión se reduce por debajo de la saturación durante fallas cercanas a la unidad. Puesto que los generadores típicos son operados ligeramente saturados, la corriente de falla sostenida (estado estable) será menor que la corriente de carga máxima, a menos que los reguladores de tensión refuercen el campo durante una falla sostenida.

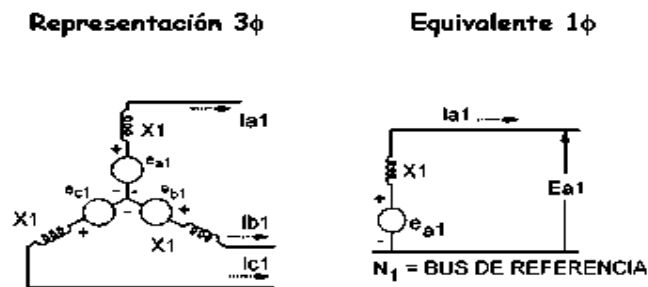


Figura 3.7.- Secuencia positiva

Secuencia negativa (X_2): El flujo de corriente de secuencia negativa es de rotación de fase opuesta a través de la máquina y aparece como una componente de doble frecuencia en el rotor. El promedio de la reactancia subtransitoria de eje directo bajo los polos y entre los polos da una buena aproximación de la reactancia de secuencia negativa. En una máquina de polos salientes, la secuencia negativa es el promedio de la reactancia subtransitoria de eje directo y eje en cuadratura [$X_2 = (X''_d + X''_q) / 2$], pero en una máquina con rotor cilíndrico, $X_2 = X''_d$.

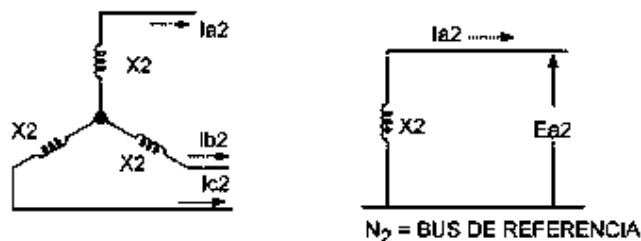


Figura 3.8.- Secuencia negativa

Secuencia cero (X_0): La reactancia de secuencia cero es menor que los valores de secuencia positiva y negativa. Debido a los altos valores de corriente de falla a tierra disponibles para una máquina sólidamente puesta a tierra, una impedancia (reactancia o resistencia) es casi siempre insertada en la trayectoria de puesta a tierra del neutro, excepto en generadores muy pequeños donde el costo de proporcionar tales puestas a tierra en relación a los costos de la máquina son significativos.

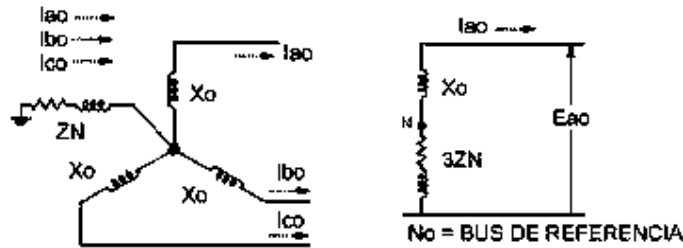


Figura 3.9.- Secuencia cero

Como se estableció previamente, la resistencia del devanado del estator es generalmente lo suficientemente pequeña para ser despreciada en los cálculos de cortocircuito. Esta resistencia, sin embargo, es importante en la determinación de las constantes de tiempo de CC de una corriente de cortocircuito asimétrica. Para calcular fallas o condiciones de generación anormales desbalanceadas, las redes de secuencia positiva, negativa y cero son interconectadas. Para las condiciones de falla más comunes, éstas son conectadas como se muestra en la figura 3.10.

3.5.1.- Decaimiento de la corriente de falla del generador

Debido a que la secuencia positiva del generador es caracterizada por tres reactancias con valores que se incrementan con el tiempo, sus corrientes de falla disminuyen con el tiempo.

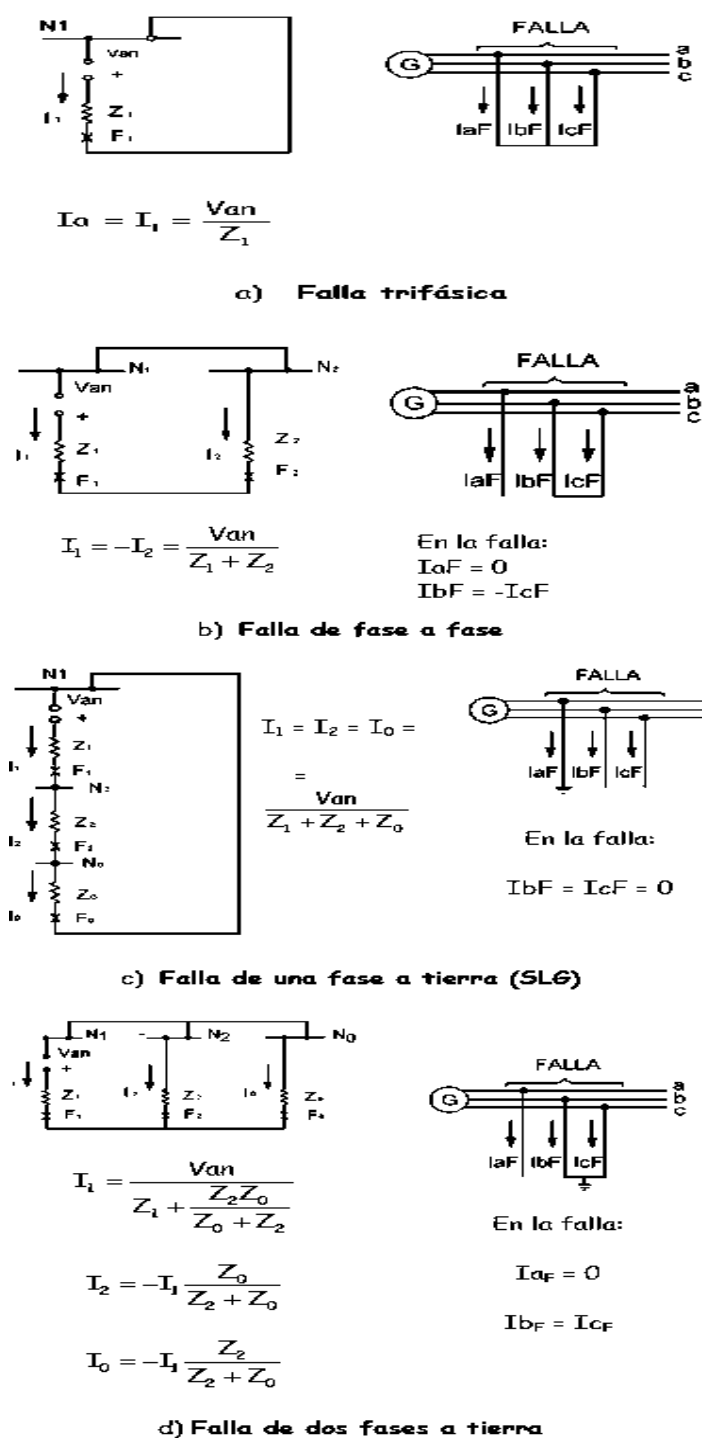


Figura 3.10.- Conexiones de fallas más comunes en el estator

La figura 3.11 ilustra un trazo simétrico monofásico de una forma de onda de cortocircuito trifásico (ausencia de la componente de corriente continua) tal como puede

ser obtenido oscilográficamente. La forma de onda mostrada en la figura 3.11 puede ser dividida en tres periodos o regiones de tiempo.

Período subtransitorio. Este período se mantiene por pocos ciclos durante los cuales la magnitud de corriente es determinada por la reactancia subtransitoria del generador (X''_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T''_d .

Período transitorio. Cubre un tiempo relativamente largo durante el cual la magnitud de corriente está determinada por la reactancia transitoria del generador (X'_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T'_d .

Período de estado estable. Es el nivel de tiempo más largo de corriente de falla del generador, cuya magnitud es determinada por la reactancia de eje directo del generador (X_d).

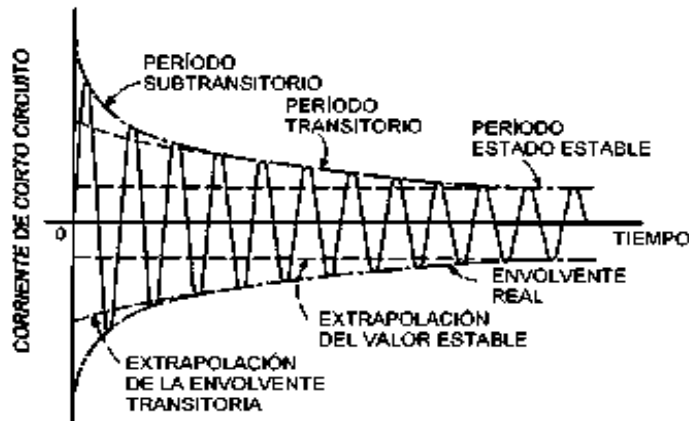


Figura 3.11.- Trazo simétrico de una corriente de cortocircuito del generador

Cuando los desplazamientos de corriente continua (CC) son considerados, las corrientes del generador para una falla trifásica serán como se muestra en la figura 3.12.

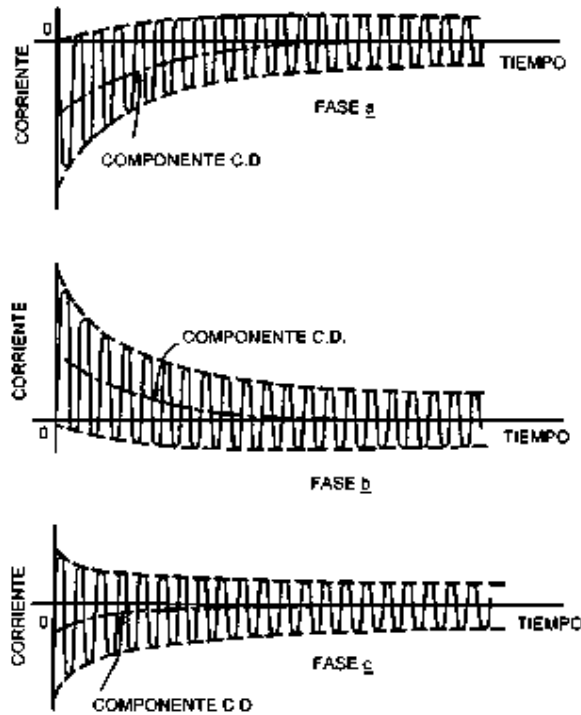


Figura 3.12.- Corrientes de cortocircuito del generador para una falla trifásica con desplazamiento de CC

Cuando una falla en el generador es detectada por los relés de protección, éste es separado del sistema de potencia disparando el interruptor del generador, el interruptor de campo y el impulsor.

La contribución del sistema a la falla será inmediatamente removida cuando dispara el interruptor del generador, como se ilustra en la figura 3.13. Sin embargo, la corriente del generador continuará fluyendo después del disparo. La corriente de cortocircuito del generador no puede ser “apagada” instantáneamente debido a la energía almacenada en la máquina rotatoria. El flujo de la corriente de falla dañina en el generador continuará por un periodo de varios segundos después de que el generador ha sido disparado, haciendo que las fallas del generador sean extremadamente dañinas. Los conductores de las terminales del generador son usualmente aislados por la construcción del bus, para minimizar las fallas multifase en terminales. El generador es también puesto a tierra en tal forma que se reducen sustancialmente las corrientes de falla a tierra. Esto se hace incrementando la impedancia de secuencia cero, con la inserción de una impedancia a tierra en el neutro.

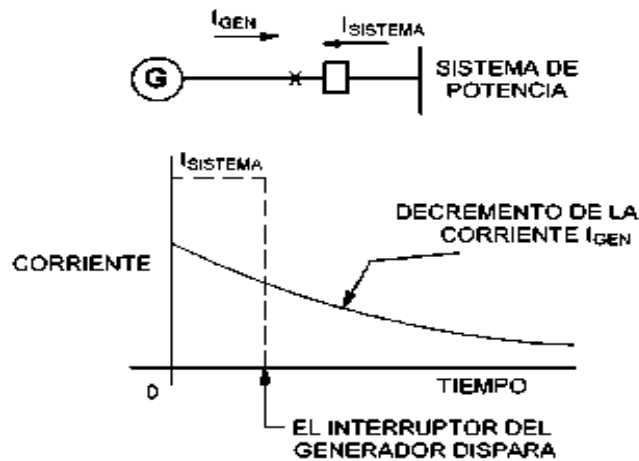


Figura 3.13.- Corriente de falla en terminales del generador

3.6.- Análisis de la corriente del neutro del sistema ANGEL

El análisis de la tensión o la corriente del neutro permiten definir el estado de un generador, el reto consiste en relacionar los cambios en estas señales con el proceso que las origina. En estudios realizados por el IIE, se ha observado que mediante el análisis del contenido armónico de la corriente en el neutro, se pueden detectar incrementos en el desbalance electromagnético de los generadores. La corriente en el neutro, tiene una componente de tercera armónica, cuya magnitud depende del diseño del circuito magnético del generador y de las condiciones en las que éste se encuentre. Cuando sea posible, es conveniente analizar generadores de la misma marca y con las mismas características de diseño, por lo tanto la diferencia de potencial en el neutro debe tener una componente de tercera armónica similar.

Para registrar las señales, se instala un sensor de corriente en el transformador de puesta a tierra del generador como se muestra en la figura 3.14, la señal de corriente se adquiere y acondiciona para determinar el contenido armónico de la señal. Posteriormente, la señal será analizada y almacenada con programas de cómputo. La corriente del neutro es muy sensible a los cambios electromecánicos en cualquiera de las componentes del generador, [1].

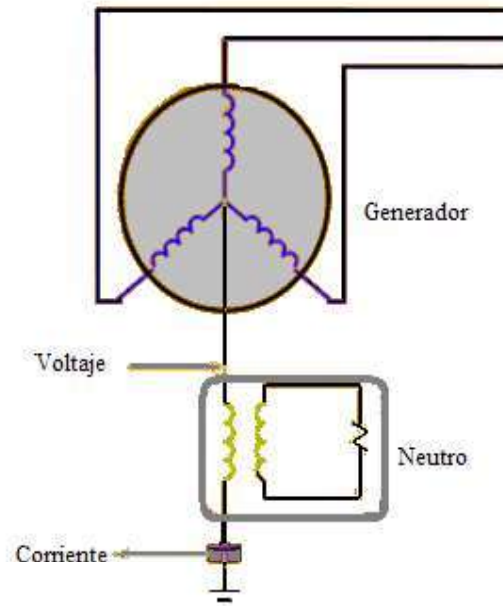


Figura 3.14.- Arreglo del sensor para medir la corriente del neutro

Capítulo 4

Corriente en la flecha

4.1.- Introducción

De acuerdo con la ley de Ampere, cuando una corriente circula a través de un conductor, se genera un campo magnético alrededor del mismo, cuya dirección se establece con base a la regla de la mano derecha, como se observa en la figura 4.1. Por otro lado, cuando existen fuerzas internas capaces de alinear los dipolos magnéticos elementales de un material, se tiene un imán permanente. Sabemos que un imán afecta a ciertos materiales y a otros no. Sabemos también que un clavo cerca de un imán se comporta como otro imán; pero casi siempre pierde esta propiedad si se aleja del mismo.

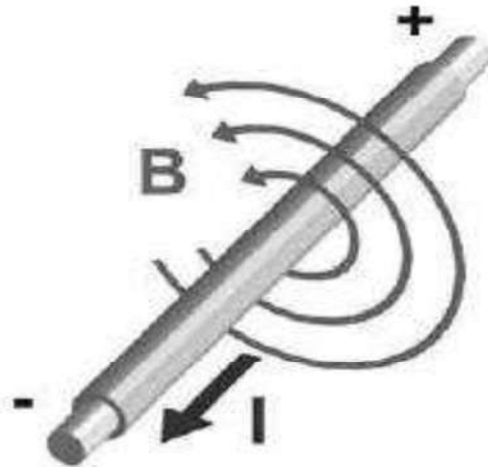


Figura 4.1.- Campo magnético alrededor de un conductor.

Al igual que en un conductor o un material, en los elementos de una máquina eléctrica rotatoria se pueden inducir campos magnéticos que producen un magnetismo residual o magnetización. En las máquinas eléctricas rotatorias, el fenómeno de magnetización causa graves problemas, como la generación de corrientes inducidas que atenúan el desgaste mecánico en chumaceras, collarines, muñones e inclusive en la misma flecha, por efectos conocidos como corrientes *frosting*, *pitting* o *spark tracks*, así como lecturas erróneas en sensores de vibración y temperatura, y que en algunos casos pueden provocar que la máquina rotatoria salga de operación.

En el ámbito mundial no existe una norma que establezca los valores del campo magnético residual, permitidos en máquinas eléctricas rotatorias. Los valores recomendados en este trabajo se han establecido con base en la experiencia de trabajos desarrollados, y según éstos, se ha determinado que una máquina no presenta mayores problemas con niveles de magnetismo residual inferiores a 3 *Gausses* (G), [7].

En caso de que los niveles de campo magnético residual sean superiores a los mencionados en una máquina eléctrica rotatoria, es necesario llevar a cabo un proceso de desmagnetización, hasta llegar a los niveles aceptables.

4.2.- Causas de la magnetización en máquinas eléctricas

El campo magnético residual en los elementos de una máquina eléctrica rotatoria, son producido por diferentes causas, entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- a) La utilización de herramientas con fuertes campos magnéticos en el estator y/o rotor en áreas de la máquina donde se presentan altos niveles de campo magnético durante la operación.
- b) El soldar sobre los elementos de la máquina. Cuando es necesario hacerlo, el electrodo de tierra debe colocarse lo más cerca posible al electrodo de fundición, tomando las medidas de seguridad necesarias. La soldadura debe realizarse antes de instalar el rotor, flecha, chumaceras, sellos, etc. En caso de que durante el proceso de soldadura, el electrodo de tierra se coloque en un lugar en el que la corriente de retorno pueda encontrar una trayectoria, a través de la estructura compuesta de las partes rotativas y estacionarias de la máquina, se pueden provocar campos magnéticos.

- c) Los campos magnéticos originados por diferentes componentes, coincidentemente pueden estar alineados de tal forma que induzcan mayores corrientes. En este caso es posible instalar componentes de repuesto que presenten campos de la misma intensidad, pero orientados de una manera diferente para eliminar las corrientes de flecha.
- d) La circulación de una corriente directa puede alinear sus dipolos magnéticos durante una falla a tierra en la flecha del rotor de un generador, de tal forma que la flecha se magnetice.
- e) Al realizar operaciones y pruebas con inducción magnética (pruebas de inspección con partículas magnéticas).

4.2.1.- Problemas causados por altos niveles de campo magnético residual

El problema más común causado por la presencia de campo magnético residual en las maquinas eléctricas rotatorias, se debe a los niveles de corrientes en la flecha, que provocan el desgaste de las piezas mecánicas como son las chumaceras, collarines, muñones, sellos, etc., debido a los efectos antes mencionados:

a) ***Frosting***.- El efecto *frosting* ocurre durante descargas de tensión y es común referirse a éstas como descargas eléctricas o electrostáticas y cuando ocurren, el material es removido. Este es el tipo de daño más común por corrientes en la flecha y las partes más afectadas son las chumaceras, los sellos, el collarín y los muñones. La apariencia es como de una superficie soplada con arena, caracterizada por una sobre posición, fundición y marcas de hoyos brillantes. Cuando se observa con un microscopio, la superficie brillante presenta varios cráteres pequeños e individuales. El fondo de los cráteres es redondo y brillante.

b) ***Pitting***.- Este daño es muy diferente del efecto *frosting*; generalmente es mucho más extenso ya que su fuente generadora es extremadamente potente. Frecuentemente ocurre en los dientes de los engranes, en el reverso de las chumaceras o sellos y a veces entre los elementos desmontables por la mitad. Opuesto al efecto *frosting* donde la superficie completa puede ser afectada, el efecto *pitting* ocurre aleatoriamente y a veces es posible contar el número de las descargas, lo cual es imposible hacer con el efecto *frosting*. La apariencia de los hoyos es similar a los cráteres individuales del efecto *frosting*. Generalmente, el efecto *pitting* eléctrico es el resultado de una fuente electromagnética crecidamente concentrada para formar hoyos más grandes. Sin embargo, se han conocido fuentes electrostáticas de alta tensión como causa del efecto *pitting*.

c) *Spark tracks*.- La apariencia inicial de este efecto es como un rayado en las superficies de metal *babbitt*, como resultado de partículas extrañas en la lubricación o aceite sellador. Generalmente, el efecto de *spark tracks* está asociado con una fuente electromagnética de gran potencia, que se necesita para desarrollar la descarga de tensión continua y este daño es diagnosticado como abrasión mecánica. Este tipo de daños pueden pasar desapercibidos al hacer una inspección ordinaria de mantenimiento y ser considerados simplemente como desgaste de las partes mecánicas.

La solución más común al problema es el cambio de las piezas dañadas o en su caso, éstas sean maquinadas o rectificadas, proceso que influye para que se incremente el campo magnético residual en las piezas. Los daños provocados por la presencia del magnetismo residual son más visibles con el paso del tiempo y finalmente catastróficos, hasta sacar de operación la máquina eléctrica rotatoria. Otro problema debido al campo magnético residual es el mal funcionamiento de los sensores instalados en la máquina para medición y protección, tales como los sensores de vibración y temperatura. Éstos pueden verse afectados, enviando lecturas erróneas que pueden accionar alarmas falsamente y en el peor de los casos, sacar a la máquina de operación, [7].

4.2.2.- Medición del campo magnético residual

La medición del campo magnético residual en las máquinas eléctricas rotatorias, se realiza con un equipo llamado *gaussmetro*, el cual nos da valores denominados Gauss y puede ser de tipo digital o analógico. Los equipos digitales proporcionan resultados asociados a una polaridad positiva (+) o negativa (-), dependiendo de la dirección, la cual sale del campo magnético residual. Los analógicos normalmente tienen una escala con cero central y la aguja se mueve dependiendo del sentido (positivo o negativo).

4.2.3.- Niveles máximos de magnetismo residual recomendados

Los valores máximos y mínimos del campo magnético residual para máquinas eléctricas rotatorias no se encuentran normalizados. La literatura especializada en el tema ha establecido valores recomendados con base en la experiencia de los trabajos desarrollados y publicados. Los criterios aceptados internacionalmente, establecen que una máquina no presenta mayores problemas con niveles de magnetismo residual inferiores a 3G. Los valores máximos que el área de Equipos Eléctricos del Instituto de Investigaciones Eléctricas recomienda para el campo magnético residual, con base en su experiencia y a los criterios en la medición y desmagnetización de los componentes de

las máquinas eléctricas rotatorias, se muestra en la tabla 4.1. Como puede observar, los valores son muy similares y están basados en la experiencia, observación y resultados obtenidos de diferentes trabajos realizados internacionalmente, [7].

Tabla 4.1.- Niveles máximos permitidos de magnetismo residual en máquinas rotatorias

| Componentes | Valores máximos permitidos (G) |
|---|--------------------------------|
| Chumaceras, retenes de chumaceras, sellos, muñones, disco de empuje, collarín, flecha del rotor y superficies con película de aceite. | 3 |
| Envolventes de las chumaceras, sellos, muñones, collarines y engranes. | 4 |
| Áreas rodantes, diafragmas, etcétera. | 6 |
| Carcasas, tuberías, etc, alejados de las superficies de película de aceite. | 8 |
| Límite máximo aceptado para valores superiores a 10 G. Se recomienda la instalación de escobillas de puesta a tierra en la flecha del rotor para monitorear y proteger contra daños por corrientes inducidas. | 10 |

4.3.- Cortocircuito a tierra del campo

Debido a que los circuitos de campo operan desconectados de tierra, un cortocircuito o contacto a tierra no ocasionará ningún daño ni afectará la operación del generador. No obstante, la existencia de un cortocircuito a tierra incrementa la tensión a tierra en otros puntos del enrollado de campo cuando se inducen en éste tensiones debido a fenómenos transitorios en el estator. Como consecuencia, aumenta la probabilidad que ocurra un segundo cortocircuito a tierra. Si ocurre un segundo cortocircuito a tierra, parte del enrollado de campo estará cortocircuitado y la corriente en el resto se incrementará.

Al cortocircuitarse parte del enrollado, debido a los dos cortocircuitos a tierra, se producirá un desequilibrio del flujo en el entrehierro y esto originará un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en ambos lados del rotor. Dicho desequilibrio puede ser lo

suficientemente grande como para torcer el eje del rotor y hacerlo excéntrico. Debido a esta excentricidad surgen vibraciones causantes de la ruptura de descansos de pedestal, lo que ha originado que el rotor raspe contra el estator.

Esta clase de falla origina daños muy extensos y costosos de reparar y capaces de dejar las máquinas fuera de servicio por períodos muy largos. Usualmente, se emplean sistemas de protección que detectan el primer cortocircuito a tierra que se produzca. Los tres métodos disponibles para localizar el primer cortocircuito a tierra en el campo de un generador tienen en común el hecho que emplean el punto del cortocircuito a tierra para cerrar un circuito eléctrico en que el relé de protección forma parte de ese circuito.

4.4.- Métodos de medición

4.4.1.- Método potenciométrico

Este sistema abarca una resistencia con una derivación central, la que se conecta en paralelo con el enrollado principal del campo. La derivación central de la resistencia se conecta a tierra mediante un relé de sobretensión. Todo cortocircuito a tierra en el enrollado del campo originará una tensión mediante los terminales del relé. Dicha tensión será máxima para cortocircuitos que ocurran en los extremos del enrollado del campo, y se reducirá a cero para cortocircuitos en el centro del enrollado. La desventaja de este sistema radica en que existirá una zona de insensibilidad para cortocircuitos en el centro del enrollado de campo. Para conseguir detectar un cortocircuito en esta posición, se suele desplazar la derivación central mediante una botonera o interruptor. La principal ventaja de este sistema es su simplicidad y el hecho que no necesite una fuente auxiliar.

4.4.2.- Método de inyección de corriente alterna

Este sistema abarca un transformador de fuente auxiliar de CA y su funcionamiento implica que un extremo del primario de este transformador se conecta a tierra y el otro extremo se conecta vía un relé de sobretensión y un condensador en serie a uno de los extremos del enrollado principal de campo. Al tener lugar un cortocircuito a tierra el circuito del relé se completa, siendo la corriente a través del relé independiente de la tensión de la excitatriz y solamente una función de la resistencia en el punto del cortocircuito. Este sistema carece de zona de insensibilidad, pero posee la

desventaja que siempre tiene lugar una pequeña corriente de fuga que circula como consecuencia de la capacidad entre el enrollado de campo y masa del rotor, la que está conectada a tierra, y que puede tener consecuencias perjudiciales en los descansos de la máquina. La otra desventaja es que si llega a perderse la alimentación auxiliar de CA la protección se torna in-operativa.

4.4.3.- Método de inyección de corriente continúa

Este sistema es similar al de inyección de CA y abarca un transformador /puente rectificador. El polo positivo de salida del puente se conecta a tierra, mientras que el polo negativo se conecta vía relé y al polo positivo del enrollado principal de campo. Este sistema posee todas las ventajas del de inyección de CA, sin la desventaja de la circulación de las corrientes de fuga mediante los descansos del rotor.

4.5.- Sistema de excitación estática [9]

Los procesos de conmutación de los sistemas de excitación estática generan fuerzas electromotrices transitorias de alta frecuencia que pueden afectar tanto al aislamiento entre vueltas de los devanado polares, como a la capa aislante que se forma entre la flecha y la chumacera soporte. Si la diferencia de potencial es suficientemente alto para perforar el aceite de lubricación, ocurre un rompimiento dieléctrico; y el arco, que es de alta energía por el campo magnético tan intenso, provoca una picadura de metal blando.

A menudo, en un periodo de 60Hz (16.6ms), se registran seis impulsos separados de manera uniforme como se ilustra en la figura 4.2. Estos pulsos son generados por el proceso de conmutación de los tiristores del sistema de excitación. Sin embargo, es importante mencionar que en ocasiones sólo un pulso por ciclo, lo cual, posiblemente, esté asociado a un desbalance de una de las ramas del puente rectificador. El espectro en frecuencia registrado para estas señales muestra la presencia de armónicos impares, múltiplos del tercero, como son el 3°, 9°, 15°, 21°, etc.

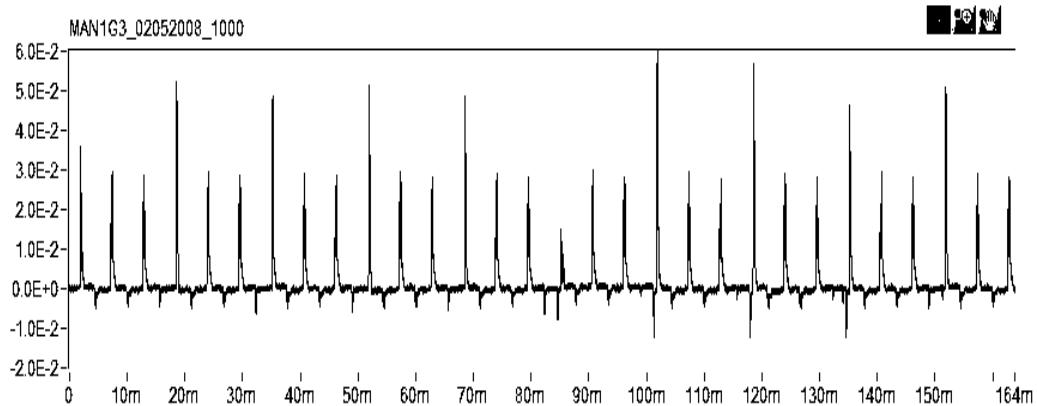


Figura 4.2.- Corriente de flecha producida por los sistemas de excitación estática

4.6.- Cargas electrostáticas

En las turbinas de vapor, las cargas electrostáticas se generan por la fricción que ejercen las partículas de vapor sobre los álabes de la turbina, principalmente en la región de baja presión de ésta. La flecha obtiene un potencial proporcional a la carga generada, este potencial se produce entre la flecha y la carcasa de la turbina.

En la literatura especializada se reporta que este tipo de diferencia de potencial posee un componente primordial de corriente continua, mientras que su componente de corriente alterna es pequeña. Este fenómeno es complejo y de naturaleza errática, ello dificulta establecer un patrón específico de comportamiento, figura 4.3. en algunos casos se reportan niveles de tensión de flecha por cargas electrostáticas del orden de 100 volts, [3].

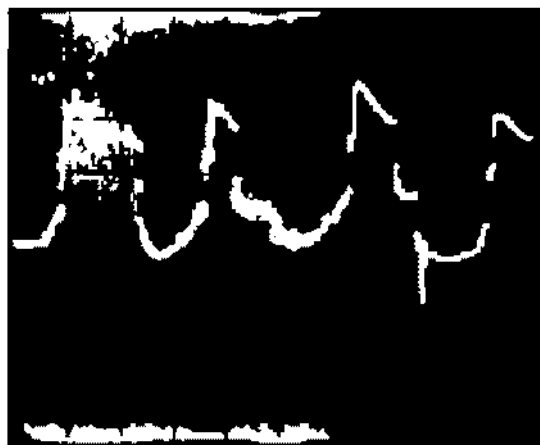


Figura 4.3.- Corriente de flecha producida por cargas electrostáticas

4.7.- Daño por electroerosión de los rodamientos [8]

Los rodamientos y chumaceras en las máquinas rotatorias de gran potencia consisten de dos o más segmento recubiertos con un metal antifricción, usualmente “*babbitt*”, que confinan el movimiento del rotor con funciones de guía de centrado del eje y carga o “empuje” del conjunto rotatorio. Entre el eje y los segmentos de la chumaceras actúa una película de aceite lubricante. Usualmente hay “N+1” chumaceras en unidades con rotores de “N” masas principales y, en las unidades de eje vertical, usualmente solo una de las chumaceras tiene función de carga. Cuando se establece una diferencia de tensión eléctrica entre el metal del eje y el de la chumacera, de tal magnitud que excede el “aguante” dieléctrico de la película de aceite, se presenta una descarga eléctrica cuya magnitud de corriente depende de la capacidad de aportar carga eléctrica de la fuente y la impedancia de la trayectoria de esa corriente.

Se ha encontrado que la tensión necesaria para tener probabilidad de descarga en diferentes espesores de películas de aceite a 80°C que circulan entre un electrodo plano y otro de 2cm de radio, es como se muestra a continuación en la tabla 4.2.

Tabla 4.2.- Tensiones de descarga

| Espesor de película de aceite (μm) | Tensión (volts pico) para probabilidad de descarga de: | | |
|---|--|-----|-----|
| | 10% | 50% | 90% |
| 30 | 54 | 75 | 102 |
| 60 | 138 | 186 | 240 |
| 80 | 280 | 304 | 360 |

Para los espectros de película de aceite anteriores, a 20volts no se experimentan descargas por lo que el valor de $0.6 \text{ V}/\mu\text{m}$ es una referencia de operación segura de chumaceras, aunque se debe tomar en cuenta que la probabilidad de descarga a una tensión dada es función directa de la temperatura y contaminación del aceite lubricante.

Una vez que ocurre la descarga en un punto, el metal superficial se funde y el aceite de lubricación arrastra y solidifica la gota dejando un daño en forma de cráter circular, de fondo redondeado y pulido con bordes agudos. El tamaño del cráter está en función de la temperatura de fusión del metal y la

energía aplicada, y en el caso del “*babbitt*” tiene dimensiones como se expone en la tabla 4.3.

Tabla 4.3.- Dimensiones del cráter de la electroerosión del “*babbitt*”

| Energía de pulso de descarga (mJ) | Dimensiones del cráter | | |
|-----------------------------------|-------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| | Profundidad (μm) | Diámetro (μm) | Volumen (μm^3) |
| 0.5 | 2.3 | 40.7 | 1500 |
| 1 | 4.6 | 60 | 6600 |
| 2 | 6 | 70 | 11700 |
| 5 | 8.6 | 106.7 | 38800 |
| 10 | 9.3 | 140 | 72000 |
| 20 | 16 | 226 | 323000 |

Con pulsos de baja energía, la electroerosión ocasiona micropicaduras que se perciben como glaseado (*frosting*) o satinado de las superficies y, a simple vista, puede ser confundida con ataque químico o corrosión, con pulsos de alta energía, las picaduras (*pitting*) son visibles e identificables a simple vista.

En ocasiones, las picaduras por electroerosión se presentan alineadas en la forma de rayaduras o surcos en la dirección del giro y pueden ser confundidas con el daño por arrastre de partículas suspendidas en el aceite de lubricación; se diferencian porque la electroerosión es de profundidad uniforme y sus bordes son agudos. Las superficies de los rodamientos pueden recibir pulsos de corriente originados en tres maneras: [8].

- a) **Descarga electrostática.-** Se presenta por la acumulación de carga eléctrica estática en el rotor, hasta alcanzar la tensión de ruptura dieléctrica de la película de aceite de los rodamientos. Esto se soluciona con el aterrizamiento efectivo de la masa rotatoria en un solo punto del eje; las escobillas de trenza de metal de menor dureza que el metal del eje es lo más apropiado para este propósito.
- b) **Corriente del eje.-** Se presenta cuando la tensión del eje, originada por inducción magnética o acoplamiento capacitivo, rompe dieléctricamente la película de aceite entre el eje y las chumaceras (aterrizadas, inadvertidamente o por diseño), y hace circular corriente (hasta de cientos

de amperes) por el circuito eje-chumacera-carcasa . se previene, con el aislamiento efectivo de una de las chumaceras.

- c) **Corriente local de chumacera.-** Se presenta cuando un flujo magnético induce una diferencia de tensión en dos puntos del eje que “enfrentan” la misma chumacera y esta tensión rompe dieléctricamente la película de aceite, en ambos puntos, con el establecimiento de una corriente localizada. Este problema puede tener varios orígenes, pero lo más común es la magnetización residual de elementos de la carcasa, el aislamiento de la chumacera y/o el eje, con el efecto de variación de entrehierro por el “cabeceo” del rotor o inestabilidad de la película de aceite, induzcan la diferencia de tensión necesaria para iniciar la electroerosión. La prevención de este problema puede requerir la desmagnetización de partes, solución del efecto “remolino” de la película de aceite, balanceo de la masa rotatoria, etc.

4.8.- Sobre calentamientos en el rotor

4.8.1.- Daño al generador por secuencia negativa

Para condiciones de sistema balanceado con flujo de corriente de secuencia positiva únicamente, un flujo en el aire gira en la misma dirección y en sincronismo con el devanado de campo sobre el rotor. Durante condiciones desbalanceadas, se produce la corriente de secuencia negativa. La corriente de secuencia negativa gira en la dirección opuesta a la del rotor. El flujo producido por esta corriente visto por el rotor tiene una frecuencia de dos veces la velocidad síncrona como resultado de la rotación inversa combinada con la rotación positiva del rotor.

El efecto piel de la corriente de doble frecuencia en el rotor causa esfuerzos en los elementos superficiales del rotor. La figura 4.4 muestra la forma general del rotor. Las bobinas del rotor son sujetadas al cuerpo del rotor por cuñas de metal las cuales son forzadas hacia las ranuras en los dientes del rotor. Los extremos de las bobinas son soportadas contra fuerzas centrífugas por anillos de retención de acero los cuales están fijados alrededor del cuerpo del rotor. El efecto piel causa que las corrientes de doble frecuencia sean concentradas en la superficie de la cara del polo y dientes. Las ranuras del rotor y las pistas metálicas debajo de las ranuras, las cuales son localizadas cerca de la superficie del rotor, conducen la corriente de alta frecuencia. Esta corriente fluye a lo

largo de la superficie hacia los anillos de retención. La corriente entonces fluye a través del contacto metal a metal a los anillos de retención al rotor y ranuras. Debido al efecto piel, únicamente una pequeña parte de esta corriente de alta frecuencia fluye en los devanados de campo.

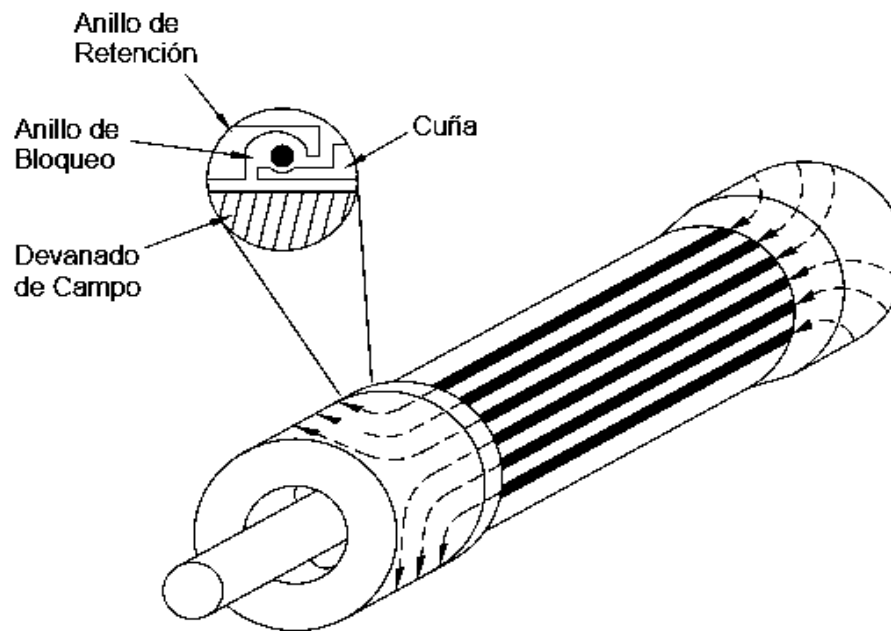


Figura 4.4.- Corrientes en la superficie del rotor

El calentamiento por secuencia negativa más allá de los límites del rotor resulta en dos modos de falla. Primero, las ranuras son sobrecalentadas al punto donde ellas se recosen lo suficiente para romperse. Segundo, el calentamiento puede causar que los anillos de retención se expandan y floten libres del cuerpo del rotor lo que resulta en arqueos en los soportes. En máquinas pequeñas, la falla ocurre primero en los soportes y en máquinas grandes, la ruptura de las ranuras después de que han sido recocidas por sobrecalentamiento ocurre primero. Ambos modos de falla dan como resultado un significativo tiempo fuera del equipo por reparaciones al cuerpo del rotor, [5].

4.9.- Análisis de corriente en la flecha del sistema ANGEL

Las diferencias de tensión inducidos en la flecha de los generadores, pueden alcanzar altos valores hasta ocasionar rompimientos dieléctricos en el aceite de las chumaceras. Estos rompimientos producen picaduras en el metal blando (*metal babbitt*), hasta ocasionar una salida forzada. Los incrementos en la excentricidad del rotor, las sobre tensiones generados por los sistemas de excitación estática y los cortocircuitos en las espiras del rotor, pueden incrementar la diferencia de potencial inducido en la flecha. De acuerdo con lo anterior, el análisis de la corriente que circula por la escobilla de puesta a tierra (magnitud y contenido armónico) permite determinar las condiciones en que se encuentran las chumaceras. En la figura 4.5 se muestra el punto en el que generalmente se coloca la escobilla de puesta a tierra y el sensor para ver la magnitud de ésta, [1].

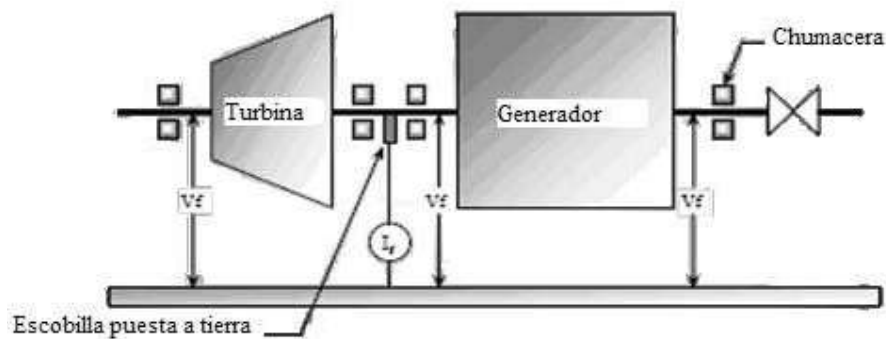


Figura 4.5.- Arreglo esquemático de la escobilla y el sensor de puesta a tierra

Capítulo 5

Balance magnético en el entrehierro

5.1.- Introducción

Los rotores de polos lisos tienen dos devanados para formar los polos “norte” y “sur” los cuales tienen una simetría prácticamente perfecta para evitar algún desbalance mecánico. Las elevadas fuerzas centrífugas que se generan obligan al fabricante a distribuir perfectamente todos los componentes del rotor. Desde el punto de vista eléctrico es de suma importancia que el flujo magnético que genera el rotor sea simétrico y se distribuya uniformemente. La ocurrencia de cortocircuitos entre espiras o entre bobinas trae como resultado un desbalance electromagnético que provoca un incremento en el nivel de vibraciones del turbogenerador. En el mantenimiento de estos equipos es importante verificar que los devanados polares estén libres de cortocircuitos entre espiras o entre bobinas. Las técnicas más comunes para determinar la presencia de cortocircuitos entre espiras son:

- a).- Aplicando una fuerza electromotriz alterna y midiendo la caída de tensión en cada bobina o entre devanados polares.
- b).- Midiendo la impedancia en función de la frecuencia.
- c).- Aplicando un impulso de frente rápido comparando ambos devanados.

Una alternativa complementaria a los métodos tradicionales es la medición de campo magnético en las ranuras del rotor. Esta técnica se ha aplicado recientemente con éxito.

5.2.- Campo magnético tangencial

La evaluación de campo magnético tangencial se realiza a través de una bobina exploradora insertada en una de las cuñas del estator para la detección de asimetrías magnéticas en los devanados del estator. Dichas asimetrías pueden ser ocasionadas por cortocircuitos entre espiras, problemas en los sistemas de excitación o bien por excentricidad dinámica.

5.2.1.- Asimetrías magnéticas

La presencia de cortocircuitos en el rotor es la causa más común de asimetrías magnéticas. Se produce con mayor frecuencia en máquinas con sistemas de enfriamiento de aire. No obstante, el problema es severo en los generadores que operan con sistema de excitación estática, éste genera sobretensiones transitorias, mismas que se propagan en los devanados. Esto incrementa el gradiente eléctrico entre espiras, lo que facilita la ocurrencia del cortocircuito por la contaminación acumulada.

Como ejemplo de asimetría, en la señal de la figura 5.1 se muestra una forma de onda que contiene una pequeña protuberancia en el semiciclo negativo. Al realizar una comparación en la forma de onda registrada por ambos polos, se observa una asimetría significativa, aproximadamente a 5.5 milisegundos, ver figura 5.2, esta asimetría puede ser ocasionada por un problema de cortocircuito entre espiras o un desbalance en el sistema de excitación de la máquina. El tiempo en el cual aparece la asimetría indica la posición de las fallas en el rotor, [3].

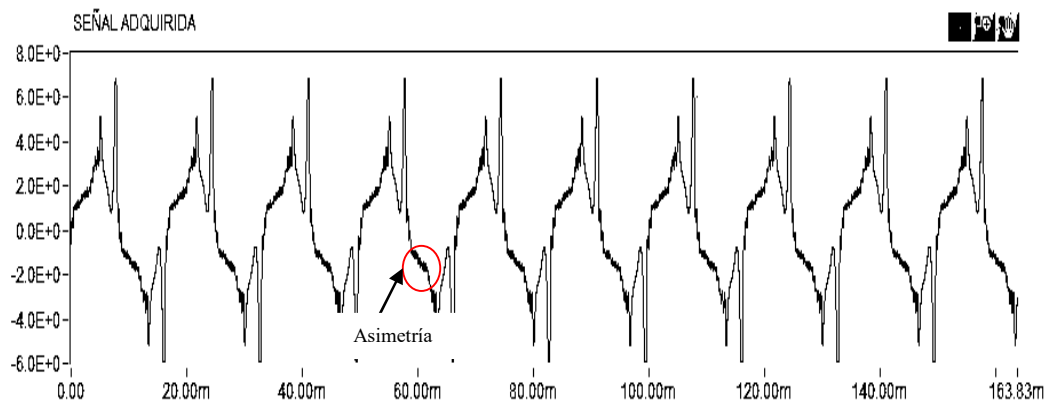


Figura 5.1.- Señal del campo magnético tangencial con una asimetría

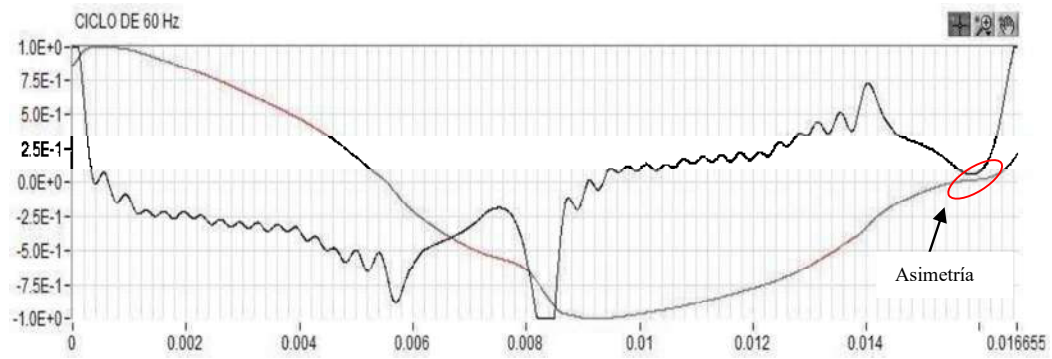


Figura 5.2.- Comparación de la señal del campo magnético tangencial entre los polos del rotor.

Cuando un rotor se encuentra en buen estado, el espectro en frecuencia de la señal de contiene, además de una componente de CC y una componente de 60 Hz (1ª armónica), un conjunto de armónicos impares. La presencia de armónicos pares advierte un comportamiento anormal, ello implica una asimetría entre los semiciclos de la onda de flujo magnético.

5.2.2.- Cortocircuitos en el rotor

Los rotores de polos lisos utilizan conductores desnudos; el fabricante utiliza un papel aislante entre conductores adyacentes por lo que en generadores del tipo abierto el arreglo es sensible a provocar cortocircuitos entre espiras, entre bobinas e incluso cortocircuitos a tierra. El ventilador de los rotores impulsa las sustancias contaminantes hacia el interior de los devanados, las cuales se depositan en los cabezales, particularmente en las esquinas que forman los paquetes de conductores y los separadores figura 5.3. La capa de contaminación "puentea" eléctricamente los costados desnudos de los conductores. Como la contaminación no tiene una buena conductividad, el paso de la corriente provoca puntos calientes que van envejeciendo térmicamente el aislamiento a tierra hasta provocar una falla contra el anillo de retención, [10].



Figura 5.3.- Fotografía de contaminación en los cabezales del generador

El problema es más severo en los generadores que operan con sistemas de excitación estática. El sistema de excitación puede generar sobretensiones transitorias que se propagan en los devanados, incrementando el gradiente eléctrico entre las espiras, lo que facilita la ocurrencia de cortocircuitos por la contaminación acumulada. Esta problemática es común en refinerías y centros petroquímicos donde se tienen niveles elevados de contaminación. Este es un problema muy grave; se han encontrado casos donde los rotores tienen un tiempo de vida útil inferior a los seis meses.

5.2.3.- Cortocircuito a tierra del campo

Debido a que los circuitos de campo operan desconectados de tierra, un cortocircuito o contacto a tierra no ocasionará ningún daño ni afectará la operación del generador. No obstante, la existencia de un cortocircuito a tierra incrementa la tensión a tierra en otros puntos del enrollado de campo cuando se inducen en éste tensiones debido a fenómenos transitorios en el estator. Como consecuencia, aumenta la probabilidad que ocurra un segundo cortocircuito a tierra. Si ocurre un segundo cortocircuito a tierra, parte del enrollado de campo estará cortocircuitado y la corriente en el resto se incrementará. Al cortocircuitarse parte del enrollado, debido a los dos cortocircuitos a tierra, se producirá un desequilibrio del flujo en el entrehierro y esto originará un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en ambos lados del rotor. Dicho desequilibrio puede ser lo suficientemente grande como para torcer el eje del rotor y hacerlo excéntrico. Debido a esta excentricidad surgen vibraciones causantes de la rotura de descansos de pedestal, lo que ha originado que el rotor raspe contra el estator.

Esta clase de falla origina daños muy extensos y costosos de reparar y capaces de dejar las máquinas fuera de servicio por períodos muy largos. Usualmente, se emplean sistemas de protección que detectan el primer cortocircuito a tierra que se produzca. Los tres métodos disponibles para localizar el primer cortocircuito a tierra en el campo de un generador tienen en común el hecho que emplean el punto del cortocircuito a tierra para cerrar un circuito eléctrico en que el relé de protección forma parte de ese circuito.

5.3.- Métodos de prueba

5.3.1.- Prueba de caída de tensión con una diferencia de potencial alterna

Los devanados de campo operan con tensión de corriente directa en condiciones normales, por lo que, como antes ya se mencionó, la corriente está limitada exclusivamente por la resistencia. Sin embargo, si se aplica una diferencia de tensión alterna, el devanado tiene una reactancia inductiva que es proporcional a la frecuencia de la tensión de la fuente. Con un simple “variac” se puede aplicar una fuerza electromotriz de CA de 60 Hz, con el cual se controla la corriente que circula por el devanado. Por lo tanto, la prueba consiste en medir la tensión y la corriente para determinar la impedancia de los devanados polares o de cada bobina que forman los devanados. Como los volts por vuelta son tan reducidos el fabricante por lo general coloca aislamiento alternadamente a cada una de las vueltas.

Con un electrodo adecuado es posible tener acceso a cada bobina y medir la caída de tensión de cada bobina. La inductancia de la bobina depende de la forma geométrica por lo que hay una diferente caída de tensión en cada una de las bobinas. Si es posible, se debe comparar las bobinas correspondientes entre ambos polos. Si se cuenta con una fuente de alta frecuencia, es conveniente aplicar una diferencia de tensión de mayor frecuencia, por ejemplo si se incrementa a 600 Hz, la impedancia del devanado sube 10 veces y la caída de tensión es mayor. Es recomendable aplicar una frecuencia del orden de 1 kHz con lo que se tiene un incremento de unas 15 veces con respecto a la de 60 Hz.

Es importante hacer notar que si se presenta una falla entre vueltas de alta impedancia, esta técnica no es capaz de predecir su existencia. Supongamos que se aplican 120 V al devanado y el número de vueltas por devanado es de 63, se aplican

alrededor de 2 V/espira, este gradiente es sumamente bajo por lo que no es posible localizar fallas de alta impedancia.

Si el rotor está montado en el generador, se puede medir la impedancia de los dos devanados polares con el rotor girando, con la expectativa de que la fuerza centrífuga provoque cortocircuitos entre espiras y haya un decremento de la impedancia de los devanados en función de la velocidad.

5.3.2.- Prueba de comparación de pulsos

La prueba de comparación de pulsos es quizás más efectiva para detectar e incluso localizar y estimar los devanados afectados por cortocircuitos entre espiras o entre secciones. La prueba consiste en aplicar un impulso de frente rápido, del orden de $1\mu s$ de tiempo de frente al devanado del rotor. Se aplica la onda en uno de los extremos del devanado, supongamos en el “polo norte” y se registra la forma de onda con un osciloscopio digital o de memoria en las terminales del “polo sur”. Se repite la operación aplicando la onda en el “polo sur” y registrándola en el “polo norte”. Con la ayuda del osciloscopio digital se superponen ambos registros y si no existe ninguna diferencia se garantiza que los devanados polares están libres de defectos. Cuando las ondas no son iguales es una clara indicación de que los devanados polares están afectados por cortocircuitos.

En la presencia de un cortocircuito, se debe localizar el polo o la región afectada midiendo el tiempo de viaje de la onda de impulso. El tiempo de viaje hasta el punto medio debe ser exactamente la mitad cuando el devanado no está afectado, en caso contrario se pueden presentar diferencias significativas, una vez detectada esta situación, se puede determinar la zona afectada y si la falla es entre vueltas o entre bobinas. La onda de impulso aplicada puede ser de baja tensión, del orden de unos 100 Vp donde puede presentarse la situación de que no se detecten fallas de alta impedancia o de unos 10 kV, en este caso es posible detectar aún las fallas de alta impedancia.

5.3.3.- Detección de cortocircuito entre vueltas utilizando medición de campo magnético en las ranuras del rotor

Si a un devanado de un rotor que contiene un cortocircuito entre vueltas se le aplica una corriente alterna como excitación la corriente inducida en la vuelta que contiene el cortocircuito será en sentido opuesto al campo magnético generado en el

rotor, por lo que el campo magnético producido por la bobina en corto es menor que el esperado.

Utilizando este principio al realizar mediciones de campo magnético ranura por ranura, utilizando un voltímetro vectorial se puede identificar cortocircuitos en las bobinas mediante una comparación por simetría al eje de los polos. Al realizar esta medición a nivel ranura podemos medir dos ocasiones una misma bobina y con esto confirmar la detección del cortocircuito. Esta prueba es altamente sensible y permite detectar fallas aún cuando el rotor tiene las campanas y las cuñas colocadas. La instrumentación de la prueba requiere de la excitación de una corriente de 10 Amperes a 60 Hz en los anillos del rotor y del Detector de Cortos en Ranuras (*DECOR*). El *DECOR* consiste de un voltímetro vectorial, de dos sensores detectores de campo magnético, una interfase hombre máquina y una tarjeta de adquisición residente en una PC. Un sensor es utilizado para medir el campo en las ranuras y el otro para sincronizar la medición del campo magnético de referencia con la corriente de excitación, [11].

5.4.- Excentricidad dinámica

Entre los problemas de mayor importancia por efectos de vibración se encuentra el desbalance de los rotores (excentricidad dinámica), y su presencia se da por diferentes causas citando algunas como:

- a).-Durante la ejecución del mantenimiento en el equipo la realización del balanceo dinámico en el rotor no se aplique adecuadamente la técnica del desbalance residual permisible, tomando en cuenta la clasificación del rotor (peso, velocidad de trabajo y tipo de rotor), se puede decir que la mala técnica de ejecución del balanceo puede traer como consecuencia un alto grado de vibración si no se determina adecuadamente los planos correctos de compensación del rotor.
- b).- Durante el desmontaje y montaje del rotor se realizan maniobras inadecuadas por mala nivelación, creando daños a las bandas de agrupamiento o bien el rompimiento de algunos de sus elementos creando un serio desbalance.
- c).-La acumulación de depósitos en los elementos rotativos como álabes y embobinados de forma irregular también se crea un desbalance.
- d).-El desprendimiento de elementos de forma súbita, como puede ser álabes, y el acomodo de elementos como las cuñas de las bobinas de los rotores de generador

reparados recientemente, sin antes hacer prueba de sobrevelocidad, también crea una posibilidad de desbalance.

Esta causa de excentricidad dinámica provoca también un desbalance en el entrehierro debido a que los devanados del estator no cortan simétricamente las líneas de flujo magnético que los devanados del rotor están produciendo, debido al movimiento no uniforme causado por la mala alineación dinámica del rotor, [12].

5.5.- Balance magnético del sistema ANGEL

Este subsistema tiene como objetivo detectar en línea la presencia de cortocircuitos en los devanados del rotor. Los cortocircuitos son el inicio de un proceso de deterioro que puede culminar en la falla a tierra del devanado, en el deterioro del generador por incremento excesivo de los niveles de vibración o incluso puede provocar la salida forzada del generador. Los equipos más utilizados para la detección de fallas en el rotor, se basan en el uso de una bobina exploradora, que se instala en una de las cuñas del estator, como se muestra en la figura 5.4. Cuando el rotor está girando, se induce una tensión en la bobina exploradora, ocasionado por el flujo de cada una de las bobinas del rotor.

En la figura 5.5, se muestra un ejemplo de la señal tomada con la bobina exploradora. La señal consiste de una serie de oscilaciones originadas por el corte de líneas del flujo transversal de las bobinas del rotor. La amplitud de la diferencia de tensión es directamente proporcional a los ampere-vuelta en las bobinas. En consecuencia, los cortocircuitos entre vueltas de los devanados del rotor se manifiestan como asimetrías en la tensión inducida entre las secciones de bobinas del devanado de campo, [1].

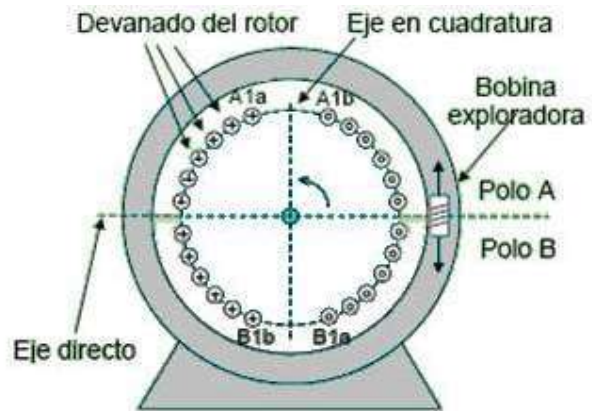


Figura 5.4.- Arreglo esquemático de la bobina exploradora en el estator

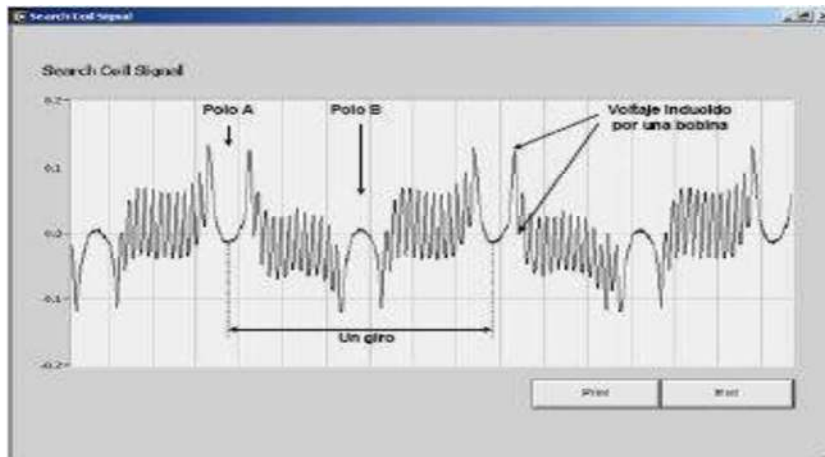


Figura 5.5.- Señal típica obtenida en la bobina exploradora

Capítulo 6

Análisis de resultados

6.1.-Introducción

Desde la instalación del sistema de monitoreo ANGEL en los generadores, se adquieren automáticamente cada hora las variables y se guardan en un disco duro del módulo de adquisición, para que posteriormente puedan ser consultadas. De esta forma, se tiene un total de 24 registros por día y 8760 registros por año para cada variable. Para efecto de analizar el comportamiento de las variables y establecer un diagnóstico actual de estado dieléctrico y operativo del generador. La evaluación se realiza comparando las magnitudes, forma de onda y tendencias de las 4 variables.

La Central Termoeléctrica Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I) cuenta con cuatro unidades de generación con una capacidad instalada de 1,246 MW, con cuatro generadores de 346,000 KVA marca Mitsubishi. Las unidades 1 y 2 tienen aproximadamente 30 años de operación y las unidades 3 y 4 tienen 27 años de servicio.

De la información verbal proporcionada por personal de la central se sabe que en ninguno de los generadores eléctricos se han presentado fallas mayores que involucren rehabilitación, reparación o sustitución de componentes. Tampoco se han presentado incidentes que afecten directamente la vida útil de los aislamientos de los devanados de estator y rotor. Las máquinas han operado satisfactoriamente durante el tiempo que han estado en servicio. Todos los generadores de la planta han sido evaluados regularmente mediante pruebas dieléctricas en los periodos de mantenimiento menor o mayor.

6.2.- Análisis del devanado del rotor

6.2.1.- Unidad 2, Manzanillo I

En la tabla 6.1 se muestran los datos de placa del generador eléctrico U2 de la central termoeléctrica manzanillo I.

Tabla 6.1.- Datos de placa del generador

| Gerencia Regional de Producción Occidente | | | | | | | | |
|---|--------------------------------|---------------|-------|----------------------|-------|--|---------|---|
| REGION: | | | | | | | UNIDAD: | 2 |
| CENTRAL: | CT Gral. Manuel Álvarez Moreno | | | | | | | |
| MARCA | Mitsubishi | TIPO | | TENSION ESTATOR : | 20 kV | AMPERES | 9,988 A | |
| SERIE: | 232502 | RPM | 3,600 | TENSION ROTOR: | 375V | AMPERES | 2,860 A | |
| CAPACIDAD: | 346 MVA | FP | 0.9 | CLASE DE AISLAMIENTO | B | | | |
| LONGITUD: | | RANURAS: | | ASFALTO-MICA | - | CONTROL CORONA | - | |
| CONEXIÓN NEUTRO | Y | RAMALES/FASE: | | EPOXI-MICA | * | ENFRIADO H ₂ Y H ₂ O | - | |
| AÑO FABRICACIÓN | 1977 | | | POLIESTER-MICA | - | ENFRIADO H ₂ | x | |
| RELLENO DE AISLAMIENTO | | | | OTROS | - | ENFRIADO AIRE | - | |

En la tabla 6.2 se muestran los datos de la impedancia, corriente y tensión eléctrica obtenida de las pruebas realizadas en diferentes fechas (desde el año de 1999 al 2006), el impulso a la frecuencia no presenta diferencias entre los pulsos por lo que se considera como satisfactoria la prueba, éstos datos fueron tomados en las fechas indicadas fuera de línea; esta prueba sirve para detectar cortocircuitos en el devanado del rotor y se conoce como prueba de impulso a la frecuencia, esta tabla se anexo a este trabajo para comparar los datos arrojados mediante esta prueba (fuera de línea) con los datos arrojados por el sistema ANGEL mediante la bobina exploradora. En la figura 6.1 se muestra la curva de impedancia estática, en ésta se grafican los valores obtenidos en las pruebas realizadas y que se encuentran en la tabla 6.2.

Tabla 6.2.- Impedancia estática

| Fecha | Tensión (V) | Corriente (A) | Impedancia (Ω) |
|----------|-------------|---------------|-------------------------|
| 22/07/99 | 100.00 | 24.30 | 4.12 |
| 12/05/01 | 100.00 | 24.50 | 4.08 |
| 12/05/03 | 100.00 | 23.11 | 4.33 |
| 12/03/05 | 100.00 | 23.50 | 4.26 |
| 12/05/05 | 100.00 | 23.05 | 4.34 |
| 07/06/06 | 100.00 | 23.71 | 4.22 |
| 21/12/06 | 100.00 | 23.10 | 4.33 |
| | | Diferencia | 2.43% |

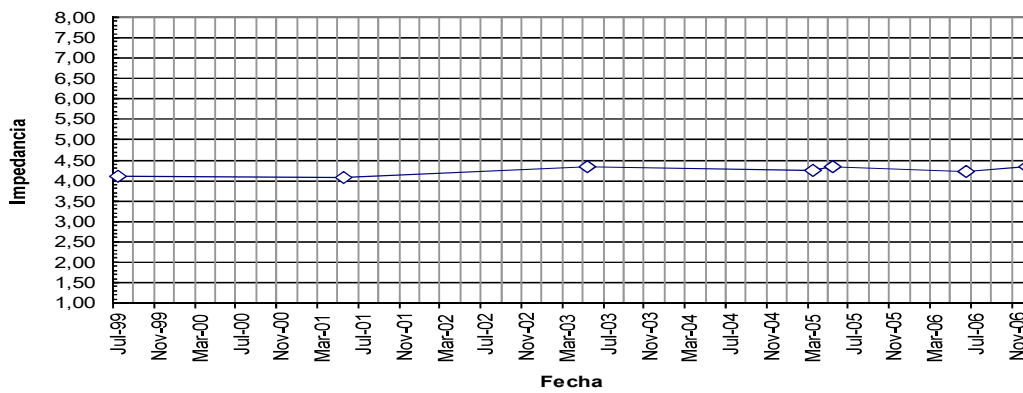


Figura 6.1.- Curva de impedancia estática respecto a la fecha de prueba

6.2.2.- Bobina exploradora

En la tabla 6.3 se pueden observar los datos obtenidos por la bobina exploradora insertada en una de las ranuras del estator del generador eléctrico, el valor que nos entrega se le llama “factor de similitud”, fue tomado en diferentes fechas y a diferentes cargas.

Tabla 6.3.- Datos obtenidos por la bobina exploradora

| Fecha | Carga | Bobina exploradora |
|-----------------|--------|--------------------|
| d/m/a | MW | S1 |
| 17/07/06 | 289 | 14.564 |
| 10/02/07 | 251 | 15.312 |
| 05/03/07 | 245 | 14.985 |
| 13/03/07 | 199 | 16.593 |
| 17/03/07 | 264 | 21.36 |
| 24/03/07 | 273 | 13.701 |
| 02/04/07 | 272 | 17.718 |
| 13/04/07 | 268 | 12.869 |
| 20/04/07 | 275 | 14.247 |
| 05/05/07 | 269 | 17.697 |
| 14/05/07 | 258 | 16.269 |
| 07/06/07 | 277 | 15.913 |
| 18/06/07 | 225 | 12.85 |
| 02/07/07 | 261 | 21.109 |
| 02/07/07 | 276 | 12.692 |
| 09/02/08 | 221 | 15.743 |
| 12/02/08 | 281 | 13.383 |
| 01/03/08 | 224 | 16.448 |
| 02/03/08 | 273 | 20.173 |
| 10/03/08 | 261 | 18.225 |
| 27/03/08 | 281 | 19.61 |
| 02/04/08 | 272 | 17.967 |
| 03/04/08 | 278 | 15.216 |
| 14/04/08 | 194 | 10.508 |
| 15/04/08 | 266 | 16.496 |
| 22/04/08 | 270 | 17.074 |
| 02/05/08 | 250 | 13.186 |
| 07/05/08 | 257 | 14.174 |
| 17/05/08 | 253 | 14.884 |
| 24/05/08 | 257 | 13.292 |
| 25/05/08 | 3 | 11.309 |
| 30/05/08 | 251 | 15.662 |
| 05/06/08 | 252 | 17.766 |
| 12/06/08 | 242 | 19.95 |
| 24/11/08 | 240 | 16.405 |
| Media | 261.00 | 15.743 |
| Desviación Std. | 48.30 | 2.670 |
| Máximo | 289.00 | 21.36 |
| Mínimo | 3 | 10.508 |

En las figuras 6.2 y 6.3 se muestran los datos graficados de la tabla 6.3, en la figura 6.2 se puede observar la curva de dispersión del factor de similitud con respecto a la carga, aquí podemos darnos cuenta que no hay mucha variación en los valores que la bobina nos entregó a diferentes valores de la carga. En la

figura 6.3 se puede observar también la variación del factor de similitud pero esta vez con respecto a la fecha de muestreo y se puede distinguir la poca variación que existe del factor de similitud.

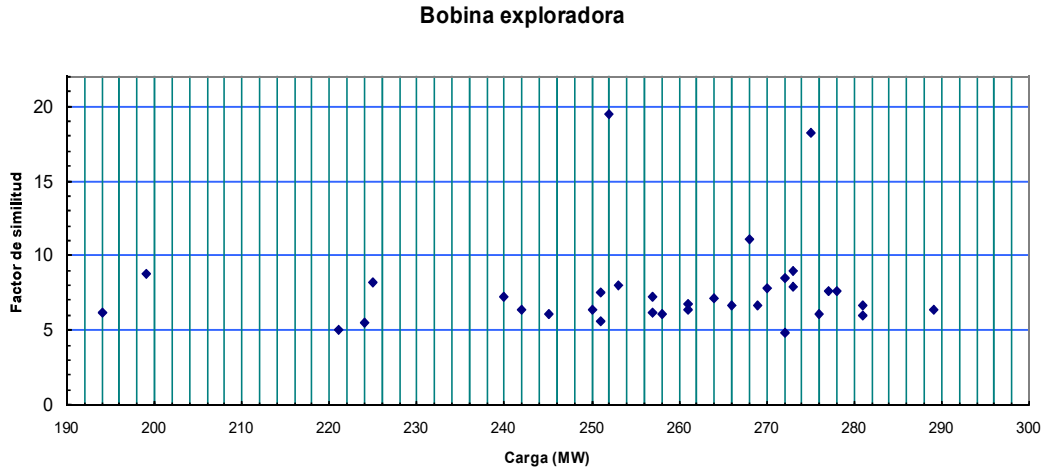


Figura 6.2.- Curva de dispersión del factor de similitud obtenido en base a la carga

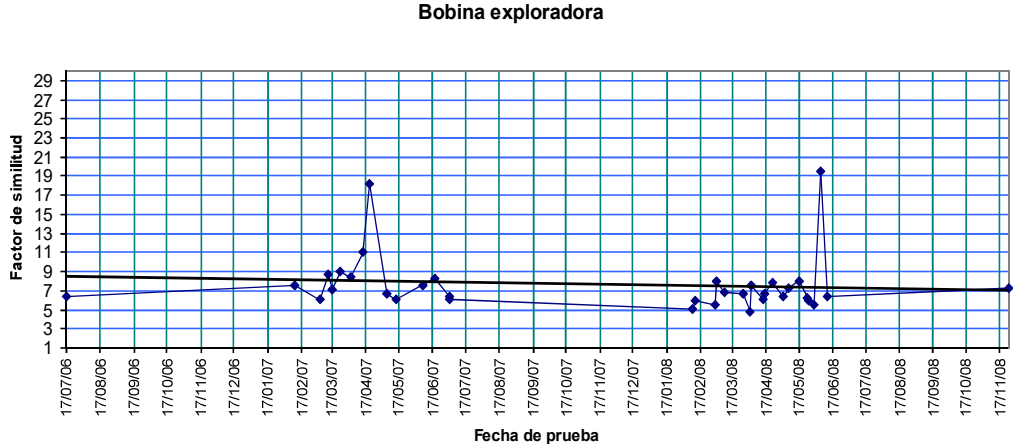


Figura 6.3.- Gráfica del factor de similitud de bobina exploradora en base a la fecha de muestreo

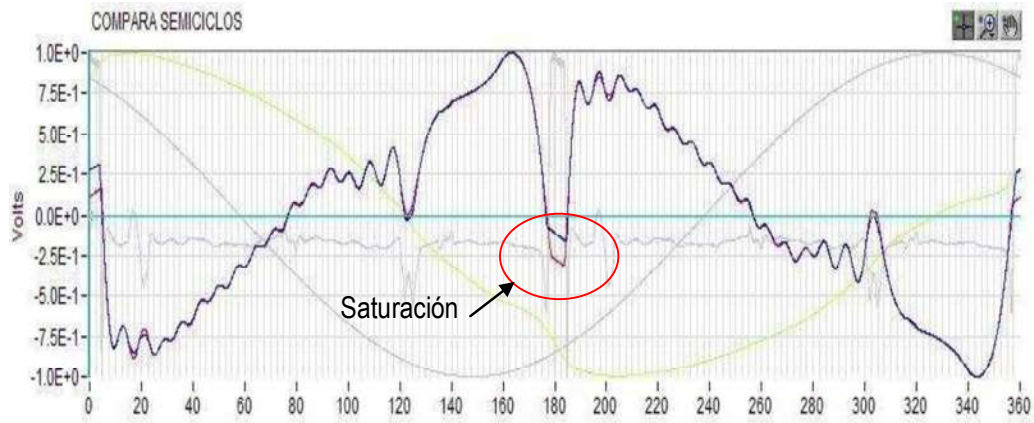


Figura 6.4.- Tensiones inducidas en la bobina exploradora, obtenido por sistema ANGEL

En la figura 6.4 se muestra la comparación de las tensiones inducidas (factor de similitud S1) de los registros de la bobina exploradora instalada en el generador. En los pasos polares del rotor se distingue una asimetría significativa en las trayectorias de ambos polos. Esta asimetría se debe a la saturación de la bobina, ya que en la cara polar se tiene el mayor flujo. Sin embargo, si observamos el resto de la gráfica, se puede estimar que el devanado del rotor se encuentra en buenas condiciones.

6.2.3.- Corriente de flecha Manzanillo I U2

En la tabla 6.4 se muestran algunos datos obtenidos del sensor instalado en el cable de conexión a tierra del rotor del generador eléctrico, con éste sensor obtenemos la corriente que circula por la flecha del rotor.

Tabla 6.4.- Datos de la corriente de flecha

| Fecha | Carga | Corriente de flecha | |
|-----------------|--------|---------------------|--------|
| | | Irms (mA) | CF 3/1 |
| d/m/a | MW | | |
| 17/07/06 | 289 | 6.409 | 0.289 |
| 10/02/07 | 251 | 7.518 | 7.4 |
| 05/03/07 | 245 | 6.055 | 1.8 |
| 13/03/07 | 199 | 8.78 | 42.1 |
| 17/03/07 | 264 | 7.154 | 3.59 |
| 24/03/07 | 273 | 8.992 | 3.8 |
| 02/04/07 | 272 | 8.465 | 2.5 |
| 13/04/07 | 268 | 11.081 | 0.535 |
| 20/04/07 | 275 | 18.19 | 0.323 |
| 05/05/07 | 269 | 6.649 | 5.24 |
| 14/05/07 | 258 | 6.074 | 5.5 |
| 07/06/07 | 277 | 7.626 | 1.64 |
| 18/06/07 | 225 | 8.239 | 6.47 |
| 02/07/07 | 261 | 6.343 | 3.9 |
| 02/07/07 | 276 | 6.038 | 6.95 |
| 9/02/08 | 221 | 5.018 | 2.89 |
| 12/02/08 | 281 | 5.96 | 4.18 |
| 01/03/08 | 224 | 5.517 | 2.66 |
| 02/03/08 | 273 | 7.946 | 3.25 |
| 10/03/08 | 261 | 6.789 | 1.61 |
| 27/03/08 | 281 | 6.63 | 1.59 |
| 02/04/08 | 272 | 4.846 | 1.62 |
| 03/04/08 | 278 | 7.613 | 1.97 |
| 14/04/08 | 194 | 6.143 | 3.19 |
| 15/04/08 | 266 | 6.649 | 6.08 |
| 22/04/08 | 270 | 7.856 | 6.35 |
| 02/05/08 | 250 | 6.33 | 5.86 |
| 07/05/08 | 257 | 7.258 | 8.18 |
| 17/05/08 | 253 | 7.998 | 5.87 |
| 24/05/08 | 257 | 6.205 | 3.44 |
| 25/05/08 | 3 | 5.965 | 2 |
| 30/05/08 | 251 | 5.586 | 1.94 |
| 05/06/08 | 252 | 19.462 | 1.14 |
| 12/06/08 | 242 | 6.368 | 1.87 |
| 24/11/08 | 240 | 7.226 | 0.755 |
| Media | 261.00 | 6.649 | 3.190 |
| Desviación Std. | 48.30 | 3.063 | 6.894 |
| Máximo | 289.00 | 19.46 | 42.10 |
| Mínimo | 3 | 4.846 | 0.289 |

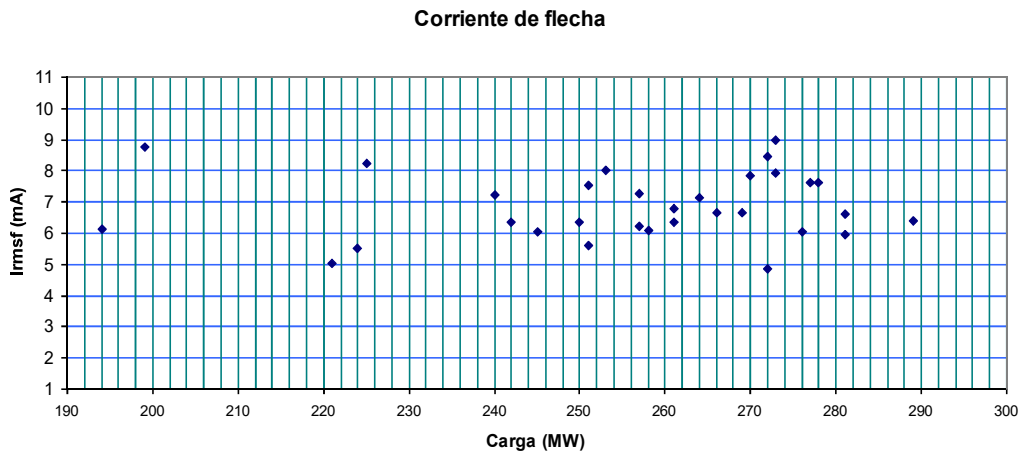


Figura 6.5.- Curva de dispersión de los datos obtenidos

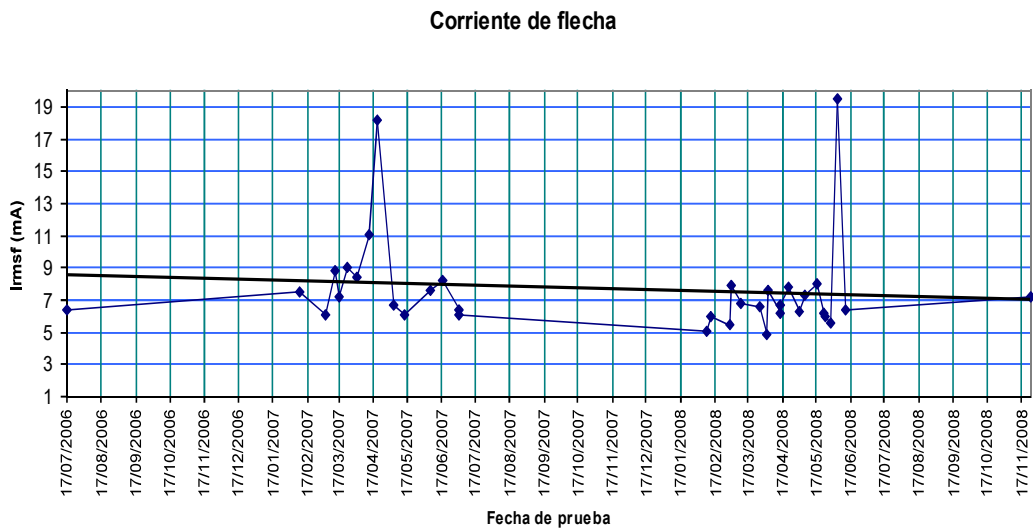


Figura 6.6.- Gráfica de corriente de flecha de los datos mostrados

En la tabla 6.4 se muestran el comportamiento de la corriente de flecha registrados por el sistema ANGEL desde el mes de julio del 2006 al 2 de noviembre del 2008. El valor rms de la corriente varió entre 4 y 19 mA durante el periodo de monitoreo. Los histogramas de corriente de flecha figuras 6.5 y 6.6, muestran una relación proporcional con los cambios de carga cuando ésta se incrementa o disminuye,

la corriente toma los valores máximos. Cuando la máquina permanece con una carga constante, la corriente registra sus valores mínimos. Se considera que en carga constante, la corriente de flecha registra sus valores característicos y éstos, durante el tiempo de monitoreo, han permanecido con una magnitud reducida.

En las figuras 6.7 se muestra una forma de onda de la corriente en la flecha obtenida por el sistema ANGEL con fecha de 26 de Noviembre del 2008 a las 18:00 horas, en esta figura se grafica la magnitud en amperes contra el tiempo en milisegundos, como se puede observar en dicha figura la inducción de la corriente en la flecha es aceptable ya que los valores oscilan entre 40mA y -30mA. En la figura 6.8 se muestra la forma de onda de los armónicos inducidos en la flecha, correspondiente a la figura 6.7, aquí se observa que la componente primordial o de mayor magnitud es la de 3er armónica en 180°.

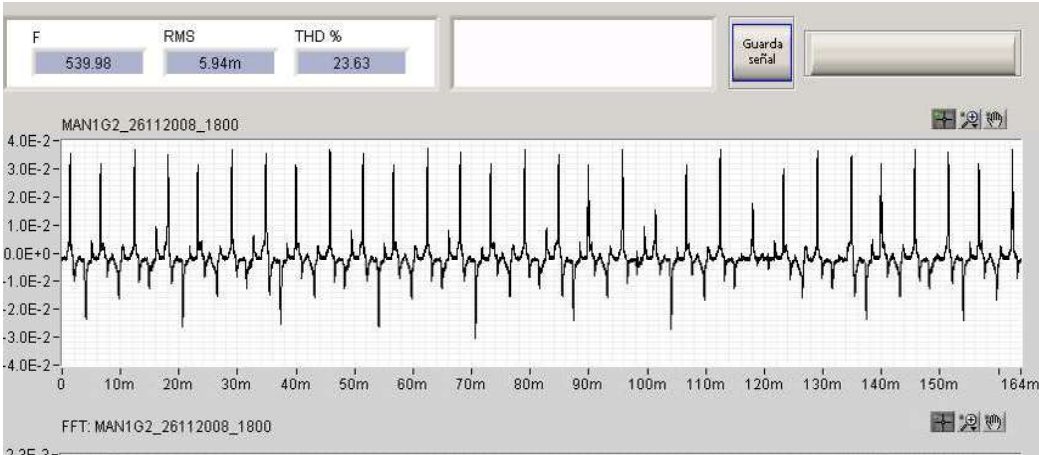


Figura 6.7.- Gráfica obtenida del sistema ANGEL de la corriente en la flecha

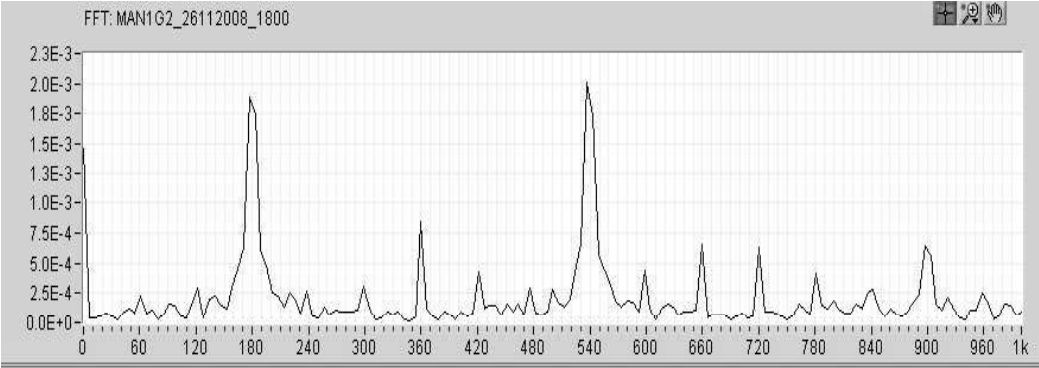


Figura 6.8.- Gráfica de armónicos de la corriente en la flecha

De acuerdo a los resultados obtenidos y analizados se considera que la condición del devanado de campo del generador eléctrico se encuentra en buenas condiciones, en el cual se observa poca variación en la obtención de resultados estáticos desde el año 2000 y dinámicos del año 2006 por lo tanto se puede obtener un parámetro para el diagnóstico de esta unidad referente a el análisis en línea de la bobina exploradora y corriente de flecha para detectar cortocircuitos entre espiras y fallas a tierra en el rotor respectivamente.

6.2.4.- Central Termoeléctrica Manzanillo II, U2

En la tabla 6.5 se muestran los datos de placa del generador eléctrico de la unidad No. 2 de la central termoeléctrica Manzanillo II.

Tabla 6.5.- Datos de placa del generador

| REGION: | Gerencia Regional de Producción Occidente | | | | | | | |
|------------------------|---|---------------|-------|-----------------------|-------|---|----------|---|
| CENTRAL: | CT Manzanillo II | | | | | | UNIDAD: | 2 |
| MARCA: | General Electric | TIPO: | | TENSION ESTATOR: | 20 kV | AMPERES: | 11,229 A | |
| SERIE: | 270T144 | RPM: | 3,600 | TENSIÓN ROTOR: | 465V | AMPERES: | 2,600 A | |
| CAPACIDAD: | 389 MVA | FP: | 0.9 | CLASE DE AISLAMIENTO: | B | | | |
| LONGITUD: | | RANURAS: | | ASFALTO-MICA: | - | CONTROL CORONA: | - | |
| CONEXIÓN NEUTRO: | Y | RAMALES/FASE: | | EPOXI-MICA: | x | ENFRIADO H ₂ Y H ₂ O: | x | |
| AÑO FABRICACIÓN | | | | POLIESTER-MICA: | - | ENFRIADO H ₂ : | - | |
| RELLENO DE AISLAMIENTO | | | | OTROS: | - | ENFRIADO AIRE: | - | |

De las pruebas eléctricas dinámicas y estáticas al rotor eléctrico de la CT Manzanillo II U2 se presenta lo siguiente:

En las evaluaciones de impulso de frecuencia no presenta diferencias entre los pulsos por lo que se considera como satisfactoria la prueba, esta prueba como ya se mencionó con anterioridad es fuera de línea, estos datos se encuentran en la tabla 6.6, se presenta una diferencia promedio de 1.36% lo que indica que desde el año 2000 aparentemente no se ha presentado deterioro en la condición del aislamiento. En la figura 6.9 se puede ver graficado los datos de la tabla 6.6 y también aquí se puede observar que no existe grandes cambios en las mediciones realizadas.

Tabla 6.6.- Impedancia estática

| Fecha | Tensión (V) | Corriente (A) | Impedancia (Z) |
|------------|-------------|---------------|----------------|
| 7/11/00 | 100 | 13.81 | 7.24 |
| 10/01/03 | 100 | 14 | 7.14 |
| 21/01/06 | 100 | 13.64 | 7.11 |
| 20/11/08 | 100 | 13.62 | 7.34 |
| Diferencia | | | 1.36% |

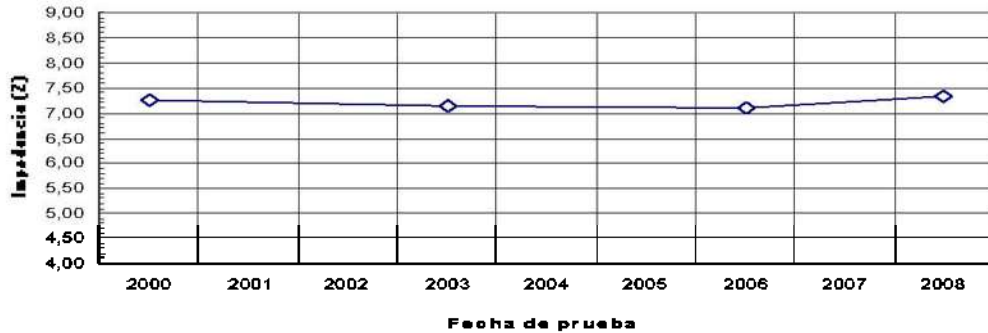


Figura 6.9.- Curva de la impedancia estática respecto a la fecha de prueba

6.2.5.- Bobina exploradora

En la tabla 6.7 se muestran los valores obtenidos por la bobina exploradora insertada en el estator del generador eléctrico de la unidad No. 2.

Tabla 6.7.- Valores obtenidos de la bobina exploradora

| Fecha | Carga | Bobina exploradora |
|-----------------|--------|--------------------|
| d/m/a | MW | S1 |
| 06/06/07 | 312 | 21.484 |
| 16/06/07 | 321 | 22.03 |
| 24/06/07 | 316 | 21.789 |
| 04/07/07 | 328 | 21.493 |
| 15/07/07 | 309 | 23.533 |
| 23/07/07 | 315 | 21.999 |
| 01/08/07 | 310 | 22.752 |
| 16/08/07 | 321 | 18.89 |
| 27/08/07 | 216 | 21.055 |
| 02/09/08 | 323 | 17.153 |
| 14/09/08 | 310 | 7.323 |
| 24/09/08 | 298 | 10.449 |
| 02/10/08 | 298 | 9.429 |
| 17/10/08 | 261 | 11.044 |
| 20/10/08 | 207 | 10.673 |
| Media | 310.00 | 21.055 |
| Desviación Std. | 29.85 | 5.736 |
| Máximo | 328.00 | 23.53 |
| Mínimo | 216 | 7.323 |

En las figuras 6.10 y 6.11 se puede ver la gráfica del factor de similitud con respecto a la fecha de prueba y la curva de dispersión del factor de similitud de acuerdo a la carga respectivamente, de cualquiera de este par de figuras se puede ver que no hay diferencias significativas por lo tanto el devanado de campo se puede considerar en buenas condiciones (sin cortocircuito entre los devanados).

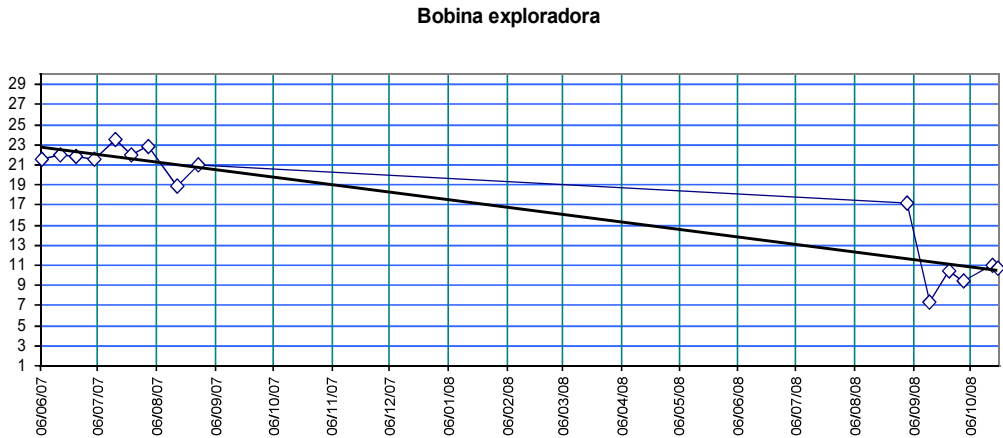


Figura 6.10.- Gráfica del factor de similitud de bobina exploradora en base a la fecha de muestreo



Figura 6.11.- Curva de dispersión de factor de similitud con respecto a la carga

En la figura 6.12 se muestra la comparación de las tensiones inducidas en el devanado de campo (factor de similitud S1) de los registros de la bobina exploradora instalada en el generador eléctrico. Se presenta un factor S1 medio de 21.055 que varía

con respecto a la carga con una variación de ± 5 , rango dentro del cual se puede considerar en buenas condiciones el rotor y de esta forma se puede considerar como criterio recomendado de evaluación en esta unidad por lo que se puede estimar que el devanado del rotor se encuentra en buenas condiciones.

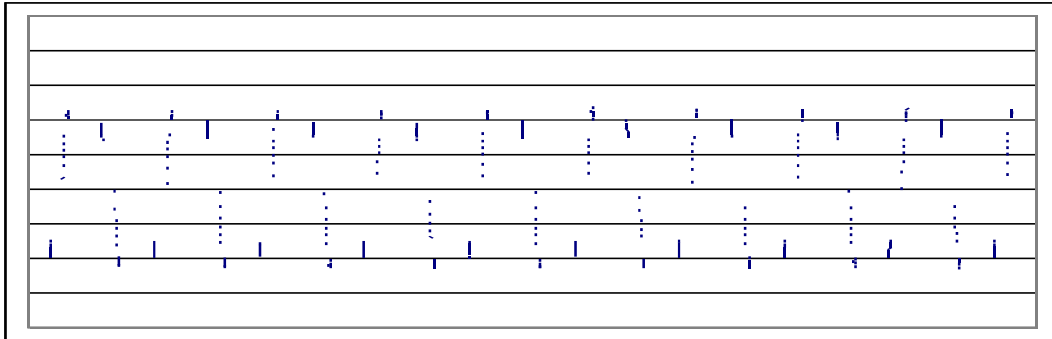


Figura 6.12.- Gráfica de tensión obtenido de la bobina exploradora de la CT Manzanillo II U2

6.2.6.- Corriente de flecha Manzanillo II U2

En la tabla 6.8 se muestran algunos datos obtenidos por el sensor de la corriente de flecha, estos datos están de acuerdo a la fecha de prueba y a la carga en ese momento.

Tabla 6.8.- Datos de la corriente de flecha

| Fecha | Carga | Corriente de flecha | |
|-----------------|--------|-----------------------|--------|
| | | I _{rms} (mA) | CF 3/1 |
| 06/06/2007 | 312 | 3.05 | 1.68 |
| 16/06/2007 | 321 | 3.72 | 1.53 |
| 24/06/2007 | 316 | 3.575 | 1.43 |
| 04/07/2007 | 328 | 3.684 | 1.83 |
| 15/07/2007 | 309 | 4.177 | 2.12 |
| 23/07/2007 | 315 | 3.728 | 1.92 |
| 01/08/2007 | 310 | 4.138 | 0.896 |
| 16/08/2007 | 321 | 4.099 | 0.457 |
| 27/08/2007 | 216 | 3.75 | 2.38 |
| 02/09/2008 | 323 | 2.972 | 1.85 |
| 14/09/2008 | 310 | 2.61 | 1.71 |
| 24/09/2008 | 298 | 3 | 1.87 |
| 02/10/2008 | 298 | 2.82 | 2.65 |
| 17/10/2008 | 261 | 2.944 | 9.14 |
| 20/10/2008 | 207 | 1.761 | 0.97 |
| Media | 310.00 | 3.575 | 1.830 |
| Desviación Std. | 29.85 | 0.532 | 2.059 |
| Máximo | 328.00 | 4.18 | 9.14 |
| Mínimo | 216 | 2.61 | 0.457 |

En las figuras 6.13 y 6.14 se muestran la gráfica de la corriente inducida en la flecha con respecto a la fecha que se hizo la prueba y de las curvas de dispersión de acuerdo a la carga, respectivamente.

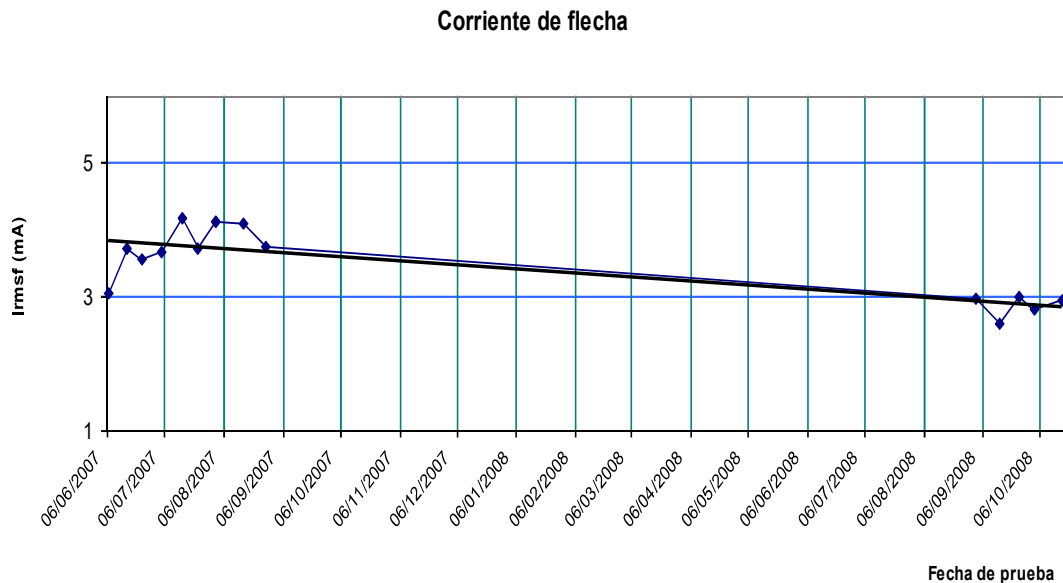


Figura 6.13.- Gráfica de la corriente de flecha en base a la fecha de muestreo

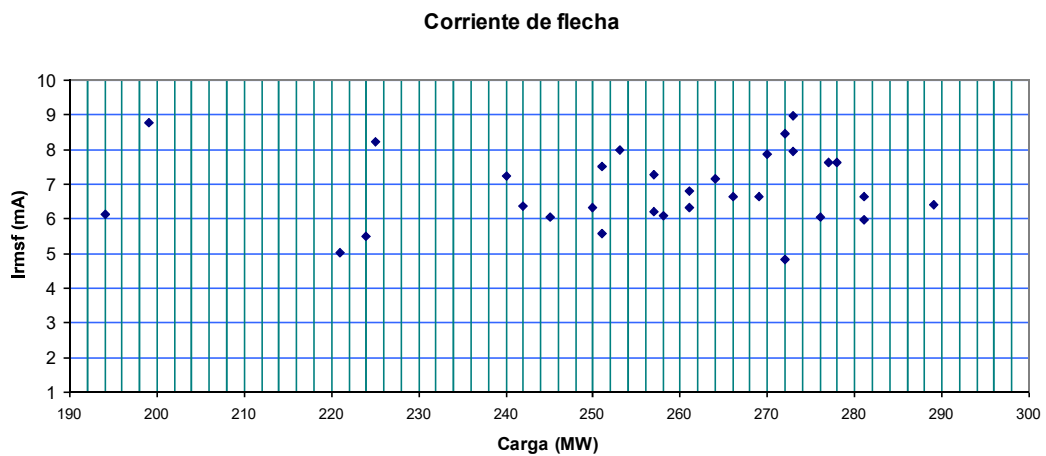


Figura 6.14.- Curva de dispersión de corriente de flecha con respecto a la carga

En las curvas de las figura 6.13 y 6.14 se muestran los comportamientos de la corriente de flecha registrados por el sistema ANGEL desde el mes de junio del 2006 a noviembre del 2008. El valor rms de la corriente fluctúa entre 2.61 a 4.18 mA durante el periodo de monitoreo. Los histogramas de corriente de flecha muestran una relación

proporcional con los cambios de carga, cuando ésta se incrementa o disminuye, la corriente toma los valores máximos. Cuando la máquina permanece con una carga constante, la corriente registra sus valores mínimos. Se considera que en carga constante, la corriente de flecha registra sus valores característicos y éstos, durante el tiempo de monitoreo, han permanecido con una magnitud reducida. En la figura 6.15 se puede observar la forma de onda de la corriente en la flecha obtenida por el sistema ANGEL, aquí se puede ver que no hay circulación de grandes corrientes por la flecha.

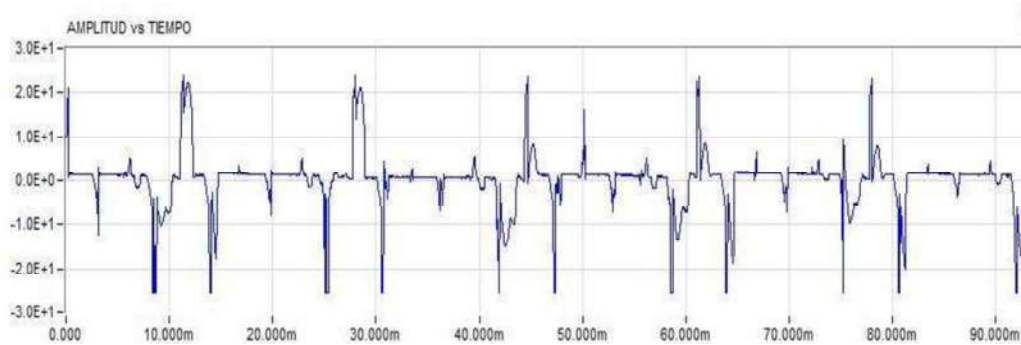


Figura 6.15.- Curva de corriente en la flecha, obtenidas en línea por el sistema ANGEL

De acuerdo a los resultados se considera que la condición del devanado de campo del generador eléctrico se encuentra en buenas condiciones, en el cual se observa poca variación en la obtención de resultados estáticos desde el año 2000 y dinámicos del año 2006 por lo tanto se puede obtener un parámetro para el diagnóstico de esta unidad referente a el análisis en línea de la bobina exploradora y corriente de flecha para detectar cortocircuitos entre espiras y fallas a tierra en el rotor, respectivamente.

6.3.- Análisis del devanado de estator

6.3.1.- Corriente en el neutro de la CT Manzanillo I, U2

En la tabla 6.9 se muestran los datos obtenidos por el transformador de corriente colocado en el cable de conexión a tierra del devanado del estator del generador eléctrico, este transformador de corriente entrega la corriente circulante por la conexión a tierra del generador.

Tabla 6.9.- Datos obtenidos de la corriente en el neutro

| Fecha | Carga | Corriente Neutro | |
|-----------------|--------|------------------|--------|
| | | Irms (A) | CN 3/1 |
| d/m/a | MW | | |
| 2006/07/17 | 289 | 8.971 | 29.41 |
| 2007/02/10 | 251 | 8.813 | 37.64 |
| 2007/03/05 | 245 | 8.545 | 39.23 |
| 2007/03/13 | 199 | 8.256 | 2.85 |
| 2007/03/17 | 264 | 8.553 | 34.05 |
| 2007/03/24 | 273 | 8.953 | 37.8 |
| 2007/04/02 | 272 | 8.79 | 38.22 |
| 2007/04/13 | 268 | 8.075 | 34.94 |
| 2007/04/20 | 275 | 8.219 | 33.23 |
| 2007/05/05 | 269 | 8.632 | 38.99 |
| 2007/05/14 | 258 | 8.591 | 40 |
| 2007/06/07 | 277 | 9.14 | 42.07 |
| 2007/06/18 | 225 | 8.829 | 40.92 |
| 2007/07/02 | 261 | 8.908 | 43.28 |
| 2007/07/02 | 276 | 8.801 | 38.48 |
| 2008/02/09 | 221 | 7.471 | 31.27 |
| 2008/02/12 | 281 | 7.544 | 35.06 |
| 2008/03/01 | 224 | 8.145 | 35.48 |
| 2008/03/02 | 273 | 8.954 | 40.1 |
| 2008/03/10 | 261 | 8.574 | 46.84 |
| 2008/03/27 | 281 | 8.852 | 52.89 |
| 2008/04/02 | 272 | 8.419 | 47.17 |
| 2008/04/03 | 278 | 8.848 | 52.615 |
| 2008/04/14 | 194 | 7.885 | 41.43 |
| 2008/04/15 | 266 | 8.68 | 49.2 |
| 2008/04/22 | 270 | 8.464 | 49.32 |
| 2008/05/02 | 250 | 8.57 | 43.08 |
| 2008/05/07 | 257 | 8.404 | 45.66 |
| 2008/05/17 | 253 | 8.214 | 41.59 |
| 2008/05/24 | 257 | 8.72 | 39.81 |
| 2008/05/25 | 3 | 7.668 | 40.96 |
| 2008/05/30 | 251 | 8.126 | 36.02 |
| 2008/06/05 | 252 | 8.291 | 39.59 |
| 2008/06/12 | 242 | 8.386 | 39.72 |
| 2008/11/24 | 240 | 8.786 | 31.43 |
| Media | 261.00 | 8.570 | 39.720 |
| Desviación Std. | 48.30 | 0.414 | 8.506 |
| Máximo | 289.00 | 9.14 | 52.89 |
| Mínimo | 3 | 7.471 | 2.85 |

En la figuras 6.16 y 6.17 se muestran las curvas de dispersión y la gráfica de corriente del neutro respectivamente, en éstas se puede ver que no hay grandes cantidades de corriente circulante por la conexión del neutro del generador eléctrico.

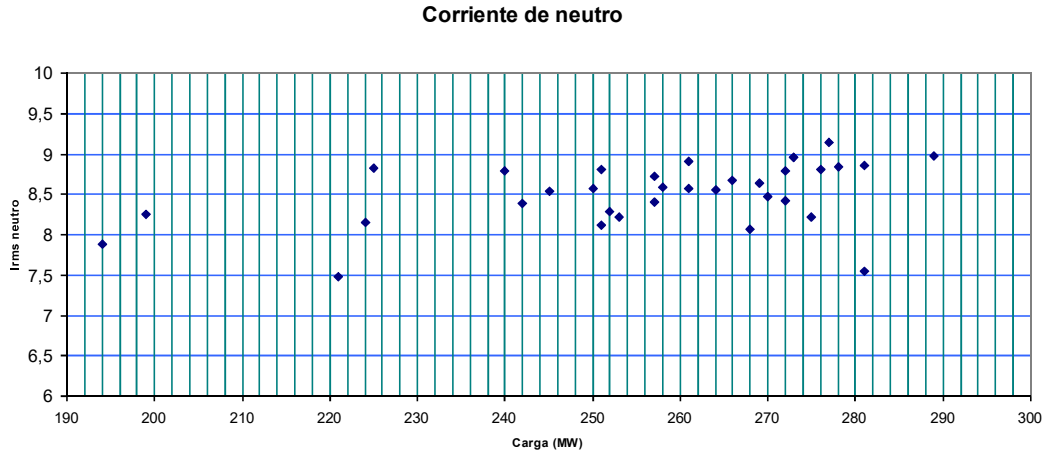


Figura 6.16.- Curva de dispersión de la corriente de neutro en base a la carga

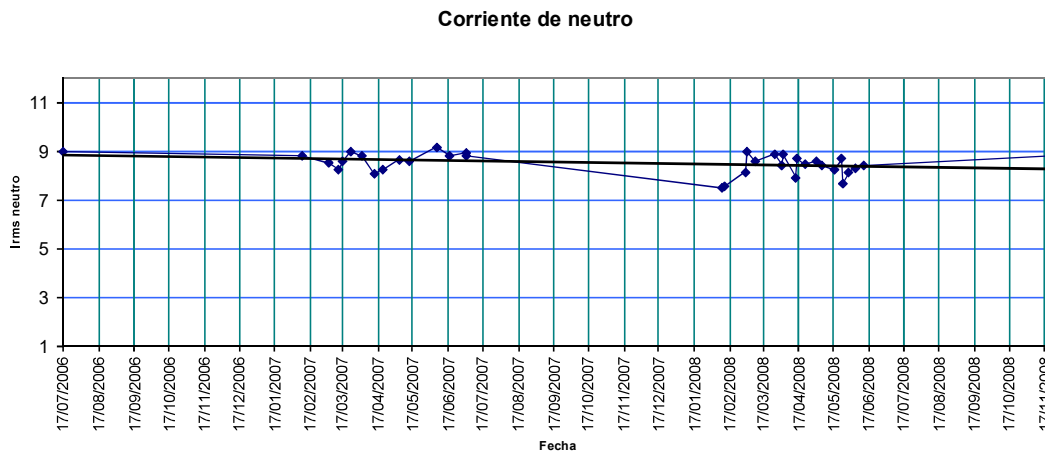


Figura 6.17.- Curva de corriente de neutro en base a la fecha de muestreo

En la figura 6.18 se puede ver los armónicos presentes en el neutro del generador eléctrico, en este caso el armónico con mayor presencia como en casi todos los generadores eléctricos es el tercero, éste tiene una magnitud en

corriente de casi 6 amperes. En la figura 6.19 se muestran datos arrojados por el sistema ANGEL, como la magnitud de la corriente en amperes, el valor de la componente armónica con mayor presencia en hertz entre otros.

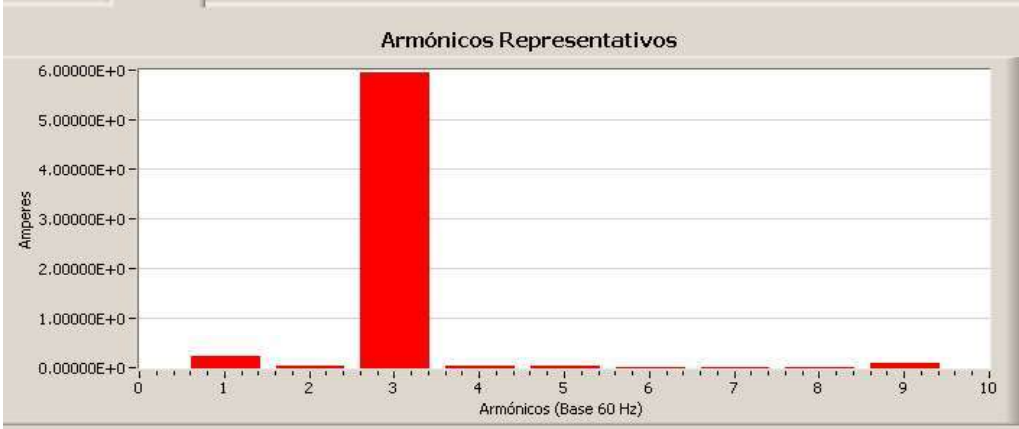


Figura 6.18.- Armónicos representativos, obtenida del sistema ANGEL



Figura 6.19.- Datos arrojados por el sistema ANGEL

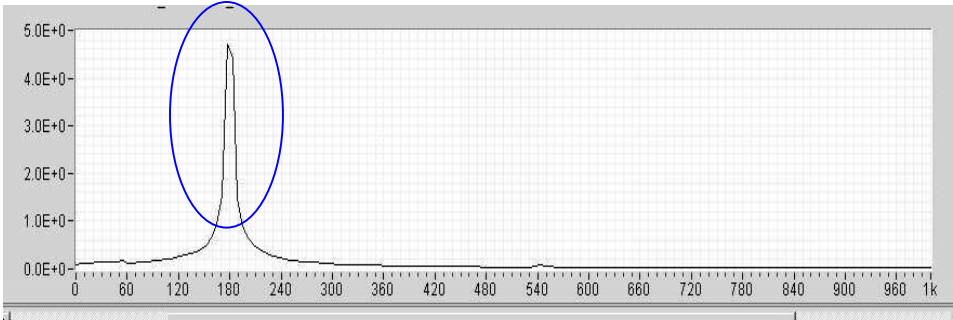


Figura 6.20.- Histograma de corriente de neutro con componente máxima de 180Hz

La corriente del neutro de este generador tiene una componente de 180 Hz y una componente de 8 A promedio en la 3er armónica como se puede ver en la figura 6.20. Desde el punto de vista electromagnético tiene un mejor balance eléctrico, magnético y mecánico. En la gráfica de corriente de neutro (figura 6.17) se muestra que no existe variación significativas desde el 2006 hasta la fecha por lo que se demuestra que el generador conserva sus condiciones electromagnéticas sin cambio significativo y se encuentra en buenas condiciones.

6.3.2.- Corriente en el neutro de la CT Manzanillo II, U2

En la tabla 6.10 se muestran los valores obtenidos por el sensor colocado en el cable de conexión a tierra del generador eléctrico, estos datos fueron obtenidos en relación a la carga y a la fecha de prueba.

Tabla 6.10.- Datos obtenidos de la corriente del neutro

| Fecha | Carga | Corriente Neutro | |
|-----------------|--------|------------------|--------|
| d/m/a | MW | Irms (A) | CN 3/1 |
| 2007/06/06 | 312 | 11.584 | 11.02 |
| 2007/06/16 | 321 | 11.271 | 11.31 |
| 2007/06/24 | 316 | 11.016 | 12 |
| 2007/07/04 | 328 | 11.345 | 11.37 |
| 2007/07/15 | 309 | 10.733 | 12.49 |
| 2007/07/23 | 315 | 10.77 | 11.26 |
| 2007/08/01 | 310 | 10.859 | 11.05 |
| 2007/08/16 | 321 | 11.387 | 11.63 |
| 2007/08/27 | 216 | 9.896 | 9.88 |
| 2008/09/02 | 323 | 11.263 | 12.26 |
| 2008/09/14 | 310 | 11.031 | 11.96 |
| 2008/09/24 | 298 | 10.967 | 11.94 |
| 2008/10/02 | 298 | 9.775 | 10.88 |
| 2008/10/17 | 261 | 10.755 | 11.23 |
| 2008/10/20 | 207 | 9.743 | 11.38 |
| Media | 310.00 | 10.967 | 11.370 |
| Desviación Std. | 29.85 | 0.522 | 0.669 |
| Máximo | 328.00 | 11.58 | 12.49 |
| Mínimo | 216 | 9.775 | 9.88 |

En las siguientes figuras 6.21 y 6.22 se puede ver las gráficas de los datos de la tabla 6.10, en estas curvas se puede apreciar que no existen cambios significativos de corrientes circulantes por el neutro del generador eléctrico.

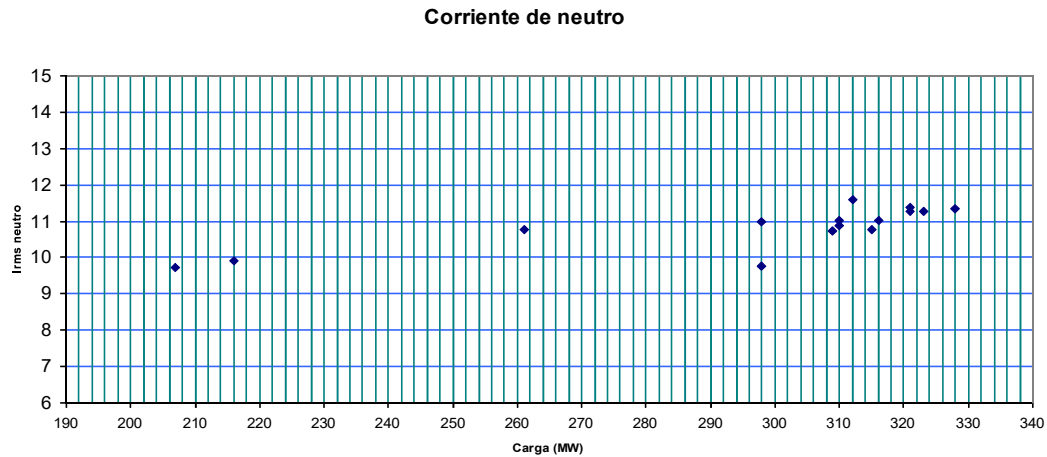


Figura 6.21.- Curva de dispersión de la corriente del neutro en base a la carga

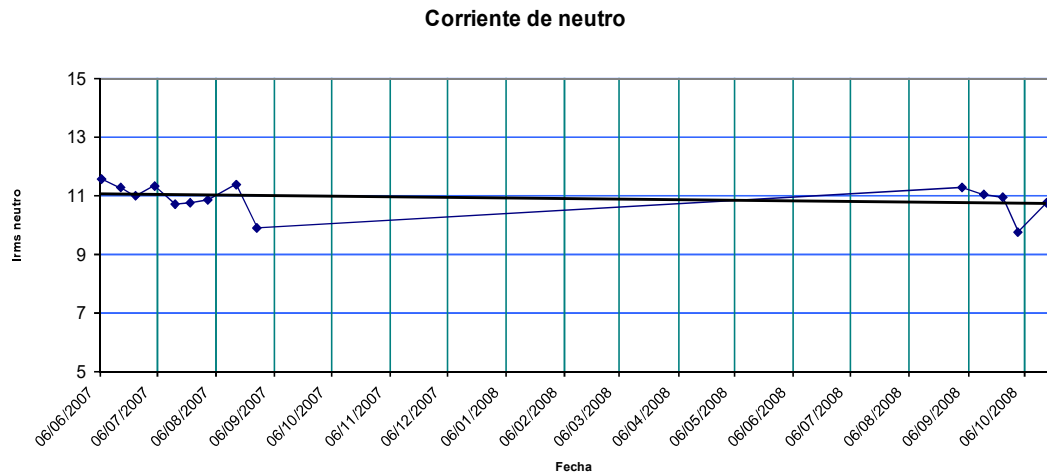


Figura 6.22.- Gráfica de la corriente de neutro en base a la fecha de muestreo

La corriente del neutro de este generador tiene una componente de 10A promedio en la 3er armónica. Desde el punto de vista electromagnético tiene un mejor balance eléctrico, magnético y mecánico. En la gráfica de corriente de neutro (figura 6.22) se muestra que no existe variación desde el 2007 hasta la fecha por lo que se demuestra que el generador conserva sus condiciones electromagnéticas sin cambio significativo y se encuentra en buenas condiciones.

6.3.3.- Unidad 2 de la central termoeléctrica Presidente Adolfo López Mateos (Tuxpan)

A continuación se analizan los resultados obtenidos sobre descargas parciales en el estator del generador eléctrico a través del sistema de monitoreo en línea de la central termoeléctricas Tuxpan, en la tabla 6.11 se muestran los datos de placa del generador eléctrico.

Tabla 6.11.- Datos de placa del generador

| REGION: | | Gerencia Regional de Producción Balsas Santiago | | | | | | | |
|------------------------|--------------|---|-------|----------------------|-------|--|----------|---------|---|
| CENTRAL: | | CT Adolfo López Mateos | | | | | | UNIDAD: | 2 |
| MARCA | Westinghouse | TIPO | | TENSION ESTATOR : | 20 kV | AMPERES | 12,349 A | | |
| SERIE: | IS-91P0470 | RPM | 3,600 | TENSIÓN ROTOR: | 426V | AMPERES | 3,049 A | | |
| CAPACIDAD: | 427.778 MVA | FP | 0.9 | CLASE DE AISLAMIENTO | | F | | | |
| LONGITUD: | 6.2 | RANURAS: | 42 | ASFALTO-MICA | - | CONTROL CORONA | - | | |
| CONEXIÓN NEUTRO | Y | RAMALES/FASE: | 2 | EPOXI-MICA | x | ENFRIADO H ₂ Y H ₂ O | x | | |
| AÑO FABRICACIÓN | | | | POLIESTER-MICA | - | ENFRIADO H ₂ | - | | |
| RELLENO DE AISLAMIENTO | | | | OTROS | - | ENFRIADO AIRE | - | | |

En las figuras 6.23 , 6.24 y 6.25 se muestran los mapas de descargas parciales de las fase A, B y C, respectivamente, del 18 julio 2007 a las 21 hrs. Estas figuras muestran que las descargas parciales presentes en este generador son de muy poca magnitud, la mayor presencia de descarga parcial se tiene en la fase C alcanzando una magnitud de 500pC en una descarga parcial externa por lo general a la ranura del generador, esto se aprecia en las tres figuras mencionadas, la mayor presencia se encuentra en el semiciclo negativo.

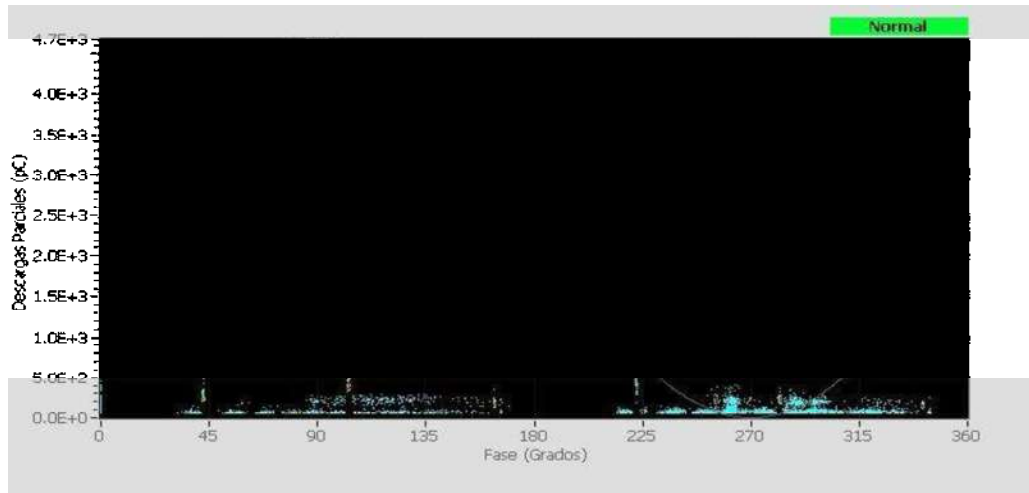


Figura 6.23.- Fase A

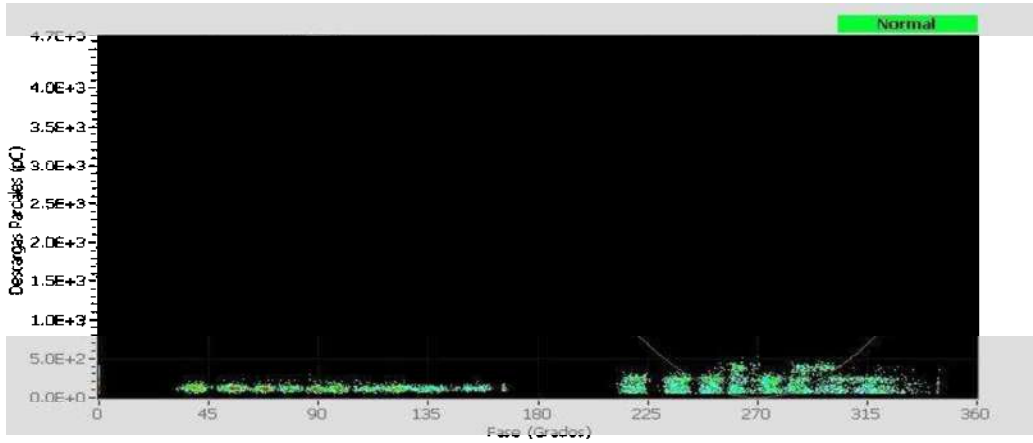


Figura 6.24.- Fase B

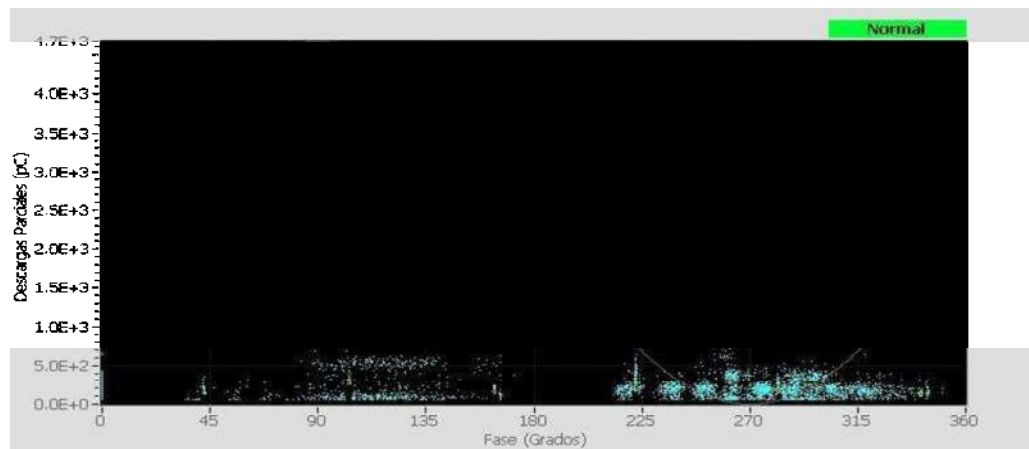


Figura 6.25.- Fase C

En las figuras 6.26, 6.27 y 6.28 se muestran los mapas de descargas parciales de las fases A, B y C, respectivamente, del 19 de Julio 2007 a las 8 hrs. En estas figura podemos ver que las descargas parciales presentes son del tipo externo a la ranura de poca magnitud en pC, la máxima descarga parcial está en la fase C alrededor de 700 pC, por todo esto se considera en buenas condiciones el aislamiento eléctrico del estator.

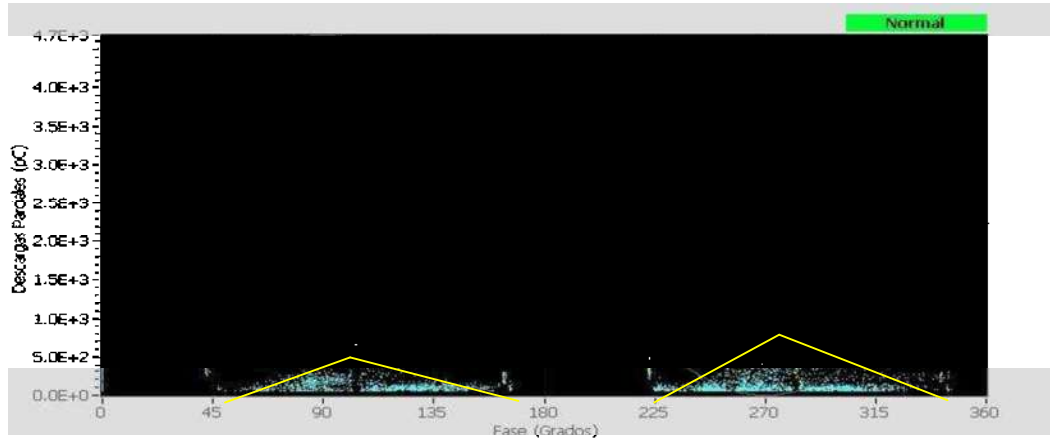


Figura 6.26.- Fase A

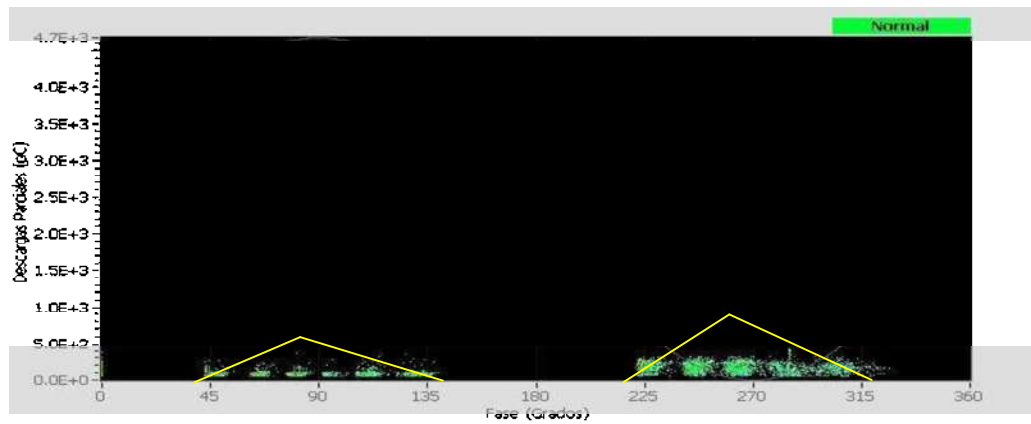


Figura 6.27.- Fase B

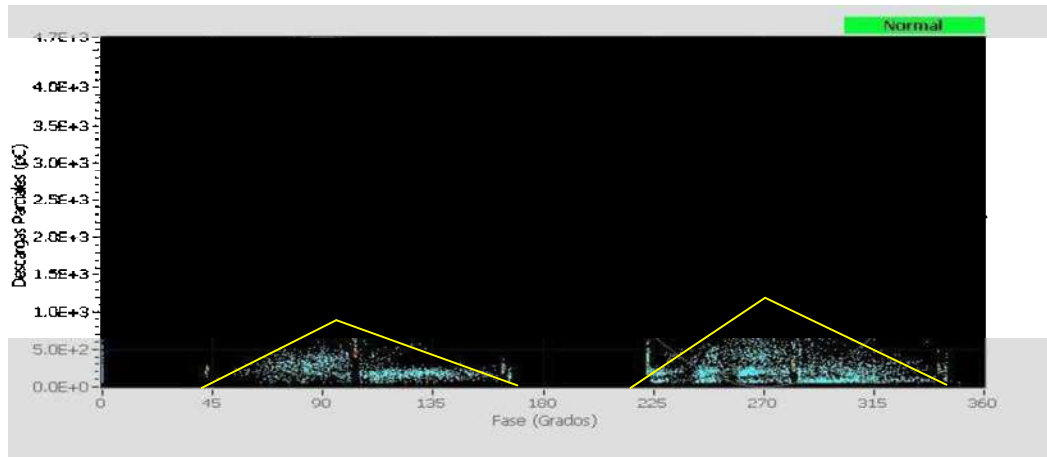


Figura 6.28.- Fase C

En las dos series de espectros de descargas parciales en la CT Presidente Adolfo López Mateos U2 se observa que existe actividad de descargas externas en la ranura, con una tasa de repetición superior en el semiciclo negativo y con magnitud inferior a los 2nC, esto debido a que el generador trabaja en ambiente de hidrógeno y ya que su rigidez dieléctrica es superior a la del aire, la magnitud de la descarga se atenúa sin dejar de presentar el espectro típico de descarga externa a la ranura, la poca variación que se pudo apreciar en una serie con respecto a la otra es debido a la carga del generador eléctrico en la hora de medición.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajos futuros

Durante la realización de este trabajo se presentaron diferentes problemas en el sistema, ya que en la mayoría de las unidades que lo tienen instalado no se puede acceder a la computadora ya que por diversas causas no está funcionando y en aquellos sistemas que están en línea no está realizando la medición adecuadamente o no se cuenta con los datos suficientes para realizar un diagnóstico completo.

El objetivo de este trabajo consistió en encontrar un factor de evaluación para el análisis de las variables en línea que se realizan a través del sistema ANGEL. Para el análisis de descargas parciales y de bobina exploradora ya se cuenta normativamente con un método de evaluación con el cual se pudo apoyar para hacer el diagnóstico de las unidades que pudieron ser analizadas.

Las otras dos variables que se están estudiando presentaron resultados diferentes de acuerdo a la capacidad y características de operación de la máquina por lo que no fue posible unificar estos resultados, pero fue posible encontrar un factor en el cual se puede basar para las siguientes mediciones y de esta manera diagnosticar hasta que punto puede haber variaciones en las corrientes de flecha y corriente de neutro sin que haya problemas de operatividad de las unidades que cuentan con el sistema ANGEL.

Los generadores eléctricos son máquinas muy confiables, tienen alta resistencia a elevados esfuerzos eléctricos, mecánicos, térmicos y ambientales. Se espera de estos equipos una vida útil de treinta años de trabajo continuo. Sin embargo, pueden sufrir fallas que es necesario prevenir. Allí radica la importancia de conocer los mecanismos de deterioro que permita tomar acciones preventivas que eviten su salida por falla. El Sistema de monitoreo en línea para generadores eléctricos se diseñó de forma modular con el objetivo de ir desarrollando cada uno de los módulos en etapas, así como, su construcción, integración, pruebas e instalación.

Los generadores representan una alta inversión para las empresas eléctricas, en particular para CFE. Se ha demostrado que mediante ciertas variables se puede definir el estado de un generador cuando éste se encuentra en operación normal. Por lo tanto, se justifica la integración y explotación de un sistema de Análisis de Generadores en Línea. La primera etapa se llevó a cabo en el año 2003 que incluye el desarrollo, la integración y la puesta en servicio para monitorear seis generadores de las Centrales Manzanillo I y Manzanillo II. Se efectuará la inspección de los generadores y se analizará el historial de los mismos para que en el futuro cercano tomar decisiones operativas basadas en el estado de las máquinas.

El reto a corto plazo, es explotar las herramientas del sistema ANGEL, de forma periódica, por los responsables de cada Central que cuenta con ello, formando un grupo de usuarios del sistema. El objetivo de este sistema es el aplicar los conceptos del mantenimiento predictivo en cada una de las unidades instrumentadas, comparar resultados del diagnóstico del sistema ANGEL con los resultados obtenidos con pruebas fuera de línea y mediciones continuas proporcionadas por la instrumentación propia de los sistemas de medición y operación del generador y así poder tomar decisiones determinantes para programar las salidas de operación de las unidades y darles mantenimiento, aumentando la continuidad del servicio al reducir costos de mantenimientos mayores por fallas catastróficas.

En el transcurso de estos años que el sistema de monitoreo en línea ha estado en funcionamiento, los datos obtenidos han servido como una referencia adecuada para diagnosticar el estado de deterioro del aislamiento de los generadores eléctricos instrumentados con este equipo de medición. En el diagnóstico de las descargas parciales, se ha demostrado ser muy confiable el sistema ANGEL ya que los valores entregados por todos los sensores acoplados a los bus de fase aislados de los generadores eléctricos son los mismos valores que los obtenidos con las pruebas realizadas fuera de línea, por esta razón se considera que el módulo de descargas parciales del sistema de monitoreo en línea es enteramente confiable y recomendable.

En el diagnóstico de la circulación y daños ocasionados por la corriente circulante en el neutro, se puede concluir que es aceptable ya que los sensores instrumentados en el cable de conexión a tierra del devanado del estator del generador eléctrico entregan valores desde algunos amperes hasta grandes cantidades que pudieran circular por este cable, así como su forma de onda para

saber de que orden en segundos se está ocasionando la falla, también el poder saber el contenido de armónicos de esta señal circulante por el cable de conexión a tierra de la armadura del generador eléctrico para así poder seleccionar el mejor método de protección en este punto de la máquina.

Para el diagnóstico de la corriente circulante por la flecha del generador eléctrico, se puede considerar que los valores arrojados por el módulo detector de corriente en la flecha es aceptable ya que estos sensores nos entregan desde unos cuantos volts hasta grandes cantidades que pudieran inducirse o fugarse de alguno de los devanados del rotor, esta identificación se puede llevar a cabo con gran certeza gracias a la forma de onda que los sensores registran y que el sistema de monitoreo en línea nos entrega.

En el diagnóstico de cortocircuitos en los devanados del rotor mediante la bobina exploradora son muy confiables, ya que el sensor instalado en una de las ranuras del estator nos entrega la forma de onda del campo magnético inducido por el devanado de campo, al comparar esta forma de onda obtenida por la bobina exploradora con la forma de onda obtenida por la prueba de impulso a la frecuencia realizada fuera de línea, se puede identificar si existe alguna asimetría de una de las bobinas con respecto de otra y así detectar con relativa facilidad si existe algún cortocircuito.

Como ya se comentó en el transcurso de este trabajo el sistema de monitoreo en línea a generadores eléctricos es un sistema dirigido a un mantenimiento predictivo para poder diagnosticar el deterioro real de los aislamientos de las máquinas eléctricas rotatorias en este caso generadores eléctricos.

En este sistema las principales desventajas con las que cuenta, es la mala difusión que se le ha dado dentro de las plantas generadoras de electricidad ya que debido a esto se le presta poca importancia por el personal de la planta generadora de electricidad, como consecuencia de esto se desconectan algunos módulos o hasta equipos completos de monitoreo en línea dando lecturas erróneas para el diagnóstico de las máquinas eléctricas rotatorias.

Una recomendación sería tratar de motivar al personal que directamente interactúa con la máquina para que mantenga conectado y en funcionamiento el equipo de monitoreo en línea, otra sería el seguir comparando el análisis en distintas fechas y circunstancias de la máquina eléctrica rotatoria para ir obteniendo más

parámetros de las cuatro variables sobre todo de corriente en la flecha y corriente en el neutro, ya que en estas dos variables es un poco más difícil todavía dar un diagnóstico correcto sobre los valores obtenidos por los sensores y solamente la experiencia sobre las variables ya mencionadas hará un diagnóstico más adecuado.

En conclusión, el sistema ANGEL mediante el análisis de las cuatro variables que ya se mencionaron con anterioridad, es confiable para diagnosticar el estado en el que se encuentran los aislantes de la máquina en la cual esté instalado.

Referencias

- [1] Edgar Robles Pimentel y Eugenio Ponce de León Viedas, “Diagnóstico de generadores en línea”, cigré, 1 – 6, Junio 2003.
- [2] Patricioconcha, “Descargas parciales en transformadores y máquinas rotatorias”, Capitulo 1, págs. 3 – 18, 9 de septiembre del 2008 http://patricioconcha.ubb.cl/seminario_descargas_parciales/home.htm
- [3] A. Pascacio de los Santos, O. Reyes M., E. Ponce de León V., “Diagnóstico de generadores en operación, sistema AnGel”, IIE, Junio 2005.
- [4] Ing. Marcos Esparza Saucedo e Ing. Eugenio Ponce de León Viedas, “Diagnóstico integral del devanado del estator de generadores eléctricos”, cigré, págs. 5 – 8, Junio 2001.
- [5] Power Engineering Education Comitee y Power System Relaying Committee, “Tutorial IEEE de Protección de generadores sincros”, Tutorial IEEE, págs. 2-5,17-23,<http://www.beckwithelectric.com/infoctr/spanish/tutorialgenIEEE.pdf>
- [6] Greg C. Stone, Edgard A. Boulter, Ian Culbert, Hussein Dhirani, Electrical Insulation for Rotating Machines , USA: Mohamed E. El-Hawary, 2004.
- [7] Esteban A. González V. y Marcelino Apanco R., “Campo magnético residual en máquinas rotatorias”, Boletín IIE, págs. 66 – 69, Abril-Junio 2007.
- [8] Francisco Javier Peñaloza Sánchez, “El diagnóstico de daño por electroerosión de los rodamientos de la maquina rotatoria”, tecnolab, vol., no. 55, págs. 2 – 6, Mayo 1994.
- [9] Charles J. Mozina, “Mejoramiento de la protección de generadores usando tecnología digital”, págs. 2 – 4, Marzo 1995.

- [10] José Ernesto López Azamar, Juan Carlos Aranda Ramírez y Miguel Ángel Juárez Requena, “Evaluación y diagnóstico del aislamiento del devanado de campo de los rotores de máquinas rotatorias”, tecnolab, págs. 30 – 34.
- [11] Joaquín H. Rodríguez R., Ma. Jojutla O. Pacheco A., Edgar Robles Pimentel, José T. Ramírez N., “Técnica alternativa para detectar cortocircuitos entre vueltas en devanados de rotor en generadores de potencia”, IIE, págs. 1 - 2, Junio 2003.
- [12] Óscar A Reyes M. y H Octavio de la Torre V., “Sistema ANGEL: Aspectos teórico-prácticos para el diagnóstico de generadores en operación”, Boletín IIE, págs. 54 – 55, Abril-Junio 2005.
- [13] José Ernesto López Azamar, Teoría y Práctica de pruebas de diagnóstico de equipo eléctrico primario (Generadores, Transformadores de potencia y Motores), Irapuato: CFE-Subdirección de generación, 2006.
- [14] LAPEM. Sistema ANGEL. Irapuato, Guanajuato. 10 de Diciembre del 2008.
- [15] IIE. Reportes del sistema ANGEL. Cuernavaca, Morelos. 5 de Diciembre del 2008.