

**MONOGRAFIA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA
GENERADORES ELÉCTRICOS**

SERGIO ANDRES RINCÓN CÁCERES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERAS FISICOMECANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2021

**MONOGRAFIA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA
GENERADORES ELECTRICOS**

SERGIO ANDRÉS RINCÓN CÁCERES

**Proyecto de Grado para optar al título de Especialista en Gerencia de
Mantenimiento**

DIRECTOR:

**PEDRO JOSÉ DÍAZ GUERRERO
MAESTRIA EN INGENIERIA
MECANICA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2021

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	10
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
2. OBJETIVOS.....	15
2.1 OBJETIVO GENERAL	15
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3. METODOLOGÍA	16
4. INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD.....	26
5. DATOS DEL EQUIPO	28
6. GENERADORES DE CORRIENTE ALTERNA (CA).....	31
6.1 COMPONENTES DEL GENERADOR ELÉCTRICO	32
6.1.1 Rotor y estator.	32
6.1.2 Excitatriz	34
6.1.3 Sistema de enfriamiento.....	34
6.1.4 Conmutador.....	35
7. CONOCIENDO AL GENERADOR 7AE	36
7.1 DISEÑO Y DESARROLLO DE GENERADORES DE 100 MVA DE USO COMERCIAL.....	36
7.2 CONCEPTO DE GENERADOR HTS.....	37
7.3 REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN ESPERADOS	39
7.4 DISEÑO ELECTROMAGNÉTICO.....	41
7.4.1 Diseño Eléctrico.....	41
7.4.2 Excitador.....	42
7.5 DISEÑO MECÁNICO DEL ROTOR: EJE DEL ROTOR.....	43
7.6 REQUISITOS DE DISEÑO PRIMARIOS.....	44
7.6.1 Disposición de las ranuras cruzadas.	44
7.6.2 Bobina HTS.	45

7.6.3 Soporte de bobina HTS.....	46
7.6.4 Dinámica del rotor.....	47
8. CALENDARIZACIÓN DE TAREAS PREVENTIVAS DEL GENERADOR.....	49
9. TAREAS DE LOS MANTENIMIENTOS SEGÚN LA CLENDARIZACIÓN.....	52
9.1 TAREAS DE INSPECCIÓN VISUAL.....	56
9.1.1 Inspección visual estándar.....	56
9.1.2 Inspección del cubículo de la terminal.....	61
9.1.3 Inspección de los cables de potencia del estator.....	61
9.1.4 Inspección de los cables de potencia del estator.....	62
9.1.5 Inspección de los cables de potencia y de la barra colectora Apagar la turbina y des-energizar todos los componentes relevantes.....	63
9.1.6 Inspección física de la carcasa y del núcleo del estator.....	63
9.1.7 Inspección física del rotor y del campo.....	64
9.1.8 Inspección de baleros y tareas de re-lubricación.....	65
9.1.9 Inspección del sello del balero.....	66
9.1.10 Inspección del devanado del estator.....	67
9.2 TAREAS DE LIMPIEZA ESTÁNDAR (O DE REMOCIÓN DE POLVO).....	67
9.3 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO ESTÁNDAR.....	68
9.3.1 Breve descripción de las pruebas de funcionamiento.....	68
9.4 PRUEBA EN FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR.....	70
9.5 PRUEBA ESTÁTICA DEL GENERADOR (FUERA DE LÍNEA).....	71
9.6 MONITOREO Y DIAGNÓSTICO DEL GENERADOR.....	72
9.7 PRUEBA DEL CIRCUITO DEL GENERADOR.....	72
9.7.1 Prueba del circuito del generador en línea.....	72
9.7.2 Prueba del circuito del generador fuera de línea.....	73
9.8 TAREAS AVANZADAS DE PRUEBA, MONITOREO Y DIAGNÓSTICO.....	74
9.8.1 Soluciones de gestión de diagnóstico digital.....	74
9.8.2 Análisis de vibraciones.....	75
9.8.3 Servicios termográficos.....	75
9.8.4 Prueba del circuito de refrigeración.....	77

9.8.4.1 Prueba de fugas.....	77
9.8.4.2 Prueba de temperatura	77
9.8.4.3 Prueba de concentración del refrigerante.....	77
9.8.4.4 Prueba de tapón de presión.....	78
9.8.4.5 Prueba de embobinado en cortocircuito.....	79
9.8.5 Análisis de aceite de baleros (eléctrico y mecánico).....	79
9.8.6 Análisis de riesgo de arco eléctrico.....	80
10. MODOS DE DETECCIÓN DE FALLAS DEL GENERADOR	81
10.1 FALLAS DE ARRANQUE O ACELERAMIENTO DEL GENERADOR	81
10.2 FALLAS DE VIBRACIÓN	81
10.3 FALLAS POR RUIDO MECÁNICO.....	82
10.4 FALLAS POR RUIDO MAGNÉTICO	83
10.5 FALLAS POR SOBRECALENTAMIENTO DEL EMBOBINADO	83
10.7 FALLAS POR CALENTAMIENTO EXCESIVO	83
10.8 FALLAS DE FUGA DE ACEITE.....	84
10.9 FALLAS POR CALENTAMIENTO DE LOS CEPILLOS.....	85
11. ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO	87
12. CONCLUSIONES.....	90
BIBLIOGRAFÍA.....	92

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ejemplos de señales universales de advertencia (ENERGÍA, 2013).....	26
Figura 2. Esquemático de un generador eléctrico simple.....	31
Figura 3. Esquemático de un rotor y un estator del generador eléctrico.....	34
Figura 4. Esquemático de un generador eléctrico	36
Figura 5. Esquemático de un generador eléctrico	37

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Especificaciones técnicas del generador (GE, Generator In-Situ Inspections, 2012).....	28
Cuadro 2. Especificaciones del producto del generador para los 100 MVA HTS...	40
Cuadro 3. Tareas de mantenimiento del generador	49
Cuadro 4. Alcance de las tareas de mantenimiento	52
Cuadro 5. Actividades de las tareas de mantenimiento ()	53
Cuadro 6. Requerimientos de la inspección visual estándar.....	58
Cuadro 7. Beneficios del método de mantenimiento del fabricante con respecto a los métodos convencionales (GE, Generator In-Situ Inspections, 2012).....	88

GLOSARIO

CM: Costos de Mantenimiento

DOE: Departamento de Energía de los Estados Unidos

EM: Electromagnética

FEM: Fuerza electromagnética

GE: General Electric

HTS: Superconductores de temperatura alta

IC: Enfriamiento líquido

MCC: Cabina central de control

TEWAC: Circuito aire agua totalmente cerrado

USD: Dólares estadounidenses

VCA Voltaje de corriente alterna

VCD: Voltaje de corriente directa

RESUMEN

TITULO: Monografía de mantenimiento preventivo para generadores eléctricos*

AUTOR: Sergio Andrés Rincón Cáceres**

PALABRAS CLAVE: Mantenimiento, Gerencia, Generadores.

DESCRIPCIÓN:

En el presente trabajo se hace una semblanza del programa de mantenimiento de generadores eléctricos para la generación de energía eléctrica, específicamente de la marca General Electric (GE) y en particular de generadores de alrededor de 100 MW de potencia de salida. Es bien sabido que cualquier equipo de tipo industrial, llámense generadores, turbinas, válvulas, motores, recuperadores de calor, necesitan de un plan de mantenimiento que pueda asegurar la confiabilidad del equipo. Es bueno saber entonces que todos los fabricantes cuentan con instrucciones precisas para la elaboración de planes de mantenimiento que van desde su calendarización, las tareas relacionadas a dicho calendario y las actividades a tomar según los análisis y diagnósticos que resulten de las actividades de mantenimiento. Por supuesto, las acciones de prevención y / o corrección que deben llevarse a cabo para puesta en marcha, nuevamente, del equipo. GE no es la excepción y cuenta con una amplia gama de documentos destinados para dicho fin, así como profesionales que contribuyen al soporte de las tareas de mantenimiento contratadas por el usuario. Es por esto que en este trabajo se hará una descripción de las actividades de mantenimiento basadas en información que GE proporciona para los usuarios de los equipos, haciendo énfasis en la calendarización de las tareas, las tareas a realizar, los modos de falla que se pueden presentar y las correcciones que o cambios recomendamos por el fabricante. Finalmente se hace una comparativa de los beneficios que el plan de mantenimiento de GE puede ofrecer en comparación de otras tareas de mantenimiento convencionales que existen en el mercado.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Especialización En Gerencia de mantenimiento. Director: Pedro José Díaz Guerrero. Magister en Ingeniería Mecánica.

ABSTRACT

TITLE: Preventive maintenance monograph for electric generators*

AUTHORS: Sergio Andrés Rincón Cáceres**

KEY WORDS: Maintenance, Management, Generators

DESCRIPTION

In this paper, a sketch is made of the maintenance program for electric generators for the generation of electric power, specifically of the General Electric (GE) brand and in particular of generators of around 100 MW of output power. It is well known that any industrial type equipment, call it generators, turbines, valves, motors, heat recovery units, needs a maintenance plan that can ensure the reliability of the equipment. It is good to know then that all manufacturers have precise instructions for the preparation of maintenance plans that range from their scheduling, the tasks related to said calendar and the activities to be taken according to the analyzes and diagnoses that result from the maintenance activities. Of course, the prevention and / or correction actions that must be carried out to start up the equipment again. GE is no exception and has a wide range of documents for this purpose, as well as professionals who contribute to the support of maintenance tasks contracted by the user. That is why in this work a description will be made of the maintenance activities based on the information that GE provides for the users of the equipment, emphasizing the scheduling of the tasks, the tasks to be carried out, the failure modes that can be carried out. submit and the corrections or changes we recommend by the manufacturer. Finally, a comparison is made of the benefits that the GE maintenance plan can offer compared to other conventional maintenance tasks that exist in the market.

*Degree Work

**Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director: Pedro José Díaz Guerrero. Master in Mechanical Engineering.

INTRODUCCIÓN

El mantenimiento de equipos, principalmente rotatorios, es de suma importancia para su correcto funcionamiento una vez instalados y en funcionamiento. En el caso de los generadores eléctricos para la generación de potencia de capacidades relativamente pequeñas (alrededor de 100 MW), deben de existir por parte del fabricante procedimientos y manuales para el desarrollo de actividades como la instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento del equipo. La empresa General Electric es mundialmente conocida como fabricante de estos equipos entre otros. Así mismo, cuenta con estos manuales y procedimientos que ayudan al usuario final a tener un desempeño óptimo del equipo adquirido.

El objetivo principal de este escrito es la de conocer las actividades de mantenimiento realizadas para los generadores GE denominado 7A6, que es un equipo ampliamente utilizado por diferentes compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica, el cuál es accionado por turbinas de diferentes tipos como las de vapor, las de gas o las hidroeléctricas, ya sea por medios térmicos (la quema de combustibles fósiles), así como también los que utilizan medios de generación de energía renovable. El desarrollo del diseño de este generador fue avalado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) que, en conjunto con GE, establecieron características técnicas que deben ser consideradas de acuerdo a los procedimientos del fabricante para la realización de su propio mantenimiento.

El presente desarrollo se enfoca al conocimiento y entendimiento del proceso de mantenimiento de los generadores de este fabricante, haciendo énfasis en los puntos que realiza de manera diferente con respecto a otros fabricantes, teniendo en cuenta que de cualquier forma existen tareas de mantenimientos comunes y que igualmente son consideradas. Mucha de la información fue tomada de los escritos que GE genera en base a sus actividades de diseño, investigación y experiencia

operacional de sus equipos y que son la base para que los usuarios finales cuenten con la información necesaria a la hora de programar y realizar tareas de mantenimiento a sus equipos.

De cualquier manera, existen reglas preestablecidas a considerar en la realización del mantenimiento de cualquier equipo, tratándose de generadores eléctricos. La primera de ellas es la calendarización de tareas preventivas del generador. Las tareas realizadas de mantenimiento dependerán de la agenda correspondiente a la calendarización en específico. Las tareas incluyen inspección visual del equipo y de sus componentes, labores de limpieza, pruebas de funcionamiento, monitoreo y diagnóstico, modos de falla, y finalmente reemplazo de componentes por daño o por envejecimiento cuando es el caso.

Generalmente hablando, el usuario final también contrata los servicios del fabricante o de otras compañías dedicadas para fines de mantenimiento, existiendo diferentes técnicas para la realización de los mismos, permitiendo al usuario escoger o preferir a uno o a otro de los prestadores de este servicio dependiendo de factores que involucran principalmente a los económicos por el costo del servicio así como también de la salida de operación y del tiempo de duración de los trabajos de mantenimiento, el costo estimado es de 250.000 USD para el mantenimiento como un máximo dependiendo de la capacidad del generador. Es en esta etapa que una técnica u otra desarrollada por los prestadores de este servicio que se vuelve importante un análisis detallado del equipo y de las tareas a desarrollar para proporcionarle al usuario final la mayor cantidad de beneficios, principalmente en su bolsillo, cuidando por supuesto la calidad del servicio con la implementación de técnicas muy bien desarrolladas y con la ayuda de equipo técnico de avanzada que contribuya a un buen desempeño de estas tareas de mantenimiento. Es importante mencionar que las tareas de mantenimiento tienen un fundamento teórico, el cual está bien documentado en la bibliografía destinada para dicho fin. Este desarrollo no abarca cuestiones teóricas de las técnicas o los procesos, la empresa GE

reserva esta información de manera confidencial y solo establece un procedimiento pragmático el cual es el que está reflejado en este trabajo. De cualquier manera, en el apartado de modo de fallas del generador se proporciona bibliografía en donde el lector pueda investigar más a profundidad sobre técnicas y procedimientos en un nivel teórico.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A medida que envejece una flota de generadores, es posible que sea necesario realizar trabajos de mantenimiento para extender su vida útil. Algunas empresas proporcionan un método de renovación de generadores, utilizando campos de intercambio, lo que ofrece un retorno mucho más rápido al servicio que cualquiera de los escenarios alternativos de reparación o de reemplazo. En este tipo de estrategia se aplican técnicas TPM utilizando solo cuatro pilares:

- **Confiabilidad:** Reducir la incertidumbre y la duración de un rebobinado emergente extendido con un rotor que ya está completamente rebobinado, equilibrado, probado y listo para instalar.
- **Disponibilidad:** Reducir el tiempo de interrupción planificado o emergente hasta 30 días en comparación con un rebobinado de rotor en el taller, reduciendo una exposición financiera.
- **Flexibilidad:** Los rotores pueden mejorarse para acomodar las operaciones de la planta en servicio cíclico (dependiendo el modelo y disponibilidad, el generador entra en este esquema).
- **Salida de Potencia:** Los rotores pueden aumentar su capacidad de producción (depende del modelo y la disponibilidad, el generador entra en este esquema).

El presente proyecto pretende con base en los históricos de mantenimiento de una línea de generadores realizar una propuesta de plan de mantenimiento.

- Actualizaciones a los últimos materiales aislantes, bloqueos y configuración de cuñas

- Actualizaciones para modificaciones de servicio cíclico, montaje del terminal principal, bobinado de reemplazo y amortiguador
- Equilibrio de alta velocidad que incluye pruebas térmicas y eléctricas completas
- Evaluación de ingeniería detallada para proporcionar un ajuste y aplicabilidad a su generador

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología que permita disminuir los tiempos de intervención y monitoreo debido a falsas expectativas creadas por el desconocimiento del desempeño de un generador eléctrico.

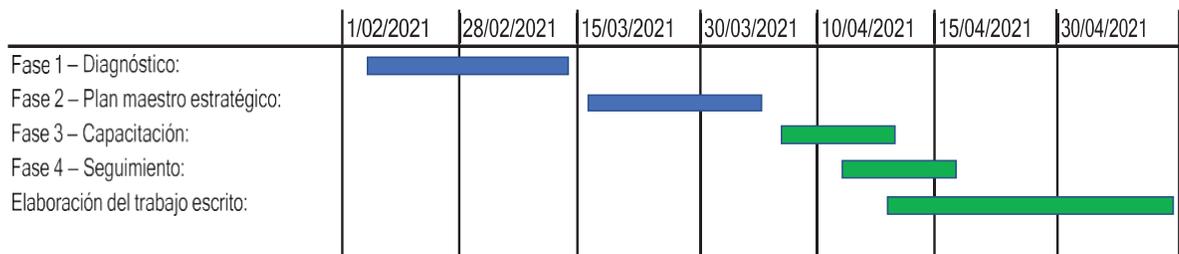
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la hipótesis de frecuencia de preventivo en el rotor del generador.
- Determinar los modos y efectos de falla de los sistemas más críticos en el generador.
- Realizar un análisis de costo beneficio en la planta debido los tiempos muertos en un modelo de generador.
- Proponer una estrategia de reemplazo partes donde se plantea la actualización del plan de mantenimiento.

3. METODOLOGÍA

La metodología expresa el desarrollo de las actividades paso a paso con el único fin de llegar al objetivo específico

Tal acción se observa de una mejor manera en la figura



La investigación es desarrollada en cuatro fases, comenzando con un estudio detallado de la situación del equipo y la literatura del fabricante sobre el tema a investigar, para profundizar la comprensión de las causas que podrían provocar averías, fallos y paradas inesperadas del equipo, así como los métodos y técnicas que podría aplicarse para cumplir con los objetivos propuestos.

La segunda fase se lleva a cabo mediante una entrevista no estructurada con el líder de mantenimiento, para diagnosticar las dificultades en el control de fallas en los equipos. En esta etapa, el estudio documental de las carpetas de normas y rutinas de mantenimiento, los registros de mantenimiento preventivo también se llevan a cabo informes y la base para la elaboración de la lista de verificación. Estose hace para conocer el cumplimiento de los aspectos establecidos a nivel nacional e internacional y detectar las causas de posibles ocurrencias de eventos indeseables.

El tercer paso consistió en la aplicación de la técnica de observación directa simple, observando motores, equipos auxiliares y generadores junto con la observación del entorno de estudio, lo que permite concretar la realidad expresada en ese momento. En la cuarta fase se propusieron medidas que permitan el seguimiento del equipo elegido mediante análisis de vibraciones, análisis de aceite y termografía. Las implantaciones también se realizan en cuatro fases:

Fase 1 — Diagnóstico: Realizado por el especialista en las áreas operativas donde el programa ser implementado, con el objetivo de recolectar datos de la operación, entrevistas y análisis de documentos que sirvan de base para el Plan Maestro Estratégico de la Fase 2. Después del Diagnóstico, un informe con los datos recopilados, oportunidades y recomendaciones para su análisis, discusión, Se presentaron adaptaciones y aprobación a la Gerencia de la Compañía.

Fase 2 — Plan maestro estratégico: El Plan maestro estratégico contempla las oportunidades y objetivos definidos y aprobados en el Informe de Diagnóstico presentado en la Fase 1. Elaborado por el Consultor para la presentación, análisis, adecuación y aprobación del Consejo de Administración y Gerencia de la empresa y personas indicadas involucradas en el Programa para determinar la necesidades y objetivos específicos de las áreas donde se implementará el Programa.

Fase 3 — Capacitación: esta fase es necesaria para mejorar el conocimiento de los participantes, quienes Ser responsable de desarrollar internamente el programa, en los roles de Líderes, Coordinadores de Pilares y miembros del Comité Directivo.

Fase 4 — Seguimiento: El Programa fue monitoreado por el Consultor junto con el Coordinador General del Programa, incluidas reuniones con los Coordinadores de Pilar, auditorías durante la fase de implementación y orientación de las actividades, conceptos, premisas y metodología del Plan Director Estratégico aprobado. Coordinadores y Grupos de Trabajo, con el Consultor, Desarrollará internamente

las actividades planificadas y recomendadas para cada pilar. Auditorías necesarias y se harán recomendaciones durante el período determinado en el contrato.

Para el seguimiento de estas fases, GE establece una serie de tareas que en seguida se da una breve descripción de las mismas para llevar a cabo en un trabajo de mantenimiento de estos equipos.

Soluciones de Gestión de Diagnóstico Digital

Digital Diagnostic Management Solutions (DDMS) de GE es un programa de gestión de mantenimiento de plantas que utiliza lo último en tecnologías de predicción, evaluación y mantenimiento. DDMS ofrece diagnósticos digitales para la evaluación del estado y la corrección de aparatos eléctricos y equipos asociados. Los datos digitales se recopilarán en el campo, se sincronizarán con una identificación única y se transmitirán a la red WAN / base de datos global de GE Energy para el análisis de datos, las tendencias y los informes de sus equipos críticos. Esta característica también ofrece a los clientes tendencias comparativas de todos los equipos similares en toda la red de GE. DDMS proporciona monitoreo de condición al establecer criterios de evaluación prácticos y monitoreo de rutina para confirmar la condición del equipo, detectar problemas en desarrollo y determinar su naturaleza y severidad. El programa también está "basado en soluciones" y proporciona soluciones y recomendaciones a los equipos que superan los límites de alarma.

Análisis de vibraciones

GE Energy ofrece un programa integral de monitoreo de condiciones y amplios servicios de resolución de problemas de vibraciones para su equipo. El análisis de vibraciones detecta lo siguiente:

- Desalineación mecánica
- Espacios libres excesivos

- Defectos de cojinetes
- Problemas de base y estructurales
- Problemas con el cinturón
- Aflojamiento mecánico
- Eje doblado / arcos térmicos
- Problemas de resonancia
- Defectos de engranajes
- Problemas con la barra del rotor Servicios de termografía

Se debe realizar una inspección infrarroja o termográfica al menos una vez cada tres años en todos los interruptores, paneles de distribución, conexiones de cables y barras, centros de control de generadores y arrancadores y otros equipos críticos. Las inspecciones por infrarrojos son extremadamente beneficiosas para reducir las fallas eléctricas al identificar condiciones potencialmente peligrosas; tales como, conexiones sueltas o sucias, circuitos sobrecargados o desequilibrados, o equipo instalado incorrectamente. Al medir el desequilibrio de calor en relación con el medio ambiente y el equipo circundante, se pueden descubrir condiciones anormales o adversas que, si no se atienden, empeorarán hasta el punto de fallar.

GE ofrece servicios de infrarrojos para detectar problemas relacionados con la temperatura en sus sistemas de distribución de energía. Esta tecnología de escaneo infrarrojo permite a nuestros técnicos de servicio escanear y almacenar hasta 500 imágenes por visita. Al utilizar la cámara no refrigerada de GE, la velocidad de escaneo y recolección de datos ha aumentado dramáticamente. La cámara liviana tiene anotaciones de voz, lo que permite 30 segundos de notas verbales por imagen. Los problemas detectados en nuestra encuesta incluyen:

- Calefacción localizada
- Sobrecargas eléctricas
- Seguimiento de corona

- Componentes eléctricos defectuosos
- Arqueo
- Conexiones sueltas
- Conexiones sucias

Los levantamientos por infrarrojos eficaces requieren equipo especializado y solo deben ser realizados por técnicos calificados. Se requiere experiencia y capacitación para identificar con precisión las condiciones del problema y las posibles causas, de modo que se puedan hacer recomendaciones específicas para corregir la situación. Es imperativo que estas recomendaciones se implementen de manera oportuna para beneficiarse de una inspección por infrarrojos. Saber que existe un problema no ayuda a evitar una falla eléctrica a menos que se empleen acciones correctivas.

Programa de confiabilidad del generador

GE Energy, líder en la industria de generadores, comprende los costos asociados con el tiempo de inactividad de la planta. Dado que los generadores son un eslabón clave en los sistemas de producción, maximizar la confiabilidad y el ciclo de vida de un generador puede tener importantes beneficios financieros para los operadores de la planta. Para ayudar a monitorear y mantener el desempeño de sus generadores críticos, GE Energy ahora ofrece el Programa de Confiabilidad de Generadores.

Puede confiar en los expertos capacitados de GE para garantizar que se apliquen los materiales y procedimientos correctos para brindar la confiabilidad, la calidad y el rendimiento que necesita. Al ofrecer una excelente selección de opciones de servicio, desde reparaciones y renovaciones hasta nuevas unidades, GE ayuda a mantener la operación "en funcionamiento" con una experiencia en la que se puede confiar.

Este programa único combina dos valiosos servicios:

- Supervisión del rendimiento con el sistema Condition Forecaster™ patentado de GE
- Servicios integrales de mantenimiento y reparación

El sistema Condition Forecaster proporciona un aviso anticipado de probables fallas y pronostica estadísticamente la vida restante de un generador. Con esta información detallada, GE Energy puede planificar proactivamente el tiempo de reparación o reemplazo para equipos de proceso críticos, reduciendo el tiempo de inactividad y mejorando la eficiencia de la gestión de activos en su organización.

Con una inversión de capital limitada requerida, el Programa de confiabilidad del generador incluye un sistema de pronóstico de condición para cada generador especificado en el contrato de servicio. GE también proporciona todos los servicios de reparación de generadores necesarios, ya sea en el taller o en el sitio, en respuesta a las alertas del sistema.

Rendimiento del generador con el sistema de monitorización Condition Forecaster™ patentado por GE Condition Forecaster es un sistema de monitoreo único y fácil de usar que analiza los datos históricos del generador de la industria y predice no solo fallas futuras específicas, sino también el tiempo esperado antes de que ocurra la falla.

La tecnología de pronóstico de estado de vanguardia y patentada de GE ofrece ventajas significativas sobre otros tipos de sistemas de monitoreo:

- Utiliza la recopilación de datos del sistema de monitoreo estándar de la industria, como mediciones mecánicas, eléctricas y ambientales.
- Analiza la información junto con otros datos históricos compilados por GE (la base de datos incluye más de 40.000 actividades de mantenimiento como referencia).

- Estima la vida residual del generador a través del análisis de regresión de múltiples parámetros, redes de creencias bayesianas y curvas de confiabilidad de Weibull.
- Aprovecha la amplia variedad de hardware de monitoreo continuo que ya puede estar en uso en los sitios de los clientes o suministrado a través de otras fuentes.

GE puede configurar Condition Forecaster en un formato independiente o monitorear de forma remota el estado del equipo por usted. El sistema envía alertas y estimaciones de tiempo de falla por teléfono, correo electrónico o buscapersonas cuando los componentes están bajo presión.

Monitoreo y diagnóstico remotos (RM&D) para generadores

La estrategia integral de monitoreo de generadores de GE mejora la capacidad de los clientes industriales para reducir el tiempo de inactividad e identificar fallas del generador antes de que suceda. Los elementos de la solución de GE incluyen:

- Soporte técnico continuo a través del Centro de Monitoreo y Diagnóstico de GE (M&D)
- Los ingenieros analizan los datos de condición de su generador para identificar fallas potenciales
- Productos de tecnología avanzada que se adaptan fácilmente a los equipos existentes y brindan los niveles más altos de protección y confiabilidad
- Servicios de instalación y puesta en marcha rápidos basados en años de experiencia en ingeniería de campo y conocimiento de productos OEM de GE

Los clientes industriales que usan equipos generadores pueden perder tiempo y dinero debido al mantenimiento periódico y los esfuerzos de remoción de equipos. RM&D les proporciona la experiencia en ingeniería y servicio de GE Energy.

RM&D es un paquete completo de monitoreo de máquinas industriales que muestrea datos de voltaje, corriente, temperatura y vibración y transmite los valores a través de una conexión de red celular segura a GE Energy.

Centro de M&D. En el Centro M&D, ingenieros industriales experimentados identifican y notifican el comportamiento errático de la máquina, lo que permite el mantenimiento preventivo, el servicio basado en condiciones o la detención de operaciones peligrosas.

RM&D también permite a los clientes analizar las tendencias operativas del generador a través de nuestra conexión web segura, que muestra todos los datos de condición en tiempo real.

GE examina el estado de las máquinas industriales a través del monitoreo remoto de los indicadores clave del proceso, como el voltaje del estator, la corriente del estator, la temperatura del estator, la temperatura del rodamiento, la vibración del rodamiento, el cálculo del par, la velocidad y la eficiencia, y el uso de energía, análisis de firma de corriente, análisis de armónicos (corriente y voltaje)

RM&D es aplicable a todos los generadores industriales que están conectados a un dispositivo de control que emite datos a través de Modbus; por ejemplo, GE Multilin 369, 469, M60 o relés de otros fabricantes.

GE Energy puede proporcionar una solución completa de monitoreo de generadores:

- Monitoreo integral del estado del generador
- Mensajes de texto / alertas por correo electrónico
- Soporte de monitoreo las 24 horas
- Soporte de ingeniería las 24 horas
- Datos de condición almacenados

- Acceso basado en web para la visualización de datos del cliente
- Transmisión inalámbrica de datos

Pautas de capacitación y seguridad

El generador eléctrico es un equipo especializado que requiere equipos específicos y una formación especializada. Trabajar en un generador tiene características únicas y reduce significativamente la capacidad del personal de rescate para ayudar en situaciones de emergencia. Como mínimo, debe haber dos personas a la vez en un generador, capacitadas en los peligros específicos y los procedimientos de emergencia apropiados. Esto debería incluir puntos de aislamiento de emergencia para energía eléctrica e hidráulica, además de los controles y operaciones básicos de los generadores. Consulte siempre las leyes y reglamentaciones locales y nacionales al determinar los requisitos de seguridad, capacitación y personal.

INSTRUCCIONES BÁSICAS DE SEGURIDAD

Observe el manual de funcionamiento y el manual de seguridad. Dado que el generador puede arrancar sistema de control remoto, se debe apagar y aplicar el LOTO apropiado para los trabajos de mantenimiento. El interruptor de servicio del tablero de control también debe colocarse en la posición "Mantenimiento" o "Reparación". El interruptor de servicio debe volver a colocarse en la posición "Automático" después de que se hayan realizado trabajos de mantenimiento o reparación terminado.

Siga las instrucciones incluidas en estos documentos, así como todas las señales y marcas de seguridad dentro del generador. Cumpla con todos los requisitos y estándares de seguridad locales y nacionales.

Nunca ingrese ni realice trabajos en los Generadores sin el Equipo de Protección Personal (EPP) adecuado.

Este manual de mantenimiento no está destinado a instruir a las personas sobre el funcionamiento correcto o la seguridad requisitos de toda la gama de generadores GE. Las advertencias de seguridad incluidas resaltan solo ciertos peligros y no son todo incluido. Las variaciones en el equipo pueden presentar peligros adicionales a los resaltados. Las personas / empresas que realizan este trabajo son responsables de comprender el alcance del trabajo especificado dentro de este manual y las actividades asociadas necesarias tales como trabajo en alturas, Medio Ambiente, Salud y Seguridad, etc. Son responsables de determinar y hacer cumplir los estándares de capacitación y seguridad para realizar este trabajo, cumpliendo con las regulaciones locales / nacionales, y las pautas especificadas en el Manual de instrucciones.

Al manipular cualquier sustancia química, debe observar todas las regulaciones aplicables y las fichas técnicas de seguridad de estas sustancias con respecto al almacenamiento, manipulación, uso y eliminación. Asegúrese de que todos Los consumibles y materiales se eliminan de forma segura y respetuosa con el medio ambiente.

4. INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD

Algo de suma importancia al realizar trabajos de mantenimiento, es el tema de la seguridad del personal que los realiza. Para evitar accidentes, tanto las medidas de seguridad como los dispositivos implementado deben cumplir con regulaciones aplicadas para el sitio en específico de trabajo. Todas las normas, leyes y regulaciones en el país donde el equipo está instalado, así como las normas, regulaciones e instrucciones de seguridad proveídas por los fabricantes en su documentación, deben ser estrictamente seguidas e implementadas.

Letreros adheridos al equipo y a las diferentes áreas de trabajo deben mostrar información alusiva a las medidas de seguridad que deben tomarse cuando se está laborando en el lugar o con el equipo. Para esto es bien sabido de las señalizaciones de tipo universal para la indicación de una precaución de seguridad para tal o cual señalización. La figura 1.1, muestra ejemplos de representaciones de señalizaciones de advertencia universales.

Figura 1. Ejemplos de señales universales de advertencia (ENERGÍA, 2013).

USO	DESCRIPCIÓN PICTOGRAMA	SEÑAL
Equipo de primeros auxilios	Cruz Griega	 <ul style="list-style-type: none"> 1. Negro o Verde 2. Blanco 3. Verde 4. Amarillo: Fondo de Reflector 5. Gris
Materiales inflamables o altas temperaturas.	Llama	
Materiales tóxicos	Calavera con tibias cruzadas	
Materiales corrosivos	Mano carcomida	
Materiales radiactivos	Un trébol convencional	
Riesgo eléctrico	Un rayo o arco	
Uso obligatorio de protección de los pies.	Botas con símbolo de riesgo eléctrico	
Prohibido el paso	Peatón caminando con línea transversal sobrepuesta	

Todas las instrucciones de seguridad deben ser estrictamente observadas todo el tiempo. Cualquier otra información o instrucción de seguridad del país o del ambiente operativo del lugar de trabajo debe ser adherido al plan de mantenimiento.

5. DATOS DEL EQUIPO

Otro aspecto importante a considerar es la observación detallada de la placa de información del generador que debe estar adherida sobre algún espacio para este fin del generador dada por el fabricante. Esta información es algo como lo especificado en la tabla 2.1.

Cuadro 1. Especificaciones técnicas del generador (GE, Generator In-Situ Inspections, 2012).

GENERADOR XXXX	
Tamaño del Bastidor del Generador de CA	
Número de Polos	
Código del Proyecto	
Especificación	
Año de Fabricación	
Capacidad (kVA)	
Voltaje (V)	
Frecuencia (Hz)	
Factor de Potencia Nominal	
Corriente de Línea Nominal (A)	
Clase del Sistema de Aislamiento	
Velocidad (rpm)	
IP Nominal del Encapsulado	
Método de Enfriamiento IC	
Tipo de Refrigerante	
Temperatura de Entrada del Refrigerante	
Flujo Requerido del Refrigerante	
Holgura (mm)	
Tipo de Rotor	
Código de Montaje de la Máquina	
Peso de la Máquina	
Rotor Mr2	

GENERADOR XXXX		
Dirección de Rotación		
Secuencia de Fase Arriba de la Rotación		
Baleros o Cojinetes		
	Impulsor	No impulsor
Tipo		
Fabricante		
Medidas		
Flotación		
Método de Lubricación		
Grado del Lubricante		
Cantidad de Lubricante		
Excitador		
Tipo de Excitador		
Tamaño		
Holgura (mm)		
Excitación de:		
A Plena Carga Nominal (A)		
Voltaje sin Carga Nominal (V)		
Referencias y Cantidades de los Diodos Rectificadores		
Magneto Permanente del Generador (PMG) Alimentación de Potencia AVR		
Tamaño		
Fases		
Techo de Salida		
Frecuencia (Hz)		
Regulador de Voltaje Automático (AVR)		
Fabricante		
Tipo		
Nivel de Ruido del Generador		
Nivel de presión acústica medio medido a 1 metro de la superficie de la máquina (dB(A))		
<u>Instrumentación</u>		
Detectores de Temperatura del Embobinado del Estator		
Número		
Tipo		

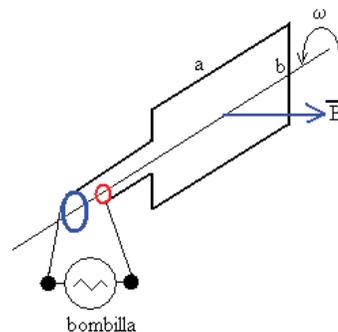
GENERADOR XXXX	
Configuración	
<i>Detectores de temperatura del Aire Frío</i>	
Tipo	
Configuración	
<i>Detectores de temperatura del Aire Caliente</i>	
Tipo	
Configuración	
<i>Detector de Fugas del Refrigerante</i>	
Tipo	
<i>Auxiliares</i>	
Calentadores (Número y Tipo)	
Alimentación	
Potencia Total (W)	

6. GENERADORES DE CORRIENTE ALTERNA (CA)

Como un inicio en este apasionante tema del mantenimiento es menester conocer al equipo en sí para saber y comprender su funcionamiento, así como también sus componentes porque, de hecho, es de suma importancia en la realización de las tareas de mantenimiento.

Básicamente el generador eléctrico es un dispositivo que convierte energía mecánica en energía eléctrica. En su forma más simple consta de un cable conductor la cual se mantiene girando a través de un campo magnético. La figura 3.1 muestra un diagrama esquemático de un sistema de generador eléctrico simple.

Figura 2. . Esquemático de un generador eléctrico simple



Fuente: Internacional, s.f.

Donde B representa un campo magnético, a y b son longitudes correspondientes al cable conductor, ω es la velocidad angular de giro del cable conductor. Cuando el cable conductor gira, se produce una variación del flujo magnético a través del cable que cambia con el tiempo, produciéndose el fenómeno llamado **fem** (Internacional, s.f.). En el caso de los generadores para la generación de energía eléctrica, este movimiento está dado por una turbina acoplada al generador, esta turbina puede ser de gas, de vapor, o hidroeléctrica.

Los extremos del cable se conectan a través de escobillas o carbones a las conexiones externas. En el caso de la figura 4.1, está conectada a una bombilla incandescente por donde pasa una corriente que hace iluminar la bombilla, que aumenta su intensidad luminosa a medida que aumenta la velocidad de giro del cable o el valor del campo magnético.

6.1 COMPONENTES DEL GENERADOR ELÉCTRICO

Los principales componentes de un generador eléctrico de corriente alterna son los siguientes:

1. Rotor
2. Estator
3. Sistema de enfriamiento
4. Excitatriz
5. Conmutador

6.1.1 Rotor y estator. La parte móvil es el **rotor** el cual gira dentro del estator, y cuyos principales componentes son:

Núcleo. Es un cilindro metálico que reduce las pérdidas magnéticas. El núcleo del inducido esta longitudinalmente ranurado donde se coloca el embobinado del inducido

Embobinado del núcleo. Este se forma por conductores distribuidas de manera uniforme por el ranurado del núcleo. Los extremos del conductor se conectan por medio de anillos colectores a las conexiones externas del dispositivo utilizando escobillas o carbones.

Anillo colector. Es un cilindro sólido soldado al eje conformado por segmentos o láminas de cobre eléctricamente aisladas. En cada uno de estos segmentos se conecta a una de las bobinas, y su función es conectar el embobinado a la conexión exterior.

Carbones o escobillas. Formadas de metal o de una aleación de carbón y grafito, están conectadas al anillo colector. Su tarea es la de hacer la conmutación de la corriente inducida para transferirla a la forma de corriente continua a la conexión exterior.

El **estator** constituye la parte estática del inducido, cuyo funcionamiento es básicamente producir el campo magnético. Sus principales componentes son:

Polos. Son lo que constituye el núcleo del estator, el cual debe estar formado en pares de polos. Su función es la distribuir el campo magnético de manera uniforme.

Embobinado del núcleo. Es el embobinado de cada uno de los polos que constituyen el núcleo del estator. Son cables de aluminio o cobre, recubiertos por un aislante tipo barniz.

Culata o yugo. Es la carcasa que contiene a los polos, cuya función es la de establecer el cierre del circuito magnético, el material de fabricación es ferromagnético.

El entrehierro es la parte de holgura que debe existir entre el rotor y el estator, no debe haber rozamientos entre estas dos partes, la holgura oscila entre 1 y 3 milímetros. La figura 3.2 muestra un esquemático de rotor y estator de un generador eléctrico.

Figura 3. Esquemático de un rotor y un estator del generador eléctrico



Fuente: ENDESA, s.f.

6.1.2 Excitatriz. La excitatriz es la fuente de corriente de excitación que alimenta al embobinado del estator, que es en parte donde se genera el campo magnético.

Es en el rotor donde la excitatriz está incorporada, genera una corriente continua que alimenta a los electroimanes formando precisamente el sistema inductor. Existen diversas formas de producir el flujo magnético inducido, a saber:

Excitación independiente. Existe una fuente exterior que provee corriente eléctrica.

Excitación en serie. Las bobinas del inducido se conectan en serie a las bobinas del inductor, de esta manera, las corrientes del rotor pasan a las del estator.

Excitación de derivación. Las corrientes tanto del inducido como del inductor se conectan en paralelo, pasando por las bobinas del estator solo una parte de la corriente.

Excitación compuesta. Las conexiones son en serie y en paralelo entre la corriente inducida y la corriente inductora.

6.1.3 Sistema de enfriamiento. Debido principalmente a las elevadas corrientes eléctricas que circulan por los embobinados del generador, la necesidad de un

sistema de enfriamiento es vital para mantenerlo en condiciones de funcionamiento óptimas. Existen tres tipos de sistemas de enfriamiento, el enfriado por aire, el cual tiene dos configuraciones; ventilación abierta y la de circuito de intercambiador cerrado aire – agua, mayormente conocido como TEWAC, por sus siglas en inglés “totally-enclosed water-to-air-cooled”. En el sistema de enfriamiento de ventilación abierta, el aire de afuera es dirigido a través de filtros, pasando por el generador y después descargado nuevamente a la atmósfera. Para el diseño TEWAC, el aire circula en un circuito a través del generador que a su vez pasa también a través de intercambiadores de calor en configuración aire – agua.

También existen los sistemas de enfriamiento por hidrógeno e hidrógeno – agua. Por supuesto que el tipo de sistema de enfriamiento depende de varios factores como lo son la utilización precisamente de agua, aire o hidrógeno, o la combinación entre ellos, el ancho del aislante, y las diversas pérdidas eléctricas. Sin embargo, las consideraciones de cuál opción implementar en un generador generalmente están basadas en los rangos de capacidad de salida del generador. La utilización de sistemas de hidrógeno y de hidrógeno – agua están fuera del alcance de este desarrollo.

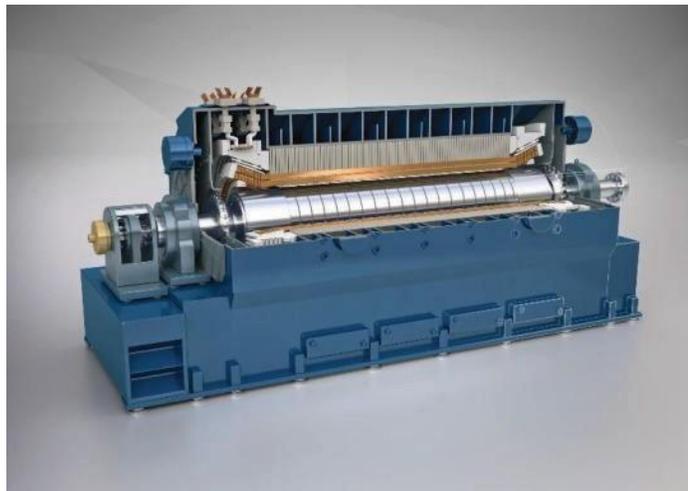
6.1.4 Conmutador. El conmutador está compuesto de placas o segmentos de cobre aislados entre sí. Va montado en el eje de la máquina. Cada segmento está conectado a cada terminal del embobinado de la armadura. En el caso de un generador, la función del conmutador es la de rectificar de AC a DC el voltaje de la máquina.

7. CONOCIENDO AL GENERADOR 7AE

7.1 DISEÑO Y DESARROLLO DE GENERADORES DE 100 MVA DE USO COMERCIAL

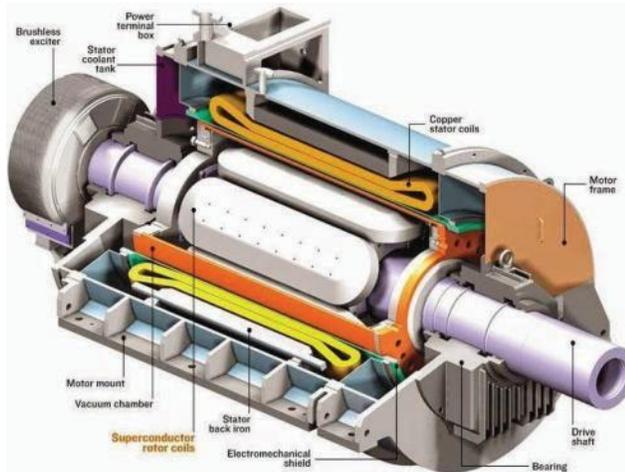
Es más que evidente el hecho de tener un conocimiento de un producto para poder establecer un mantenimiento adecuado, es por eso que en este apartado se trata el diseño de generadores de 100 MVA para un entendimiento detallado del mismo. Las figuras 4.1 y 4.2, muestran un esquemático de un generador eléctrico.

Figura 4. Esquemático de un generador eléctrico



Fuente: Cortesía de GE

Figura 5. Esquemático de un generador eléctrico



Fuente: Cortesía de Pinterest).

7.2 CONCEPTO DE GENERADOR HTS

En 2002, General Electric, junto con el Departamento de Energía de EE. UU., inició un programa para desarrollar un generador de energía síncrona de 100 MVA que empleaba superconductores de temperatura alta (HTS) para el devanado de campo del rotor. La intención del programa era para:

- Identificar y desarrollar tecnologías que serían necesarias para dicho generador.
- Desarrollar diseños conceptuales para generadores con clasificaciones de 100 MVA y superiores utilizando tecnología HTS.
- Realizar pruebas prototipo para el nivel de 1,5 MW para el concepto de calentamiento patentado del rotor de hierro HTS del generador.
- Diseñar, construir y probar un prototipo de un generador de 100 MVA comercialmente viable que podría colocarse en la red eléctrica.

Concepto de rotor del generador HTS de hierro caliente

El concepto de rotor de hierro caliente para un generador HTS fue desarrollado para lograr tres objetivos principales:

- Minimizar la cantidad de cable costoso HTS necesario para la excitación (del embobinado de campo) dentro del generador
- Minimizar las fuerzas impuestas directamente sobre la bobina HTS durante el funcionamiento de la máquina
- Minimizar o eliminar los riesgos y los esfuerzos necesarios para el desarrollo del estator de un Generador HTS.

Muchos conceptos de motores y generadores HTS que se proponen o desarrollan ahora enfatizan en la densidad de tener una posible potencia elevada impulsando la carga magnética específica (A / m) en los ranurados. Estas máquinas, que utilizan embobinados de armadura con aire en sus ranurados, pueden lograr esfuerzos cortantes de más de 500 kPa. Los generadores y motores de densidad de potencia alta son ventajosos cuando el ruido, el tamaño y el peso son críticos. Aplicaciones como en la propulsión de la marina y la potencia de las aeronaves son buenos ejemplos.

Por otro lado, los generadores en las plantas de energía generalmente no ofrecen una prima para los generadores pequeños. En una planta de energía típica, el generador puede ocupar una porción muy pequeña del total de la isla de energía. De hecho, hasta que la turbina de gas o la turbina de vapor alcancen un nivel comparable a los niveles de densidad de potencia, los generadores HTS de alta densidad de potencia pueden ser difíciles de integrar en la isla de energía convencional.

El concepto de rotor de hierro caliente reconoce dos preocupaciones en las plantas de generación: el costo de propiedad y la confiabilidad operativa. Los propietarios quieren un generador con una fiabilidad muy alta. Los niveles de confiabilidad que suelen alcanzar los equipos convencionales están en el rango de 99,8 - 99,9%. Se

espera que el generador HTS que reemplaza a un generador convencional sea igualmente confiable.

El concepto de rotor de hierro caliente aborda esta preocupación principal al retener el núcleo del estator del generador convencional y el devanado del inducido. Descarta la alta densidad de potencia, para la que no existe un valor económico aparente, a favor de la fiabilidad asegurada de construcción del estator probada en el tiempo. También aborda el costo de propiedad, comparado con una alta densidad de potencia del generador HTS con un devanado de armadura con ranurado, el rotor de hierro caliente del generador HTS reduce drásticamente el volumen de cable HTS necesario para construir un generador típico de 100 - 500 MW. Comparado con la opción de rotor de hierro caliente y basado en los costos actuales del cable \$ 150 / kA-m de 1G HTS, el costo adicional del cable para un generador HTS ranurado de 500 MW será del orden de \$ 4 millones. Este incremento de costo no incluye los costos mayores de fabricación del devanado con el entrehierro.

7.3 REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN ESPERADOS

Los siguientes elementos están relacionados con consideraciones operativas dentro de la central eléctrica y que el generador HTS debe ser capaz de cumplir para ser considerado como "operacionalmente equivalente" a un generador convencional.

Operación de arranque estático: en el caso de una turbina-generador de combustión, la unidad debe ser capaz de arrancar accionando el generador con un convertidor de potencia en modo de velocidad variable.

Sistema de refrigeración: debe poder funcionar con el generador a cualquier velocidad dentro de su rango permitido, incluida la parada. Además, debe ser capaz

de enfriar al rotor indefinidamente cuando el rotor está fuera del generador para mantenimiento en el equilibrio del generador.

Vibración del rotor: el generador HTS debe cumplir los mismos requisitos para la vibración del rotor que se puede aplicar a los generadores convencionales.

La tabla 4.1 muestra las especificaciones del producto del generador para los 100 MVA HTS.

Cuadro 2. Especificaciones del producto del generador para los 100 MVA HTS.

Requerimiento	Valor	Unidades
Salida del generador	112	MVA
Velocidad	3600	rpm
Variación de velocidad permitida a plena carga	95 - 103	%
Voltaje de armadura	13,800	V
Variación de voltaje de armadura permitida a plena carga	95 - 105	%
Factor de potencia a MVA nominal (sobre excitado)	0.85	---
Factor de potencia a MVA nominal (sub excitado)	0.95	---
Relación de Corto Circuito, mínima	0.50	---
Temperatura del gas de refrigeración	40	°C
Tiempo de enfriamiento del rotor, máximo	48	hrs
Tiempo de arranque, máximo (Desde parada a plena carga, rotor frío)	10	Min
Tiempo de calentado del rotor, máximo	72	hrs
Sobrevelocidad del rotor, en caliente, mínima	4500	rpm
Ciclos térmicos, mínimo (298 K → 30 K → 298 K)	100	---
Número de sobrevelocidades en frío, mínimas	100	---
Tiempo de bombeo de vacío	72	hrs
Tiempo de recarga del captador de vacío, máximo	24	hrs
Intervalo entre mantenimiento de vacío, mínimo	3	años
Ciclos de parado / encendido (0 rpm → 360 rpm → 0 rpm)	10,000	---

Fuente: GE, Design and Development of a 100 MVA HTS Generator for Commercial Entry, 2006

7.4 DISEÑO ELECTROMAGNÉTICO

7.4.1 Diseño Eléctrico. El generador de campo de 100 MVA (HTS) se basa en un generador modelo 7A6 para una turbina de gas GE 7E. Utiliza una armadura convencional junto con una armadura superconductora de campo.

La bobina de campo HTS comprende aproximadamente 2740 vueltas de cable “BSCCO-2223” enrollado alrededor de un cálido poste de acero magnético saliente. La bobina se mantiene en su lugar mediante una serie de canales en U y unos pernos que se extienden a través del centro del poste y están en tensión durante la rotación. El rotor del polo saliente está encapsulado en un imán que es un recinto de acero al vacío, sellado por soldaduras en los extremos para que el vacío y las zonas frías puedan ser mantenidas. Se coloca un protector electromagnético (EM) de aluminio de una pulgada de espesor sobre el recinto de acero al vacío para proteger la bobina HTS de los campos magnéticos variables en el tiempo, tanto transitorios como de estado estacionario, que estarían presentes en el entrehierro.

Gran parte del análisis aquí presentado se basa en un informe desde diseño de noviembre de 2003. El diseño tiene un solo escudo de aluminio que funciona como el envolvente de vacío y el escudo EM. El modelo así creado se utiliza no sólo en el análisis de excitación, sino también (con cambios en las propiedades del material) en el dominio del análisis de la frecuencia de reactancia terminal y rejilla rotatoria.

En 2005, se necesitó otra iteración de diseño para agregar el gabinete de vacío magnético debajo del escudo EM de aluminio. Los canales en U del soporte de la bobina habían cambiado de materiales de inconel a aluminio con diferentes espesores. El diseño de mecanizado de bobina y orificio pasante habían cambiado ligeramente. Los cálculos de excitación y pérdida para este nuevo diseño se realizaron para comprender cómo funcionaría en estado estable.

Este beneficio de eficiencia se aplica a un rotor HTS que se adapta a un estator generador existente. Podría aumentarse para un generador diseñado específicamente para un rotor HTS. El beneficio es mayor con una máquina enfriada por hidrógeno, en la que la pérdida (I^2R) del devanado de campo es una parte mayor de las pérdidas totales.

La reducción en la pérdida del ventilador y el viento se atribuye a que no se asigna potencia de enfriamiento al rotor a través de la ventilación. Eso se compensa con los requisitos de potencia de refrigeración en el componente de pérdida miscelánea. La pérdida de carga se reduce debido a la mayor superficie favorable del rotor. La pérdida del núcleo de circuito abierto se reduce debido a menores densidades de flujo en los ranurados del estator. La pérdida del excitador se reduce debido a los requisitos actuales de campo más bajos.

7.4.2 Excitador. La sección transversal del polo de campo del HTS es de naturaleza sobresaliente con muchas características mecanizadas para las bobinas de apoyo. El cálculo de excitación se completó utilizando elementos finitos con métodos 2D y 3D.

La naturaleza 2D de la solución no permite una representación completa de las características geométricas en la dirección axial. En particular, los diámetros de los pernos de centrado para el modelo 2D fueron reducidos de sus valores reales para tener en cuenta el hecho de que los tornillos son redondos y la saturación de hierro del centro del polo ocurre por lo menos en su diámetro total. Se realizó un análisis de saturación para un polo 3D para verificar la saturación.

El análisis de excitación se utilizó para evaluar las densidades de flujo en estado estacionario presentes en la superficie de la bobina. La densidad de flujo normal del cable es un factor para determinar la corriente crítica del cable superconductor. Las condiciones de densidad de flujo en la bobina para las condiciones de carga, la

calificación de un día frío es más alta que la calificación de día, porque el motor puede proporcionar más torque. Los valores (1,24 y 1,5 Tesla) son para la densidad de flujo máximo normal del cable en la bobina.

7.5 DISEÑO MECÁNICO DEL ROTOR: EJE DEL ROTOR

El eje del rotor está compuesto por cinco elementos estructurales principales. En esta disposición, el segmento del cuerpo del rotor aloja a la bobina y el soporte del montaje de la bobina. Los espaciadores montados en cada extremo del cuerpo no son magnéticos para minimizar la saturación del eje del rotor en estas regiones. Ranuras en los espaciadores a 90 grados de la línea central del polo permite que los devanados finales de la bobina continua pasen completamente alrededor el cuerpo del rotor. Los ejes de mangueta en los extremos del conjunto están diseñados para satisfacer todos los requisitos de interfaz impuestos por el rotor convencional a los que reemplaza.

Anillos colectores, que se utilizan para transferir la corriente de excitación desde una fuente en el rotor, se montan en el extremo no impulsor del eje corto. Además, el eje del muñón del extremo está perforado para acomodar las conexiones eléctricas y de refrigeración a la bobina HTS, junto con las características de aislamiento asociadas.

Los segmentos se ensamblan por medio de pernos, que pasan a través del eje muñón y los espaciadores que se enroscan en los extremos del cuerpo del rotor. Los pernos se aprietan mediante tuercas tensadoras hidráulicas.

7.6 REQUISITOS DE DISEÑO PRIMARIOS

Los requisitos mecánicos principales de la estructura del rotor HTS implican consideraciones de fatiga para ciclos de vida alto y bajo, capacidad de sobrevelocidad de emergencia y normal y capacidad por par de falla.

El rotor ha sido diseñado para cumplir con los requisitos de 10,000 ciclos de misión normales y 100 ciclos menores de exceso de velocidad (hasta un 25% por encima de la velocidad nominal) sin el comienzo de grietas por fatiga o rendimiento del material, así como una vida de fatiga infinita de ciclo alto. También puede sobrevivir a un incidente de exceso de velocidad del doble de la velocidad nominal sin ruptura.

Además de abordar las tensiones mecánicas críticas, un objetivo de diseño importante es igualar la rigidez transversal del rotor sobre los ejes del polo y la cuadratura. Esto es necesario para limitar una fuente potencial de estímulo de vibración a dos veces por revolución. Finalmente, se requieren provisiones para un correctivo adecuado de contrapeso para asegurar que la vibración una vez por revolución pueda ser mantenida dentro de los límites prescritos durante la operación.

7.6.1 Disposición de las ranuras cruzadas. Las disposiciones para el soporte de la bobina HTS crean una falta inherente de simetría de rigidez en la sección transversal del cuerpo del rotor, los cuerpos de las piezas espaciadoras y las uniones atornilladas. La asimetría debe compensarse en el diseño, de lo contrario, la gravedad que varía constantemente se producirá un hundimiento en el rotor durante la rotación. La variación de hundimiento pasará por dos excursiones completas, o ciclos, con cada rotación completa. Este movimiento cíclico forzado a su vez, tenderá a inducir vibraciones en el eje a la misma frecuencia de dos veces por revolución. Las ranuras transversales cortadas a lo largo del cuerpo del rotor en

los polos se utilizan para eliminar la asimetría de rigidez al reducir la rigidez general de los postes al doblarse sobre el eje de cuadratura.

Las ranuras transversales se producen haciendo cortes de sierra en el rotor en un plano normal a su eje de rotación, utilizando una cuchilla circular. En el momento de la revisión preliminar del diseño, se anticipa que estos cortes se realizan utilizando herramientas estándar, fijando así el radio y ancho de la geometría de la ranura transversal. La profundidad y el tono de los cortes fueron optimizados utilizando un enfoque de diseño de experimentos, con el resultado predicho de la diferencia en el pandeo del rotor con polos verticales frente a polos horizontales.

7.6.2 Bobina HTS. La bobina HTS es una bobina formada por 2740 vueltas de cable “BSCCO-2223” de superconductor americano. El alambre, se lamina con tiras de acero inoxidable para mejorar su capacidad de soportar tensiones de compresión y tracción. El aislamiento del cable es cinta Kapton medio solapada.

La bobina, consta del cable aislado dispuestas en 18 vueltas por capa y 153 capas. Cada capa se separa de las capas adyacentes por un separador de vidrio de grueso de 3,5 mil impregnado con resina epóxica.

El número total de vueltas en la sección transversal fue de 2754 vueltas. Se espera que la capa (las transiciones de capa) dentro de la bobina reduzcan el número real de vueltas a 2740. Por consiguiente, todos los cálculos electromagnéticos se han realizado con el menor número de vueltas.

La bobina formada se cerró con un aislamiento de tierra laminado de vidrio / Kapton “dos capas de 0.008 ” de Krempel TRIVOLTHERM GKG” y revestimiento de cobre, que sirve para redistribuir la calefacción local. Un canal de enfriamiento de cobre que contiene helio gaseoso se montó refrigerante en la superficie radialmente exterior del serpentín.

La bobina se enrolla en una espiral que proporciona un control dimensional estricto sobre el tramo de la bobina y su ancho de sección transversal. La bobina enrollada se curte en un horno siguiendo un perfil de tiempo y temperatura prescritos. Los separadores de capas impregnados proporcionan el relleno epóxico.

La cinta Kapton es el aislamiento de alambre preferido. Proporciona una mejor resistencia al cizallamiento por solape y rendimiento eléctrico a temperaturas criogénicas que la cinta de teflón utilizada para la bobina convencional.

Se realiza una gran cantidad de trabajo para comprender la durabilidad de la cinta Kapton. Las tiras laminadas de cinta de acero inoxidable soldadas a cada lado del cable forman bordes afilados que pueden contribuir a un giro corto en un segundo demostrador de la bobina hecha de alambre aislado Kapton.

7.6.3 Soporte de bobina HTS. El soporte mecánico de la bobina superconductora de campo para el acoplamiento de turbina-generador usando cableado HTS es un desafío de diseño muy importante que requiere equilibrar muchas metas de diseños en conflicto. El soporte mecánico de la bobina debe en algún punto cruzar el límite térmico entre la bobina enfriada criogénicamente y las partes estructurales principales del rotor. Al minimizar las cargas térmicas en el refrigerante criogénico, el área de la sección transversal de esta conexión debe minimizarse y las longitudes maximizarse. Por otro lado, para proporcionar una conexión segura y estable en presencia de las grandes fuerzas que se encuentran en grandes acoplamientos de turbinas-generador son deseables, a su vez, grandes secciones transversales y longitudes cortas.

En un generador superconductor de alta densidad se genera el par útil de la máquina en la propia bobina HTS. El soporte de la bobina en esa configuración debe transmitir el par de la máquina desde la bobina criogénica hasta el eje de la temperatura ambiente hasta el cebado del movimiento primario. Las fuerzas

centrífugas pueden estar contenidas en gran medida dentro de la porción criogénica de la estructura del rotor. Diseñar para un desempeño dinámico exitoso también puede representar una preocupación de diseño significativa para el soporte de la bobina de un superconductor de un rotor del generador de alta densidad.

7.6.4 Dinámica del rotor. Las consideraciones sobre la dinámica del rotor son importantes en cualquier diseño de turbina-generador. El diseño HTS del rotor tiene algunas consideraciones adicionales que deben evaluarse. La configuración del cuerpo del polo del rotor para acomodar la bobina HTS y el soporte de la bobina fría da como resultado un cuerpo del rotor más flexible. El cuerpo del rotor combinado con las conexiones atornilladas de la estructura del rotor da como resultado una mayor disimetría de rigidez que una bipolar convencional del generador de turbina. Las ranuras transversales se han diseñado e incluido en el cuerpo del rotor para minimizar esta disimetría de rigidez.

Existe un espacio libre entre el blindaje EM / caja de vacío y el cuerpo del rotor principal. Esta disposición permite que el vacío / envolvente del escudo EM vibre independientemente del cuerpo del rotor. Se requiere un modelo de dinámica de rotor multinivel para analizar esta configuración. Las disposiciones para equilibrar el rotor también se complican por la presencia del recinto EM blindado / y del vacío. El diseño de las provisiones de saldo debe considerar el desequilibrio y la vibración independientes del cuerpo del rotor principal y el recinto escudo EM / y vacío. El recinto de vacío también bloquea el acceso al cuerpo del rotor principal, con el volumen de la masa y el desequilibrio del rotor, una vez instalada la envolvente en el rotor. El diseño del rotor HTS de 100 MVA incluye disposiciones de equilibrio en el cuerpo del rotor principal. El cuerpo del rotor principal se equilibrará antes del montaje del recinto de vacío. El rotor se reequilibrará una vez que se instale el protector EM / y caja de vacío. Las provisiones de equilibrio se proporcionan como parte del blindaje EM / envolvente y de vacío.

El soporte de la bobina fría requiere un soporte bastante delgado y una conexión entre las partes de temperatura criogénica y el cuerpo del rotor caliente. Esto da como resultado una conexión bastante flexible entre la bobina y el soporte de la bobina y el rotor del cuerpo principal. Esto, a su vez, da como resultado un tercer nivel en el modelo de la dinámica del rotor. La rigidez y la disimetría de masa de la bobina y el soporte de la bobina es potencialmente mucho mayor que la del cuerpo del rotor. La evaluación dinámica y el diseño de la bobina y el soporte de la bobina, incluye la gran disimetría, es esencial para el funcionamiento confiable del rotor HTS.

8. CALENDARIZACIÓN DE TAREAS PREVENTIVAS DEL GENERADOR

Como se menciona en la parte introductoria, los fabricantes de estos equipos cuentan con documentos destinados a apoyar al usuario en todas las tareas necesarias para el funcionamiento óptimo del generador desde un punto de vista pragmático. En el caso de GE, no es la excepción, cuenta con manuales y procedimientos para la realización de tareas enfocadas a la instalación, prevención y mantenimiento de sus equipos, en este caso en particular estos procedimientos de prevención y mantenimiento son para el generador denominado 7AE (GE, Generator In-Situ Inspections, 2012). Las tareas de mantenimiento se dividen en cuatro períodos básicos como se muestra en la tabla 5.1. La falta de mantenimiento del equipo dentro del período especificado puede tener un efecto adverso en el rendimiento del generador o de sus subcomponentes y podría afectar la garantía de ciertos componentes.

Las máquinas no deben desmontarse con mayor frecuencia de la necesaria; en buenas condiciones, es posible reducir la frecuencia de la inspección y la limpieza internas a una vez cada cinco años. No es deseable que el intervalo sea más largo. La frecuencia requerida para cada procedimiento depende de:

- Cuánto se usa el equipo
- Condiciones de carga operativa
- Condiciones ambientales

Cuadro 3. Tareas de mantenimiento del generador

Término	Definición
Mantenimiento de rodaje	Estas tareas deben ocurrir entre el período en el que se han logrado las 360 horas operativas en el generador y el quinto año de la fecha en que se lograron. Estas tareas son específicas para el rodaje de ciertos componentes en el

Término	Definición
	generador y son necesarias solo una vez en la vida útil del sistema.
Semi-anual	Estas tareas deben completarse dentro de los 6 meses posteriores al año de la marca de las 360 horas operativas del generador y al menos una vez cada 7 meses a partir de entonces. Estas tareas deben completarse además de cualquier otra tarea de mantenimiento debida durante este período.
Anual	Estas tareas deben completarse antes del año, 12 meses de la marca de las 360 horas operativas del generador y una vez cada 13 meses a partir de entonces. Estas tareas deben completarse además de cualquier otra tarea de mantenimiento debida durante este período, como las tareas de mantenimiento semestrales y cualquier tarea de mantenimiento especial debida, como cambios de aceite.
Más allá del mantenimiento regular	Aquellas tareas que ocurren de manera prolongada, poco frecuente o irregular, como cambios de aceite, cambio de refrigerante del convertidor, tensado de pernos de anclaje, etc. Estas tareas deben completarse con la frecuencia especificada en la sección pertinente del manual de mantenimiento, como se indica en el manual del proveedor, o según lo indique la ingeniería de GE.

Fuente: GE, Design and Development of a 100 MVA HTS Generator for Commercial Entry, 2006

A menos que se especifique lo contrario en el contrato, se debe realizar una inspección general al menos dos veces al año (o después de 4000 horas de funcionamiento). Si la máquina se utiliza a diario, GE recomienda que la inspección de la máquina en reposo se realice a intervalos de aproximadamente cada tres meses sin desmontar nada.

El programa opcional de 12 meses solo está disponible para generadores con sistemas de auto-lubricación completamente instalados y operativos. Estos son

necesarios para lubricar los componentes y protegerlos contra el desgaste y la corrosión.

Ciertas tareas de mantenimiento pueden trasladarse para que se realicen en cualquier ciclo de mantenimiento para adaptarse a las necesidades del sitio, pero deben completarse dentro del período especificado.

Se recomienda que el usuario se ponga en contacto con los servicios expertos del fabricante para obtener ayuda para aislar las causas de un mal funcionamiento y los procedimientos que se aplicarán cuando se observe dicho mal funcionamiento.

Todo el trabajo realizado debe registrarse en un registro de mantenimiento; este registro de trabajo será útil tanto para el usuario como para el fabricante.

9. TAREAS DE LOS MANTENIMIENTOS SEGÚN LA CLENDARIZACIÓN

En el Cuadro 6.1, se muestran los alcances para cada una de las tareas de mantenimiento.

Cuadro 4. Alcance de las tareas de mantenimiento.

No. De Alcance	Actividad de mantenimiento	Mantenimiento de rodaje	Anualmente	Más allá del mantenimiento regular
		(Después de las 360 hrs o cada 4000 hrs)	(cada 8000 hrs de operación)	(cada 5 años, i.e. 40000 hrs de operación)
1	Tareas regulares de mantenimiento	6 Inspección visual estándar 6 Tareas de limpieza estándar y 6 Pruebas funcionales estándar		6 Inspección visual completa 6 Limpieza avanzada (si es necesario) 6 Pruebas importantes adicionales si es necesario.
2	Desmantelamiento mecánico y reemplazo		6 Inspección abierta de subconjuntos del generador	Desmantelamiento y reemplazo de partes mayores como el rotor
3	Pruebas opcionales			! Pruebas opcionales
4	Reparaciones / reacondicionamientos			Después de cualquier reacondicionamiento se realizarán pruebas adicionales.
5	Monitoreo y diagnóstico		6 Análisis espectral para detectar varios	! Esto requiere conocimientos especializados que

No. De Alcance	Actividad de mantenimiento	Mantenimiento de rodaje	Anualmente	Más allá del mantenimiento regular
		(Después de las 360 hrs o cada 4000 hrs)	(cada 8000 hrs de operación)	(cada 5 años, i.e. 40000 hrs de operación)
			fallos de funcionamiento	cubran todas las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo si es necesario.
6	Mantenimiento especializado de GE			Soluciones de gestión de diagnóstico, Monitoreo del rendimiento del generador y pruebas de confiabilidad
7	Modificar / actualizar			! Sobre requerimiento solamente
8	Lista de partes			Como se recomiendan
9	Entrenamiento	6 Según lo acordado a través de órdenes de servicio.		
10	Documentación	6 Debe enviarse según el acuerdo de orden de servicio.		

GE, Design and Development of a 100 MVA HTS Generator for Commercial Entry, 2006

El Cuadro 6.2 describe las actividades de mantenimiento mencionadas en la tabla 6.1.

Cuadro 5. Actividades de las tareas de mantenimiento ().

Actividad	Definición del tipo de actividad
Cuidado regular de mantenimiento para	Los objetivos del usuario son exigentes y evolucionan. Para eso se ofrece una amplia gama de servicios

Actividad	Definición del tipo de actividad
las necesidades del usuario	posventa que incluyen unidades de reemplazo, servicios de campo, repuestos, acuerdos de servicio, actualizaciones de unidades y soporte técnico.
Desmontaje y revisión	GE instala el equipo con confianza. Los ingenieros de servicio de campo están disponibles para garantizar que los activos entren en servicio y funcionen de manera eficiente.
Inspección visual y limpieza	Inspección ocular por parte de los técnicos del adecuado estado de los equipos instalados. Esto puede incluir la limpieza del generador para permitir una inspección adecuada o el uso de una herramienta como un boroscopio para inspeccionar las partes internas de los componentes tales como la caja de engranajes o el acoplador del eje. La inspección visual de las marcas de torsión se incluirá en esta sección.
Prueba de funcionamiento	Una medición física de un generador o verificación del funcionamiento correcto del equipo instalado. Esto utiliza las manos del técnico para una operación simple a través de equipos de prueba más sofisticados, como equipos de imágenes termo-gráficas.
Diagnóstico y especializado	Al brindar servicios de prueba y diagnóstico de vanguardia, los ingenieros de campo especializados aplicarán herramientas de análisis internas para analizar el rendimiento del activo. Trabajando junto con el usuario para resolver esos problemas en instalaciones en el campo de manera eficiente y confiable.
Soporte técnico mejorado	Los acuerdos de soporte técnico mejorados están diseñados para satisfacer necesidades específicas, incluida la disponibilidad de asistencia técnica las 24 horas, los 7 días de la semana, soporte remoto y movilización inmediata para emergencias.
Tarea de lubricación	Probar, medir, agregar o cambiar aceite, grasa o refrigerante dentro de los componentes del generador. Por lo general, esto se asocia con fluidos que se mantienen en grandes cantidades. Se extiende al reemplazo de filtros de aceite.

Actividad	Definición del tipo de actividad
Requisito de torque	La aplicación física de torque específicamente a los sujetadores que son particularmente críticos para el funcionamiento y la seguridad del generador. Por lo general, estas tareas no se realizan en sujetadores que han sido tratados con compuesto de bloqueo de roscas.
Reparación / Reemplazo / Reacondicionamiento	Los elementos dentro del generador se reemplazan como elemento de desgaste esperado, como filtros, cartuchos de grasa y sellos de baleros. Cualquier elemento que termine siendo reemplazado, pero que no se indique específicamente como una tarea de reemplazo, es el resultado de defectos encontrados durante otros pasos de inspección y son reparaciones de defectos y no elementos de mantenimiento en sí mismos.
Modificaciones y actualizaciones	Para extender la vida útil del activo, el equipo de diseño de ingeniería proporciona opciones de actualización adecuadas alineadas para cumplir con las especificaciones técnicas y requisitos para la mejora
Repuestos y consumibles	Asesoría sobre los repuestos y consumibles adecuados para tenerlos en stock. Para esas emergencias, el equipo le proporciona las piezas necesarias a tiempo y con la calidad esperada.
Programas de entrenamiento	A través de módulos de capacitación en profundidad, se brinda a los usuarios el conocimiento y las habilidades para operar y mantener equipos en el campo.
Documentación	Como parte del servicio, los usuarios reciben un informe final que documente los resultados de las pruebas eléctricas e inspecciones visuales realizadas, así como recomendaciones tanto inmediatas como a largo plazo. También se incluyen recomendaciones relacionadas con repuestos, necesidades de reparación futuras y programas de inspección adicionales propuestos.

Fuente: GE, Design and Development of a 100 MVA HTS Generator for Commercial Entry, 2006

Dentro de las actividades de mantenimiento, hay algunas que son un mero trámite y que no requieren mayor explicación. Sin embargo, hay otras actividades que son más arduas y laboriosas y que se explican a continuación.

9.1 TAREAS DE INSPECCIÓN VISUAL

9.1.1 Inspección visual estándar. Antes de iniciar el mantenimiento, se debe discutir con el cliente cualquier problema existente / anterior con el generador.

El programa debe incluir al menos los siguientes elementos durante la inspección visual de un generador, cableado y sus componentes antes de volver a restaurar la energía.

- Verificar que los pernos de sujeción estén apretados.
- Comprobar todas las fijaciones y pernos visibles, incluidos los que sujetan la tapa a la placa base, el enfriador a la cubierta (si corresponde).
- Inspeccionar el cubículo de terminales, barra colectora por cualquier falla de aislamiento debido a sobrecalentamiento.
- Comprobar si hay corrosión en las partes metálicas del interior de los paneles.
- Comprobar si hay acumulación de polvo o cualquier materia extraña.
- Buscar fugas de aceite de los baleros a lo largo del eje. Limpiar alrededor del área del balero, y si la máquina tiene baleros montados en cartucho, limpiar alrededor del aislamiento del balero en las patas del cartucho.
- Asegurarse de que todas las cubiertas estén correctamente colocadas. Se instala protección adicional donde sea necesario.

Una técnica de inspección como tarea de mantenimiento es la elaboración de una lista de confirmación de tareas realizadas para llevar un mejor control del proceso. Estas listas de verificación deben ser validadas múltiples veces por personal

involucrado para su correcta aplicación en estas tareas. La tabla 4.3 muestra la lista de confirmación de los requerimientos de la inspección visual estándar.

Cuadro 6. Requerimientos de la inspección visual estándar

		Contaminación	Limpieza	Piezas sueltas o desplazadas	Vibración	Daño mecánico	Deterioro	Corrosión	Condición y desgaste de superficie	Grietas	Partes gastadas	Sobrecalentamiento y quemando	Actividad de la corona	Cambio de cinta / irregularidades	Corbatas rotas	Migración radial	Fijación del núcleo	Polvo y engrasado	Daño del aislamiento	Obstrucciones de ventilación	Fugas de aceite / agua	Distorsión	
Exterior	>Montaje y acoplamiento	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X						X		X	X	X	
	> Todos los sujetadores	X	X	X	X	X	X	X		X				X					X				X
Sistema eléctrico	>Cables eléctricos (todo el conjunto)	X	X	X			X	X	X	X		X	X	X	X				X				
	>Estator	X	X	X	X	X	X	X		X													X
	>Núcleo, ensamblado	X	X	X	X	X	X	X				X				X	X			X			X
	>Sección de ranura	X	X	X	X	X	X			X	X	X							X	X			
Carcaza	>Sistema de soporte terminal devanado	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X		X			X	X	X			
	>Anillos de circuitos	X	X	X	X	X	X					X	X	X					X	X			
	>Enfriadores	X	X	X	X	X	X			X											X		

Excitador	Ventilación desecante			
	>Carbones	>Sellos	>Cambio de coloración del desecante >Daño del filtro	
	X	X	X	Contaminación
	X	X	X	Limpieza
	X		X	Piezas sueltas o desplazadas
	X		X	Vibración
	X	X	X	Daño mecánico
	X	X	X	Deterioro
	X		X	Corrosión
		X	X	Condición y desgaste de superficie
	X		X	Grietas
	X		X	Partes gastadas
	X			Sobrecalentamiento y quemando
				Actividad de la corona
				Cambio de cinta / irregularidades
				Corbatas rotas
				Migración radial
				Fijación del núcleo
				Polvo y engrasado
	X			Daño del aislamiento
		X	X	Obstrucciones de ventilación
			X	Fugas de aceite / agua
	X			Distorsión

9.1.2 Inspección del cubículo de la terminal

- Desconexión eléctrica del estator principal y del estator de excitación.
- Desconectar la falla a tierra del rotor (REFM) (si está instalado)
- Verificar los cubículos del lado línea / neutro. Limpiar y comprobar el apriete de los enlaces (si no están pegados)
- Comprobar la resistencia / transformador de puesta a tierra del neutro. Limpiar y comprobar el apriete de los enlaces (si no están pegados)
- Comprobaciones funcionales de los calefactores de celda (si están instalados)

9.1.3 Inspección de los cables de potencia del estator. Inspeccionar las conexiones de los cables en la caja de las terminales del generador:

- Signos de formación de arco eléctrico: decoloración de la caja de terminales / cables
- Evidencia de sobrecalentamiento de los cables y aisladores de los cables - decoloración, sinterización, agrietamiento
- Exceso de polvo / suciedad
- Verificar que las conexiones a tierra estén firmes, sin daños y libres de corrosión.
- Espacio adecuado entre cables
- Prensa-estopas en la caja de conexiones del generador
- Marcas de torsión del hardware de montaje de la caja de conexiones de acuerdo con el documento de especificaciones de torque de pernos 2.x
- Asegurar de que los prensa-estopas para cables estén firmemente apretados en la caja de conexiones del generador.
- Fijación de los conectores del estator Pfisterer Plug
- Condición de la cinta de bloqueo de fuego

Requisito de torque:

Apretar el 100% de los pernos de todas las conexiones del cable de alimentación y los pernos sin obstrucciones que sujetan la caja de conexiones al generador.

Consultar el documento de especificaciones de torque de pernos de la serie 7EA para obtener orientación.

Nota: La verificación física de los conectores Pfisterer no se realiza más allá de la instalación inicial, a menos que la inspección visual determine que los sujetadores están sueltos.

9.1.4 Inspección de los cables de potencia del estator

- Inspeccionar las conexiones de los cables en la caja de terminales del generador
- Inspección visual estándar para sistemas eléctricos
- Asegurar de que los prensa-estopas para cables estén firmemente apretados en la caja de conexiones del generador.

Requisito de torque:

Apriete el 100% de los pernos dentro de las cajas de conexiones del generador, incluidas todas las conexiones del cable de alimentación y los pernos sin obstrucciones que sujetan la caja de conexiones al generador. Consulte el documento de especificaciones de torque de pernos de la serie 7EA para obtener orientación.

9.1.5 Inspección de los cables de potencia y de la barra colectora Apagar la turbina y des-energizar todos los componentes relevantes.

- Arqueo
- Residuos de arcos eléctricos
- Calor excesivo

Inspeccionar los cables de alimentación y de control comprobando lo siguiente:

- Juntas de fijación
- Juntas de compresión
- Mangas retráctiles en juntas de compresión
- Daños en el aislamiento
- Fijación adecuada de la bandeja de cables

Asegúrese de que todas las áreas de trabajo estén limpias. Volver a energizar los componentes relevantes. Reiniciar la turbina y asegúrese de que no haya mensajes de falla.

9.1.6 Inspección física de la carcasa y del núcleo del estator

- Verificar la pintura en busca de daños y recomendar el curso de acción si es necesario
- Inspeccionar la carcasa para detectar la entrada de contaminantes (agua, polvo ...)
- Inspeccionar todo el marco de la base y el marco de soporte del generador en busca de grietas, y condiciones de soldadura
- Comprobar las protecciones mecánicas - Protección del acoplamiento / eje (si está instalado)

- En caso de inspección abierta de la máquina,
- Comprobar la contaminación del interior del bastidor (entrada de aceite, piezas caídas, escombros ...)
- Inspección del alcance de la perforación de otras áreas accesibles (partes internas del estator y del rotor)
- Bobinados del estator: comprobar y limpiar los devanados del extremo del estator que estén al alcance y los accesorios del embobinado
- Núcleo del estator: Comprobar y limpiar el núcleo del estator al alcance de la mano
- Registrar las holguras del espacio de aire

En caso de remoción completa del rotor, inspeccionar todo el orificio del estator, no debe haber ningún daño causado por la fusión del cobre del rotor o la fricción entre ellos. Las láminas del estator no deben estar sueltas en el marco. El diámetro interior de las láminas del estator debe ser acorde y concéntrico con el diámetro (espiga) del marco.

Signos de roce en el orificio (también se mostrarían en la inspección por infrarrojos durante la prueba de bucle / prueba de núcleo).

- Paquetes de laminación doblados / extendidos
- Dedos faltantes al final
- Muestra visual de espacio de aire si el rotor aún está instalado

9.1.7 Inspección física del rotor y del campo. La laminación del rotor debe encajar correctamente en el eje. El diámetro exterior de las láminas del rotor debe ser acorde y concéntrico con los muñones de los baleros. Impactar el estator y el rotor para evidenciar el contacto estator-rotor y la evidencia visual del mecanizado posterior a la fabricación del diámetro exterior del rotor. Los núcleos deben examinarse en

busca de evidencia de cortocircuitos o puntos calientes de laminación. Puede ser necesario realizar pruebas.

9.1.8 Inspección de baleros y tareas de re-lubricación. Existen diferentes tipos de baleros y el mantenimiento requerido de ellos dependerá del tipo de balero, el entorno operativo y la aplicación del generador. Hay baleros sellados, lubricados de por vida que se utilizan en generadores de baja potencia que no requieren lubricación.

La lubricación es solo una de las tres tareas de mantenimiento relacionadas con los baleros del generador. La limpieza, remoción y reemplazo son las otras tareas. En las inspecciones de ruido y vibración, los baleros deberían haber sido inspeccionados para detectar ruidos anormales, vibraciones o baleros calientes. Las pruebas de "tacto" y "sonido" son métodos sencillos para medir el estado de los rodamientos. Para la prueba de "tacto", con el generador en funcionamiento, toque la carcasa del balero. Si está muy caliente al tacto, es probable que el rodamiento esté funcionando mal. En la prueba de "sonido", escuche los golpes o chirridos. Si existen, los rodamientos necesitan una mirada más de cerca y un posible reemplazo.

Para la mayoría de los tipos, las fuentes de fallas en los rodamientos son:

1. Aceite o grasa insuficiente
2. Demasiada grasa que causa batidos y sobrecalentamiento.
3. Baleros desgastados (es decir, bolas rotas o pistas rugosas, etc.)
4. Generador de calor o ambiente externo

Si el historial de servicio demuestra fallas repetidas en los rodamientos, verificar las especificaciones del fabricante para determinar si se ha instalado el rodamiento correcto. Si ese no es el caso, entonces un factor externo podría ser la causa. Antes de quitar o reemplazar los rodamientos, limpiar la carcasa con solventes o aceites

de lavado. Los baleros deben limpiarse con un trapo sin pelusa. Tener cuidado de mantener la suciedad fuera del rodamiento. Cuando sea necesario reemplazar los rodamientos, retirarlos con la herramienta adecuada. No se deben utilizar nunca martillos, ya que pueden dañar las pistas de los baleros. Las abrazaderas del extractor de baleros deben estar unidas a la pared lateral del anillo interior o una parte adyacente.

9.1.9 Inspección del sello del balero. Todas las juntas entre los diversos componentes de una máquina están selladas para evitar que entre polvo y agua y que salga el aire interno. También hay sellos dentro de la máquina para asegurar que el aire de enfriamiento esté confinado a su camino correcto y no se le permita tomar otros caminos que resultarían en un enfriamiento menos eficiente. Es importante que todos estos sellos se hagan correctamente cuando se instala la máquina por primera vez, que se les dé el mantenimiento adecuado y que cuando se realiza el mantenimiento y se rompe un sello, se vuelve a hacer correctamente cuando se vuelve a ensamblar la máquina.

El material utilizado para los sellos es una tira de caucho de silicona expandida para juntas no mecanizadas, o corcho fino adherido con neopreno para juntas mecanizadas o aquellas en las que los componentes son totalmente planos. Ambos materiales se adhieren a una de las superficies mediante un adhesivo de caucho de silicona como Hylosil.

Cuando se realiza el mantenimiento, se debe inspeccionar el material de la junta cuando se desmontan las juntas, y se debe pedir material nuevo, junto con un suministro de adhesivo, según sea necesario, listo para volver a ensamblar. Si la máquina tiene ventilación por conducto, los sellos de los conductos entre las secciones deben ser parte del programa de mantenimiento de la máquina.

9.1.10 Inspección del devanado del estator. La limpieza inicial debe realizarse con un cepillo suave y aire comprimido a baja presión. Los depósitos de grasa deben eliminarse frotando con un paño sin pelusa humedecido con aguarrás.

Los soportes del devanado del estator y las amarras deben inspeccionarse para comprobar su rigidez. Después de la limpieza, la impedancia o la resistencia debe probarse con un probador Megger o similar. Se debe mantener un registro de la resistencia del aislamiento, lecturas de los devanados, ya que una tendencia hacia lecturas más bajas puede ser una advertencia de una falla inminente. Garantizar que existen condiciones comparables en cada inspección. Si se obtienen lecturas anormalmente bajas, la causa debe ser investigada. Es posible que sea necesario limpiar y secar la humedad de los devanados.

9.2 TAREAS DE LIMPIEZA ESTÁNDAR (O DE REMOCIÓN DE POLVO)

- Si el generador está equipado con filtros de aire, deben reemplazarse (tipo desechable) o limpiarse y reacondicionarse (tipo permanente) a la frecuencia que dicten las condiciones. Es mejor reemplazar o reacondicionar los filtros con demasiada frecuencia que con poca frecuencia.
- En generadores ventilados abiertos, no se debe permitir que las rejillas sobre las aberturas de entrada de aire acumulen suciedad, pelusas, etc. que puedan restringir el libre movimiento del aire.
- Los generadores totalmente cerrados refrigerados por aire a aire y totalmente cerrados refrigerados por ventilador requieren consideraciones especiales de limpieza. El ventilador externo debe limpiarse a fondo, ya que cualquier acumulación de suciedad que no se elimine puede provocar desequilibrio y vibración. Todos los tubos del intercambiador de calor aire- aire deben limpiarse

con un cepillo para tubos adecuado que tenga cerdas de fibra sintética (no alambre de ningún tipo).

9.3 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO ESTÁNDAR

9.3.1 Breve descripción de las pruebas de funcionamiento

Índice de polarización y resistencia del aislamiento: una característica básica de todos los materiales aislantes y que ha sido reconocida durante muchos años como una medida de la confiabilidad de un sistema. Los factores que afectan la resistencia del aislamiento son la contaminación, la humedad, el polvo, la suciedad, la oxidación y la degradación del material debido a factores mecánicos y / o eléctricos.

Resistencia de bobinado: registrada para proporcionar resistencia de bobinado actual, que se puede comparar con pruebas anteriores para determinar las tendencias.

Resistencia RTD: se realiza para garantizar que los detectores de temperatura de resistencia (RTD) funcionen correctamente en todas las ranuras.

Prueba PDA (fuera de línea): utiliza acopladores PDA existentes para registrar los resultados actuales de descarga parcial del devanado. Los resultados se pueden comparar con resultados de pruebas anteriores para fines de tendencia.

Prueba de factor de disipación / factor de potencia (doble) (fuera de línea): los resultados se pueden comparar con pruebas anteriores para indicar cambios en las condiciones de aislamiento. Estos cambios pueden deberse a factores como la contaminación o la degradación del aislamiento.

Prueba de bucle del núcleo del estator: para determinar e identificar problemas de hierro en el núcleo del estator al simular la densidad de flujo nominal.

Prueba EL CID del núcleo del estator: una alternativa de baja potencia a la prueba del bucle del núcleo del estator. Evita los problemas de prueba de configuración y seguridad generalmente asociados con la alta excitación de la prueba de bucle del núcleo del estator, pero proporciona una indicación precisa del daño de la laminación.

Prueba de Hipot de CA o CD: generalmente se realiza a niveles de “idoneidad para el servicio” (o voltaje de la unidad x 1.25 = voltaje de prueba de kVCA) para garantizar la integridad del sistema de aislamiento. Los niveles de prueba y el plan se revisarán con el cliente antes de realizar la prueba real.

Prueba de absorción / fuga de CD: se realiza para garantizar la integridad del sistema de aislamiento del estator. Una serie de medidas de resistencia de aislamiento de alto voltaje tomadas en pasos crecientes de voltaje de prueba en una base de tiempo programada. Los datos de prueba son muy útiles para fines de tendencias para resaltar la posible degradación del aislamiento.

Prueba de caída de voltaje de CA del rotor: para identificar cables en cortocircuito en los polos del rotor. Se realiza aplicando un voltaje de CA en todo el circuito de los polos de campo y midiendo la caída de voltaje en los polos individuales.

Ajuste de la cuña: el propósito de la cuña del estator es retener la bobina / barra en la ranura con el ajuste adecuado, al tiempo que evita el movimiento en la ranura. La inspección confirmará si hay cuñas huecas o sueltas y puede resultar en la necesidad de realizar un rebase total o parcial del estator.

Inspección con boroscopio de las ranuras de ventilación: para detectar contaminación, obstrucciones y daños en la armadura de corona. Se presta especial atención a la parte de alto voltaje del devanado.

Inspección con boroscopio de los polos del rotor: para detectar conexiones sueltas o rotas, daños en las bobinas, movimiento del aislamiento a tierra y de giro y / o grietas.

Comprobaciones de redondez del estator / espacio de aire: para identificar las condiciones que pueden estar fuera de los criterios de aceptación para las condiciones normales de funcionamiento.

9.4 PRUEBA EN FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR

Los alambres y cables con aislamiento dañado son peligrosos cuando transportan electricidad. También pueden cortocircuitarse de forma intermitente, provocando fallas funcionales y del equipo.

Para comprobar alambres y cables

1. Revisar todos los alambres y cables para ver si están deshilachados, astillados, mellados, desgastados o dañados por roedores.
2. Revisar todos los alambres y cables para detectar signos de sobrecalentamiento o carbonización.
3. Reparar los daños menores en el aislamiento de bajo voltaje con cinta aislante de buena calidad. Si un cable dañado tiene altos voltajes, reemplazarlo.
4. Reemplazar los cables o alambres que tengan daños excesivos.

GE realiza un monitoreo en línea de los circuitos de energía para determinar la salud de un generador. El instrumento de prueba de circuito de generador es de bajo voltaje, funciona con baterías, altamente portátil y capaz de un monitoreo remoto completo desde el centro de control del generador. Los datos se recopilan, almacenan, analizan y recuperan para proporcionar informes completos.

Prueba eléctrica del estator: Resistencia de aislamiento de 10 min, índice de polarización, prueba de resistencia de cobre de bobinado, Prueba de RTD e IR de bobinado, prueba de RTD de aire e IR, prueba de RTD de rodamientos, Estator por fase, prueba de equilibrio de fase del estator, verificación del calentador principal.

Prueba eléctrica de campo: Resistencia de aislamiento de 10 min, índice de polarización, prueba de resistencia de cobre de bobinado, verificación de resistencia RTD y prueba de resistencia de aislamiento.

Otras pruebas eléctricas: Rotación de fase, prueba de voltaje del eje, resistencia de descarga del eje, balance de voltaje o prueba de balance de fase

9.5 PRUEBA ESTÁTICA DEL GENERADOR (FUERA DE LÍNEA)

La prueba del circuito del generador fuera de línea proporciona pruebas consistentes de una manera segura, simple y rentable. También está en una sola caja con un registrador de temperatura, DLRO, Megger, equipo DC Hi-pot y probador de sobretensión. Ya no se requieren equipos adicionales para realizar este tipo de pruebas.

1. Comprobaciones visuales (mecánicas y eléctricas)
2. Aislamiento de bobinado
3. Prueba de caída de voltaje

4. IR y HV finales
5. Aislamiento de baleros
6. Resistencias al frío
7. Flotador final y centro magnético

9.6 MONITOREO Y DIAGNÓSTICO DEL GENERADOR

- a. Medición de temperatura (aire, máquina, bobinado y balero)
- b. Vibración (bastidor del generador, alojamiento del balero)
- c. Nivel de ruido
- d. Voltaje de paso
- e. Análisis de forma de onda y O.C. Oscilograma a voltaje nominal

9.7 PRUEBA DEL CIRCUITO DEL GENERADOR

GE realiza un monitoreo en línea de los circuitos de energía para determinar la salud de un generador. El instrumento de prueba del circuito del generador es de bajo voltaje, funciona con baterías, altamente portátil y capaz de monitorear completamente a distancia desde el centro de control del generador. Los datos se recopilan, almacenan, analizan y recuperan para proporcionarle informes completos.

9.7.1 Prueba del circuito del generador en línea. Además de las tareas de mantenimiento comúnmente realizadas en sitio, Los servicios de GE ofrecen un plus en servicios de pruebas de monitoreo en línea que incluyen:

- Pruebas de condición de energía: nivel de voltaje, desequilibrio, distorsión armónica total

- Pruebas de rendimiento del generador: factor de servicio, factor de potencia, corriente del generador, velocidad del generador
- Estudios de eficiencia de generadores
- Prueba de condición de carga: par de carga, ondulación de par y perfil
- Prueba de condición del generador - prueba de la barra del rotor
- Tendencias: realiza un seguimiento de todos los datos a lo largo del tiempo
- Instalación de una opción EP-1, que es un puerto instalado en la puerta exterior de la cabina central de control, MCC

9.7.2 Prueba del circuito del generador fuera de línea. La prueba del circuito del generador fuera de línea proporciona pruebas consistentes de una manera segura, simple y rentable. También está en una sola caja con un registrador de temperatura, DLRO, Megger, equipo DC Hi-pot y probador de sobretensión. Ya no se requieren equipos adicionales para realizar este tipo de pruebas. Esta prueba ofrece las siguientes ventajas:

- Tecnología de prueba actual
- Condición del devanado: resistencia de cable a cable
- Condición del aislamiento de las alas: resistencia a tierra (megóhmetro), integridad del aislamiento (índice de polarización), resistencia del aislamiento (hipot)
- Condición de giro a giro: detecta un posible cortocircuito de giro a giro antes de que cause una costosa falla en el devanado
- Pruebas no destructivas

9.8 TAREAS AVANZADAS DE PRUEBA, MONITOREO Y DIAGNÓSTICO

Además de esas verificaciones estándar, el ingeniero de servicio de campo de GE realiza las siguientes pruebas de funcionamiento adicionales para aquellas máquinas instaladas hace al menos un año durante el mantenimiento, si es necesario.

- Soluciones de gestión de diagnóstico digital
- Análisis de vibraciones
- Servicios termográficos
- Programa de confiabilidad del generador
- Supervisión del rendimiento del generador con el sistema de supervisión de estado patentado de GE
- Monitoreo y diagnóstico remoto (RM&D) para generadores
- Prueba del circuito de refrigeración
- Prueba de embobinado en cortocircuito
- Análisis de aceite de baleros (eléctrico y mecánico)
- Análisis de riesgo de arco eléctrico

9.8.1 Soluciones de gestión de diagnóstico digital. Digital Diagnostic Management Solutions (DDMS) de GE (GE, Generator In-Situ Inspections, 2012) es un programa de gestión de mantenimiento de plantas que utiliza lo último en tecnologías de predicción, evaluación y mantenimiento. DDMS ofrece diagnósticos digitales para la evaluación del estado y la corrección de aparatos eléctricos y equipos asociados.

Los datos digitales se recopilan en el campo, se sincronizarán con una identificación única y se transmiten a la red WAN / base de datos global de GE Energy para el análisis de datos, las tendencias y los informes de sus equipos críticos. Esta

característica también ofrece a los clientes tendencias comparativas de todos los equipos similares en toda la red de GE.

DDMS proporciona monitoreo de condición mediante el establecimiento de criterios de evaluación prácticos y monitoreo de rutina para confirmar la condición del equipo, detectar problemas en desarrollo y determinar su naturaleza y la severidad.

El programa también está "basado en soluciones" y proporciona soluciones y recomendaciones a los equipos que superan los límites de alarma.

9.8.2 Análisis de vibraciones. GE Energy ofrece un programa integral de monitoreo de condición y amplios servicios de resolución de problemas de vibración para el equipo. El análisis de vibraciones detecta lo siguiente:

- Desalineación mecánica
- Espacios libres excesivos
- Defectos de baleros
- Problemas de base y estructurales
- Problemas con el cinturón
- Aflojamiento mecánico
- Eje doblado / arcos térmicos
- Problemas de resonancia
- Defectos de engranajes
- Problemas con la barra del rotor

9.8.3 Servicios termográficos. El fabricante recomienda que una inspección por infrarrojo o termográfica debe ser realizada al menos cada tres años en diferentes puntos de caja de contactos, los paneles de distribución, conexiones de cables, arrancadores y en los centros de control del generador, así como en otros equipos

críticos. Las inspecciones con infrarrojo son de mucho beneficio para identificar condiciones de daño potenciales, tales como conexiones sucias o en falso contacto, circuitos sobrecargados o desbalanceados, o de equipo instalado incorrectamente. Al detectar un desbalance de calor en relación con el medio ambiente y el equipo alrededor, se pueden haber condiciones anormales o adversas que, si se dejan desatendidas, empeorarían hasta el punto de fallo.

Los servicios de infrarrojo ofrecidos son para la detección de potenciales problemas relacionados con la temperatura en sus sistemas de distribución de energía. Esta tecnología puede escanear y almacenar hasta 500 imágenes por visita. La tecnología de cámara utilizada permite una velocidad de escaneo y recolección de datos bastante más rápido que con otro tipo de cámaras convencionales. Esta cámara también cuenta con anotaciones de voz, con 30 segundos permitidos de notas verbales por imagen. Las encuestas de problemas detectados incluyen:

- Calefacción localizada
- Sobrecargas eléctricas
- Seguimiento de corona
- Componentes eléctricos defectuosos
- Arqueo
- Conexiones sueltas
- Conexiones sucias

Las inspecciones por infrarrojo requieren equipos de tecnología avanzada que deben ser utilizados por personal calificado para su uso y aplicación. Es requerido una adecuada capacitación y experiencia para poder detectar con precisión los problemas y las causas, para proveer las conllevadas recomendaciones de corrección del problema. Entre más oportunas sean las recomendaciones más adecuados serán los beneficios de la inspección por infrarrojo. Las acciones

correctivas son las que verdaderamente solucionan un problema más que el saber que existe.

9.8.4 Prueba del circuito de refrigeración. Las pruebas del circuito de refrigeración van a depender del tipo de sistema de enfriamiento con el que cuenta el dispositivo, sin embargo, de manera general se clasifican en las siguientes:

9.8.4.1 Prueba de fugas. Por medio de equipo especializado, se aumenta la presión de los circuitos de enfriamiento simulando la operación normal del generador, para la detección de fugas, tanto de aire como de refrigerante en juntas sellos y empaquetaduras.

9.8.4.2 Prueba de temperatura. Un medidor de temperatura o termómetro es utilizado para medir en operación en línea del generador en diferentes puntos críticos del mismo para confirmar que las temperaturas están dentro de un rango aceptable.

Es posible también monitorear la apertura o cierre del termostato del sistema de refrigeración que sirve para regular el flujo del fluido que se ocupe en el sistema. El fabricante debe proveer especificaciones técnicas del termostato que debe ser utilizado específicamente. No se deben utilizar “otros” termostatos que no sean los recomendados por el fabricante. El sistema de monitoreo y control hace un registro de la temperatura del termostato para asegurarse del correcto funcionamiento de este.

9.8.4.3 Prueba de concentración del refrigerante. Esta prueba indica el balance entre agua y el fluido refrigerante utilizado en el sistema, el cuál debe ser el óptimo. Se puede realizar a través de tiras reactivas alcalinas o con el uso de un refractómetro o hidrómetro, siendo este último el más común. Generalmente se recomienda una mezcla 50/50 de agua y refrigerante, aunque en algunos casos el

fabricante recomienda una mezcla 40/60, es decir 40 partes de agua por 60 de refrigerante. No se recomienda refrigerante al 100% por que el refrigerante solo no disipa el calor de manera rápida. Tampoco se recomienda 100% de agua porque crea problemas de corrosión con su implicación en la menor disipación del calor.

9.8.4.4 Prueba de tapón de presión. Dos pruebas básicas de tapones que pueden ser realizadas que son las de presión y vacío. La prueba de presión indicará en qué punto la tapa comienza a ceder bajo presión y esto debe coincidir con lo que está impreso en la tapa. Hay un adaptador de tapa dedicado, que debe usar junto con la herramienta de prueba de presión del sistema de enfriamiento.

La prueba de vacío es un tipo de prueba relativamente más reciente que consiste en un 'sistema cerrado', donde el exceso de refrigerante, en lugar de purgarse, se captura y se vuelve a introducir en el sistema para volver a utilizarlo. Esto se debe principalmente a regulaciones ambientales más severas, por lo que los fabricantes han optado por utilizar el sistema de recuperación de refrigerante.

Esto prueba la capacidad del sistema de refrigerante para recuperar refrigerante de un tanque de expansión o un tanque de desbordamiento. A medida que el sistema se enfría, genera un vacío para recuperar el refrigerante del tanque. Esto sucede porque el sistema es cerrado y el líquido refrigerante se contrae. La expansión y contracción del refrigerante es un fenómeno constante dentro del sistema de enfriamiento.

Los tapones de presión pueden pasar una prueba, pero no la otra. Por ejemplo, la tapa de presión puede funcionar como se espera para altas presiones, pero no pasa la prueba de vacío. Por tanto, es una buena práctica comprobar el funcionamiento del tapón para ambas operaciones.

9.8.4.5 Prueba de embobinado en cortocircuito. Como su nombre lo indica, esta prueba pone los terminales del dispositivo en cortocircuito, con la corriente de campo llevada a cero, se cortocircuitan los bordes del generador, después se va incrementando la corriente de campo. El procedimiento es como sigue:

- Establecer a cero el campo
- Se cortocircuitan los terminales de la armadura
- Con el sistema mecánico externo, se lleva al generador a velocidad síncrona
- Progresivamente se incrementa el devanado de campo hasta alcanzar el valor nominal de corriente.

Esta prueba sirve para el potencial de corriente del generador, se utiliza un amperímetro en serie con las líneas en corto circuito, la corriente de prueba no debe exceder el doble de la corriente de especificación del generador.

9.8.5 Análisis de aceite de baleros (eléctrico y mecánico). La prueba de aceite se utiliza principalmente para verificar el estado del aceite lubricante o aislante de componentes como baleros, engranajes, transformadores y otros equipos de distribución eléctrica. El análisis permite la detección de algunos posibles problemas, incluidos arcos eléctricos, envejecimiento de sus propiedades aislantes y otros problemas latentes. Una lubricación inadecuada puede reducir la eficiencia y provocar fallas mecánicas. La mayor parte del desgaste de los baleros y engranajes se debe a una lubricación de aceite incorrecta y puede provocar problemas más graves en el tren de transmisión. Este monitoreo se puede realizar con recuento de partículas de aceite y mediciones de humedad, viscosidad, acidez y temperatura.

Mediante el uso de instrumentos como un contador de partículas se puede identificar la calidad del aceite y la posible existencia de contaminantes. La contaminación de agua en el aceite industrial juega un papel importante; altos niveles de humedad pueden hacer que los componentes se sobrecalienten, corroan

o funcionen inapropiadamente. Basado en el análisis de aceite, un esquema de mantenimiento de aceite puede mantener el aceite en condiciones óptimas para reducir los costos de reemplazo, así como el desgaste de los componentes.

9.8.6 Análisis de riesgo de arco eléctrico. Es un cálculo realizado para determinar la energía térmica incidente encontrada en cada ubicación requerida que determina los diversos límites de arco eléctrico y qué equipo debe ser utilizado para la medición que se realiza a cada límite, proporcionando recomendaciones para reducir el riesgo de peligro de incendio por un arco eléctrico incidente.

10. MODOS DE DETECCIÓN DE FALLAS DEL GENERADOR

10.1 FALLAS DE ARRANQUE O ACELERAMIENTO DEL GENERADOR

1. Verificar todas las conexiones en base al diagrama de circuito, cerciorarse de que no existan circuitos abiertos, así como que todas las terminales y contactos se encuentren limpios y en perfecto estado.
2. Verificar el voltaje de suministro de todas terminales del generador para determinar si no se está produciendo una caída de voltaje en la línea. Si se utiliza un arranque con autotransformador, seleccionar una descarga más alta.
3. Arrancar el generador desacoplado a la carga, para cerciorarse que el generador no tenga sobre carga.
4. Comprobar que los interruptores térmicos de sobre-corriente o sobre-tensión no estén abiertos.
5. La resistencia de fase debe estar equilibradas con las corrientes de línea del estator, así como la resistencia de aislamiento debe ser la adecuada.
6. Inspeccionar los anillos colectores y las barras del rotor.

10.2 FALLAS DE VIBRACIÓN

1. Rodar el rotor sin excitación. si se presenta vibración excesiva, puede ser de origen mecánico. Verificar la alineación. Comprobar el correcto montaje.

2. Si no hay vibración con excitación, arrancar el excitador a voltaje nominal en circuito abierto. Si hay vibración, verificar que los espacios de estén todos dentro del 10%.
3. Rodar el generador sin carga, si no se produce vibración, aumentar la carga. Si se detecta vibración aun cuando la carga este equilibrada, esta podría deberse a los devanados de campo, para esto se debe consultar al fabricante.
4. Al producirse vibración cuando ocurre una falla o por una sincronización incorrecta, es posible que se haya un movimiento o que se generó un daño o varios. Consultar el manual de mantenimiento para determinar qué acción tomar.
5. Verificar que no estén dañados los anillos colectores o las barras del rotor, así como otras piezas giratorias.

10.3 FALLAS POR RUIDO MECÁNICO

Si ocurre que después de haber realizado trabajos sobre el generador se producen ruidos mecánicos se debe de apagar de inmediato el generador y cerciorarse que no se hayan olvidado herramientas, tuercas, pernos o escombros en el interior, y que los componentes se hayan ensamblado correctamente.

Si el ruido se produce aun cuando no se hayan hecho trabajos en el generador o si el trabajo se hizo, pero aun con la comprobación anterior los ruidos persisten, comprobar lo siguiente:

1. Que el rotor no rose con nada como baleros, juntas, sellos o el mismo acoplamiento.
2. Alineación es correcta.
3. El sistema de lubricación funciona correctamente.

4. Que no existan desigualdades en los espacios de aire.
5. Así mismo que no haya objetos extraños en estos espacios de aire, si los hay, establecer de dónde proceden.

10.4 FALLAS POR RUIDO MAGNÉTICO

1. Las resistencias trifásicas y las corrientes de carga deben estar equilibradas.
2. Todas las conexiones y contactos deben estar limpios y en perfecto estado y bien apretados.
3. La excentricidad del entrehierro debe medirse para verificar su correcto valor.
4. La alimentación exterior debe verificarse en las terminales del generador.
5. La resistencia de fase debe estar equilibrada con las corrientes de línea, y que la resistencia de aislamiento sea correcta.
6. Inspeccionar las barras y los extremos del rotor.

10.5 FALLAS POR SOBRECALENTAMIENTO DEL EMBOBINADO

Comprobar lo siguiente:

1. ¿La carga, corrientes de línea y el factor de potencia son lo esperado?
2. ¿Funciona correctamente el sistema de refrigeración?
3. ¿Ventiladores funcionan?
4. ¿Flujo de aire externo normal y no bloqueado por lonas, láminas o basura?

10.7 FALLAS POR CALENTAMIENTO EXCESIVO

1. Baleros auto lubricados
 - a) ¿Nivel de aceite correcto y gira libremente?

- b) ¿Las condiciones climáticas del sitio son con temperaturas más elevadas de lo habitual?
- c) ¿El sistema de refrigeración de los baleros se encuentra limpio?

2. Baleros con lubricación externa

- a) ¿La temperatura y el flujo lubricante son normales?

Si la temperatura en el rodamiento aumenta aún después de realizar trabajos en el generador, comprobar que se haya ensamblado correctamente el rodamiento y que las caras de empuje no estén en contacto permanente.

El cambio de lubricante por uno nuevo garantiza el correcto funcionamiento del rodamiento. Si se presentan problemas en los baleros, se sugiere el diagnóstico de “ruido de los baleros” y “aumento de temperatura de los baleros”.

- a) Cuando el aumento de temperatura varía durante el funcionamiento, tenga en cuenta lo siguiente.
- b) La resistencia a la viscosidad de la grasa recién suministrada o descargada.
- c) Grasa insuficiente o grasa deteriorada.
- d) La grasa de las tapas de los cojinetes o de los retenedores cae dentro del cojinete y la resistencia a la viscosidad aumenta bruscamente.
- e) La variación de carga hará que suba la temperatura del generador.

10.8 FALLAS DE FUGA DE ACEITE

1. Baleros autolubricados

- a) ¿Exceso de lubricante en el balero?

2. Baleros con lubricación externa

- a) ¿El lubricante fluye libremente en el tubo de alimentación?

b) ¿El flujo del lubricante excede el límite especificado?

3. Ambos tipos de cojinetes

a) El viento del acoplamiento puede causar una depresión local, adyacente al rodamiento DE, que extraerá aceite del rodamiento. Si esto ocurre, es posible que deba modificarse la disposición del protector del acoplamiento.

10.9 FALLAS POR CALENTAMIENTO DE LOS CEPILLOS

1. Comprobar que la corriente de línea es la especificada en las placas de identificación del generador.
2. Verificar que los cepillos no se adhieran o se peguen en los soportes; Colocarlos nuevamente verificando la presión de apriete, y limpiarlos.
3. Asegurarse que el grado del cepillo sea el de la especificación del fabricante.
4. Si se presentan destellos eléctricos, pulir la superficie del anillo aplicando presión sobre el cepillo.
5. Durante el periodo de garantía, cualquier fabricante recomienda al usuario no hacer el mismo un desmantelamiento, en caso de cualquier problema, el usuario debe contactar al fabricante.

Por supuesto que el análisis de fallas tiene un trasfondo científico y tecnológico, el cual está fuera del alcance del presente trabajo, sin embargo, se remite al lector a las referencias bibliográficas por si se tiene interés en investigar más a fondo estos estudios de fallas en los generadores.

Pueden existir técnicas de mantenimiento variadas, por ejemplo, existe la técnica de mantenimiento basado en condiciones (CBM). Para una mejor explicación e este método, consultar a (Tavner, 2008). Para comprender por qué y cuándo debe realizarse un mantenimiento, referirse a los autores (Bonaldi, Oliveira, Borges da

Silva, Lambert-Torres, & Borges da Silva, 2012). Para analizar con mayor profundidad patrones de fallas en los generadores se pueden consultar los trabajos de (Tavner, 2008), (Merizalde, Hernández-Callejo, & Duque-Perez, 2017), (Salomon, y otros, Induction Motor Efficiency Evaluation using a New Concept of Stator Resistance, 2015), (Reljic, Jerkan, Marcetic, & Oros, 2016).

En el caso concreto de la detección de cortocircuitos en el embobinado del estator, la consulta es de (Salomon, y otros, 2017), (Cruz & Cardoso, 2001), (Sottile, Trutt, & Leedy, 2006), (Fayazi & Haghjoo, 2015), (Nadarajan, Panda, Bhangu, & Gupta, Hybrid Model for Wound-Rotor Synchronous Generator to Detect and Diagnose Turn-to-Turn Short-Circuit Fault in Stator Windings, 2015), (Nadarajan, Panda, Bhangu, & Gupta, 2016), y para el embobinado del rotor (Salomon, y otros, 2017), (Sottile, Trutt, & Leedy, 2006), (Shuting, Heming, Yonggang, & Fanchao, 2005), (Na, Yonggang, Tianming, & Zhiqian, 2005), (Yucui, Yonggang, & Heming, Diagnosis of turbine generator typical faults by shaft voltage. , 2012), (Yucui & Yonggang, 2016), excentricidad del entrehierro (Toliyat & Al-Nuaim, 1999), (Bruzzese, Rossi, Santini, Benucci, & Millerani, 2009), (Joksimovic, Bruzzese, & Santini , 2010), (Bruzzese, 2014), (Ilamparithi, Nandi, & Subramanian, 2015), fallo del diodo rotatorio (Salah, Bacha, Chaari, & Benbouzid, 2014), (Cui, Tang, Shi, & Zhang, 2017). También hay obras que se ocupan de diversas fallas eléctricas y mecánicas. SG (Penrose, 2008).

11. ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

Para poder realizar un análisis de costo beneficio adecuado, se debe cambiar el concepto de ahorro por costo de avería por el de ahorro por reducción de averías, así como por el de un aumento en la generación. Siendo esta técnica más objetiva al enfocarse en el número de horas mensuales en que la máquina está detenida debido a alguna avería y que al implementar las mejoras en el mantenimiento se puede conocer el número de horas reducido.

Dado que cada generador instalado posee un registro histórico de averías, por lo que es conocido el tiempo que el mismo permanece detenido por paro de avería. Entonces, si con un plan de mejora del mantenimiento se logra reducir un porcentaje de tiempo, entonces el tiempo de generación aumentará, lo que implica mayor utilidad del usuario en la producción.

La técnica de GE se llama inspección in situ, la cual presenta las siguientes ventajas con forme a la inspección tradicional:

Con el intercambio y el reemplazo del rotor del generador de GE, se pueden cambiar los rotores que necesitan mantenimiento o reparaciones por rotores reacondicionados listos para usar, pudiendo realizar el cambio en solo 7-10 días, hasta 30 días más rápido que en el rebobinado del rotor en el taller. En promedio, cada día de tiempo de inactividad reducido se traduce en un ahorro de \$ 30,000 a \$ 250,000 USD, según la época del año en que se realiza la interrupción. El Ahorro promedio está basado para unidades de 100 a 175 MW como es el caso del generador 7A6.

La aplicación de la tecnología está probada por parte de GE, donde este programa “Generator Rotor Exchange” está vigente desde hace 20 años:

- Más de 140 rotores de intercambio entregados a clientes en todo el mundo
- Más de 25 clientes habituales con más de 20 generadores de diferentes versiones (como 7A6-A, 7A6-B, etc.)
- Más de 2 millones de horas de funcionamiento en los rotores de intercambio de GE

Más de 10 modelos de rotor en inventario en cualquier momento

La salida del generador para una inspección tradicional es equivalente a 17 turnos laborales, mientras que, para la técnica de GE, este se reduce a 10 turnos laborales, lo que equivale a una reducción de 1/3 del tiempo con respecto a la técnica tradicional y hasta un ahorro mínimo del 12%. La tabla 8.1 muestra los beneficios del método del fabricante con respecto al de las formas convencionales.

Cuadro 7. Beneficios del método de mantenimiento del fabricante con respecto a los métodos convencionales (GE, Generator In-Situ Inspections, 2012).

	Método Convencional	Mejora Método GE (%)
Tiempo de paro	17 (turnos laborales)	33.3 (Menos tiempo)
Costo	250.000 (USD)	12 (Menos de costo)

El costo registrado de un mantenimiento completo del generador de re-ensamblado y remoción del sitio, está estimado en un máximo de 250.000 USD. GE establece un ahorro de 30.000 a 250,000 USD, lo que representa un ahorro del 12% mínimo en el costo total (GE, Generator In-Situ Inspections, 2012).

La estrategia de remplazo de partes de GE se denomina “Generator Flex Pack” donde el generador 7AE está considerado a formar parte y que consiste en un almacén de GE que puede reemplazar las partes de manera prácticamente inmediata, cuyo principal beneficio con respecto a los métodos convencionales es

que al evitar el re-embobinado del rotor y el estator, se ahorran costos de mantenimiento importantes.

12. CONCLUSIONES

A lo largo de este documento se ha presentado de forma detallada todo lo que concierne al generador de GE 7A6 en cuanto a sus características o especificaciones técnicas, así como a su diseño y sus tareas de mantenimiento.

Las tareas de mantenimiento se especifican en documentos que el fabricante debe proporcionar con sus métodos y técnicas, en el caso de GE no es la excepción. Este Fabricante proporciona todo el material que el usuario final necesita tener para realizar junto con el fabricante el mantenimiento adecuado para su unidad.

Este mantenimiento empieza con una consideración y una adherencia a las medidas de seguridad impuestas tanto por el fabricante como por las del país donde opera la unidad, así como de las normas, regulaciones, e indicaciones locales que conlleven a garantizar la seguridad del personal que labora en dichas tareas en todo momento.

También es importante conocer a detalle las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de la unidad, estos datos deben estar pegados en una placa en cualquier lado destinado para dicho fin sobre el mismo generador, esto con el fin de conocer el equipo y actuar en su mantenimiento en consecuencia.

El mantenimiento debe comenzar con un plan de calendarización de las tareas o actividades que se requieran sobre el generador. Dependiendo del tipo de mantenimiento, la calendarización, así como las respectivas tareas o actividades cambiarán conforme a la documentación proporcionada por el fabricante.

Se hace mención de los modos de fallo para diferentes componentes y las acciones correctivas para resolverlos, en el caso de GE, proporciona una amplia experiencia

y personal capacitado, así como equipo tecnológico de soporte, que permiten obtener una experiencia de mantenimiento de avanzada en donde los beneficios al usuario principalmente económicos, son prioritarios para el fabricante.

Finalmente se mencionan estos beneficios del plan propuesto por el fabricante y se genera una tabla con las ventajas sobre otros modelos de mantenimiento llamados convencionales y que ayudan a la toma de decisiones del usuario a la hora de elegir el plan de mantenimiento que quiere llevar a cabo sobre su generador.

BIBLIOGRAFÍA

BONALDI, E., OLIVEIRA, L., BORGES DA SILVA, J., LAMBERT-TORRES, G., & BORGES DA SILVA, L. Predictive maintenance by electrical signature analysis to induction motors. In *Induction Motors—Modelling and Control*. Araujo, R., Ed.; InTech, 2012 487-520.

BRUZZESE, C. Diagnosis of Eccentric Rotor in Synchronous Machines by Analysis of Split-Phase Currents—Part II Experimental Analysis. *IEEE Trans. Ind. Electron*, 61, 2014 4206-4216.

BRUZZESE, C., ROSSI, A., SANTINI, E., BENUCCI, V., & Millerani, A. Ship brushless generator shaft misalignment simulation by using a complete mesh-model for machine voltage signature analysis (MVSA). In *Proceedings of the 2009 IEEE Electric Ship Technologies Symposium (ESTS 2009)*, 2009 113-118.

CRUZ, S., & CARDOSO, A. Stator winding fault diagnosis in three-phase synchronous and asynchronous motors, by the extended park's vector approach. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 2001, 37, 2001 1227-1233.

CUI, J., TANG, J., SHI, G., & ZHANG, Z. Generator rotating rectifier fault detection method based on stacked auto-encoder. In *Proceedings of the 2017 IEEE Workshop on Electrical Machines Design, Control and Diagnosis (WEMDCD 2017)*, 2017 256-261.

ENDESA. ENDESA Fundación. Retrieved from El generador eléctrico: <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-generador-electrico>

ENERGÍA, M. D. Resolución 90708 de 2013. [en línea] disponible en: https://www.cancilleria.gov.co/sites/default/files/Normograma/docs/resolucion_minminas_90708_2013.htm

FAYAZI, M., & HAGHJOO, F. Turn to turn fault detection and classification in stator winding of synchronous . Protection & Control Conference (PSPC2015), 2015 36-41.

GE. Design and Development of a 100 MVA HTS Generator for Commercial Entry. Schenectady, NY: GE. 2006

GE. Generator In-Situ Inspections. Schenectady, NY: General Electric Company. 2012

ILAMPARITHI, T., NANDI, S., & SUBRAMANIAN, J. A disassembly-free online detection and condition monitoring technique for eccentricity faults in salient-pole synchronous machines. IEEE Trans. Ind. Appl., 51, 2015 1505-1515.

INTERNACIONAL, C. d. Campus de Excelencia Internacional. [en línea] disponible en: Electromagnetismo: Generador de corriente alterna: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/electromagnet/induccin/generador/generador.htm#:~:text=El%20generador%20de%20corriente%20alterna,en%20un%20campo%20magn%C3%A9tico%20uniforme.>

JOKSIMOVIC, G., BRUZZESE, C., & SANTINI, E. . Static eccentricity detection in synchronous generators by field current and stator voltage signature analysis—Part I: Theory. In Proceedings of the XIX International Conference on Electrical Machines (ICEM 2010), 1-6.

MERIZALDE, Y., HERNÁNDEZ-CALLEJO, L., & DUQUE-PEREZ, O. State of the Art and Trends in the Monitoring, Detection and Diagnosis of Failures in Electric Induction Motors. *Energies* 2017, 10, 2017 1056.

NA, Y., YONGGANG, L., TIANMING, F., & ZHIQIAN, Y. (). A study of inter turn short circuit fault in turbogenerator rotor winding based on single-end fault information and wavelet analysis method . In *Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems (EMS 2005)*, 2005 2211-2215.

NADARAJAN, S., PANDA, S., BHANGU, B., & GUPTA, A. Hybrid Model for Wound-Rotor Synchronous Generator to Detect and Diagnose Turn-to- Turn Short-Circuit Fault in Stator Windings. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 62, 2015 1888-1900.

NADARAJAN, S., PANDA, S., BHANGU, B., & GUPTA, A. Online Model-Based Condition Monitoring for Brushless Wound-Field Synchronous Generator to Detect and Diagnose Stator Windings Turn-to-Turn Shorts Using Extended Kalman Filter. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 63, 2016 3228-3241.

PENROSE, H. *Electrical Motor Diagnostics*, 2nd ed. Old Saybrook, CT, USA: Success by Design. 2008

RELJIC, D., JERKAN, D., MARCETIC, D., & OROS, D. Broken Bar Fault Detection in IM Operating Under No-Load Condition. . *Adv. Electr. Comput. Eng.* 2016, 16, 63-70.

SALAH, M., BACHA, K., CHAARI, A., & BENBOUZID, M. Brushless three-phase synchronous generator under rotating diode failure conditions. *IEEE Trans. Energy Convers*, 29, 2014 594-601.

SALOMON, C., SANTANA, W., BORGES DA SILVA, L., LAMBERT-TORRES, G., BONALDI, E., & DE OLIVEIRA, L. Comparison among Methods for Induction Motor Low-Intrusive Efficiency Evaluation Including a New AGT Approach with a Modified Stator Resistance. *Energies* 2017, 11, 691.

SALOMON, C., SANTANA, W., BORGES DA SILVA, L., LAMBERT-TORRES, G., BONALDI, E., DE OLIVEIRA, L., & BORGES DA SILVA, J. Induction Motor Efficiency Evaluation using a New Concept of Stator Resistance. *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 2015, 64, 2908-2917.

SHUTING, W., HEMING, L., YONGGANG, L., & FANCHAO, M. Analysis of stator winding parallel-connected branches circulating current and its application in generator fault diagnosis. In *Proceedings of the IEEE 40th Industry Applications Conference (IEEE IAS 2005)*, 42-45.

SOTTILE, J., TRUTT, F., & LEEDY, A.. Condition Monitoring of Brushless Three-Phase Synchronous Generators With Stator Winding or Rotor Circuit Deterioration. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 2006, 42, 1209-1215.

TAVNER, P. Review of condition monitoring of rotating electrical machines. *IET Electr. Power Appl.* 2008, 2, 215-247.

TOLIYAT, H., & AL-NUAIM, N. Simulation and detection of dynamic air-gap eccentricity in salient-pole synchronous machines. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 35, 1999 86-93.

YUCAI, W., & YONGGANG, L. Diagnosis of short circuit faults within turbogenerator excitation winding based on the expected electromotive force method. *IEEE Trans. Energy Convers.* 31, 2016 706-713.

YUCAI, W., YONGGANG, L., & HEMING, L. Diagnosis of turbine generator typical faults by shaft voltage. . In Proceedings of the 2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IEEE IAS 2012), 1-6.