

UNIVERSIDAD DE SONORA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA



POSGRADO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**UNA ESTRATEGIA PARA APOYAR EL MANTENIMIENTO
DE GENERADORES DE VAPOR, MEDIANTE APLICACIÓN
DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD
(MCC)**

T E S I S

PRESENTADA POR

MARIA DE LOS ANGELES MAGAÑA BARAJAS

**Desarrollada para cumplir con uno de los
requerimientos parciales para obtener
el grado de Maestra en Ingeniería.**

DIRECTOR DE TESIS. M.C. GUILLERMO CUAMEA CRUZ

HERMOSILLO, SONORA, MEXICO

JUNIO 2012

Universidad de Sonora

Repositorio Institucional UNISON



**"El saber de mis hijos
hará mi grandeza"**



Excepto si se señala otra cosa, la licencia del ítem se describe como openAccess



"El saber de mis hijos
hará mi grandeza"

Hermosillo, Sonora a 22 de junio de 2012

ING. MARÍA DE LOS ÁNGELES MAGAÑA BARAJAS

Con fundamento en el artículo 60, fracción III, del Reglamento de Estudios de Posgrado vigente, otorgamos a usted nuestra aprobación de la fase escrita del examen profesional, como requisito parcial para la obtención del Grado de Maestro en Ingeniería.

Por tal motivo este jurado extiende su autorización para que se proceda a la impresión final del documento de tesis: **UNA ESTRATEGIA PARA APOYAR EL MANTENIMIENTO DE GENERADORES DE VAPOR, MEDIANTE APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (MCC)** y posteriormente efectuar la fase oral del examen de grado.

ATENTAMENTE

M.C. Guillermo Cuamea Cruz
Director de tesis y Presidente del jurado

M.C. Carlos Anaya Eredias
Secretario del jurado

Dr. Jorge Luis Taddei Bringas
Vocal del Jurado

Dr. Mario Barceló Valenzuela
Vocal del Jurado

RESUMEN

El establecimiento de programas de mantenimiento demanda un mayor compromiso para el cumplimiento de los cambios en los sistemas productivos, así como el desarrollo de diferentes herramientas que lo apoyen. El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), fue presentado para apoyar la toma de decisiones en la selección de los trabajos de mantenimiento, basado en la aplicación de una secuencia de tareas.

En este estudio se presenta el concepto del MCC y sus herramientas de apoyo, que son considerandos para una propuesta en un proyecto de ingeniería real en la industria de generación eléctrica en Sonora, México. La metodología propuesta consta de tres fases, la primera la integra la recopilación de información, analizando la situación actual para después seleccionar el equipo que estará bajo análisis. La segunda fase esta direccionada al equipo importante en donde se incluye el desarrollo de un análisis de modo y efecto de fallas (AMEF), el cual permite identificar las funciones del equipo, el modo de falla y las causas de la misma; las cuales están asociadas a otra etapa de la fase que consiste en clasificar los riesgos como alto, medio o bajo. Por último, la tercera fase corresponde a la selección de la estrategia de mantenimiento.

En la implementación se identificó que los componentes formados por tuberías del generador de vapor representan el mayor índice de frecuencia de la totalidad de las fallas presentadas. La etapa de análisis presenta la creación de un AMEF para sobrecalentadores y paredes de agua, atendiendo sus mecanismos de falla se presenta una propuesta de mantenimiento predictivo considerando los registros obtenidos de exámenes no destructivos (END) de medición de espesores. Por último, se muestra la aplicación de regresión lineal presentando dos modelos para predecir la vida útil de las tuberías del sobrecalentador secundario en donde intervienen las horas de operación acumuladas y los registros de medición de espesores.

ABSTRACT

The establishment of maintenance programs demands a higher commitment to comply with the changes in productive systems, as well as the development of different tools that support it. The reliability centered maintenance (RCM), was presented to support decision making for the selection of maintenance work, based on the application of a sequence of tasks.

In this study the concept of RCM and an analysis about application cases and their support tools are presented, which are considered in real engineering project proposal for the industry of power generation in Sonora, Mexico. The methodology proposed consists in three phases the first phase comprises data compilation, analyzing the current situation to then select the equipment that will be under analysis. The second phase is directed to the equipment in which the development of an AMEF is included, which allows to identify the functions of the equipment, failure mode and its causes which are associated to another stage of the phase that consists in classifying the risks as high, medium or low. Finally, the third phase corresponds to the selection of the maintenance strategy.

During the application the fact that the components formed by pipes in the steam generator represented the largest frequency index of the total failures was identified. The stage of analysis presents the creation of an AMEF for overheaters and water walls. By fixing these failure mechanisms and based on the AMEF results a predictive maintenance proposal is presented considering the data from non destructive tests (NDT) of thickness measurement. Finally, the application of the least squares method is shown, two models are presented which are used to predict the useful life of pipes in the secondary overheating in which the accumulated hours of operation and the thickness measurement data intervene.

AGRADECIMIENTOS

A la Comisión Federal de Electricidad por la asignación del proyecto, especialmente al Ing. Rafael López Chávez por la confianza depositada en esta investigación, al Ing. Armando Velázquez por su valiosa contribución para el logro de este proyecto, al Ing. Cuauhtémoc González Ruelas e Ing. Jorge Gastelum López por su disponibilidad y apoyo brindado, así como a todos los colaboradores que participaron en esta investigación en cada una de sus etapas.

A Mi Director M.C. Guillermo Cuamea Cruz por ser guía en esta investigación, y especialmente al M.C. Carlos Anaya Eredias por su disponibilidad, paciencia y todo el apoyo otorgado en el desarrollo de esta investigación.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y al Programa Integral de Fortalecimiento Institucional (PIFI 2011) por su apoyo económico.

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN	i
ABSTRAC	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Planteamiento del problema	3
1.3 Objetivo general	4
1.4 Objetivos específicos	4
1.5 Hipótesis	4
1.6 Alcances y delimitaciones	4
1.7 Justificación	5
2. MARCO DE REFERENCIA	6
2.1 Generación de energía eléctrica	7
2.1.1 Descripción del proceso de generación eléctrica en Centrales Termoeléctricas	10
2.1.2 Definición y componentes de un generador de vapor	11
2.1.3 Fallas en tubería	14
2.2 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad	16
2.2.1 Fases del MCC: Las siete preguntas básicas	18
2.2.2 Clasificación de Funciones y Tipos de Fallas	20
2.2.3 Consecuencias de las fallas	22
2.2.4 Casos de aplicación	25
2.3 Análisis de Modos y Efectos de Falla	29
2.3.1 Análisis de causa raíz	33
2.4 Confiabilidad	34

2.5 Procesos estocásticos	37
2.6 Modelos de regresión lineal	38
2.7 Pruebas de hipótesis	39
2.8 Software de apoyo: Matlab	40
3. METODOLOGÍA	42
3.1 Fase I. Identificación de los elemento de estudio para el MCC	43
3.2 Fase II. Análisis de fallas	46
3.3 Fase III. Selección de estrategias de mantenimiento	50
4. RESULTADOS	53
4.1 Obtención de datos	53
4.2 Análisis de datos	54
4.2.1 Descripción del proceso	54
4.2.2. Identificación de equipo primario	57
4.2.2.1 Encuesta	60
4.2.3 AMEF	64
4.2.3.1 Árbol de fallas	70
4.2.4 Selección de estrategia de mantenimiento	75
4.2.5 Mantenimiento Predictivo	75
4.2.5.1 Modelación de medición de espesores	78
4.2.6 Mantenimiento Preventivo	94
4.2.7 Propuesta de un plan de mantenimiento predictivo para sobrecalentador secundario	95
5. CONCLUSIONES	99
5.1 Recomendaciones	100
5.2 Trabajos futuros	100
7. BIBLIOGRAFÍA	102

8. ANEXOS	106
8.1 Formato de encuesta	104
8.2 Análisis de modos y efecto de falla	109
8.3 Lista de actividades de mantenimiento	116
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE DE ABREVIATURAS	x

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de mecanismos de fallas (CFE, 1991)	14
Tabla 2.2 Criterios de evaluación para el análisis de componentes críticos (Dacheng y Jinji, 2010)	25
Tabla 2.3 Matriz comparativa de casos de estudio	26
Tabla 3.1 Criterios de evaluación para el análisis de componentes críticos ...	47
Tabla 4.1 Lista de componentes de paredes de agua y sobrecalentador	65
Tabla 4.2 Mecanismos de falla de paredes de agua y sobrecalentador	66
Tabla 4.3 Asignación de nivel de criticidad a mecanismos de falla en paredes de agua y sobrecalentador	68
Tabla 4.4 Descripción de eventos de árbol de fallas en tuberías de paredes de agua y sobrecalentador	72
Tabla 4.5 Tareas de mantenimiento predictivo para mecanismos de falla de paredes de agua y sobrecalentador	76
Tabla 4.6 Condiciones de operación de sobrecalentador secundario banco inferior	80
Tabla 4.7 Resumen de valores máximos y mínimos de zona A, B y C	82
Tabla 4.8 Resumen de espesores promedio por zona	86
Tabla 4.9 Resumen de pruebas hipótesis de calculados (χ^2_C) contra los valores de tablas de las zonas A, B y C	87
Tabla 4.10 Resumen de resultados de modelos de desgaste constante y acelerado para espesores de tuberías del sobrecalentador secundario segunda sección	90
Tabla 4.11 Estimación de banda de confianza inferior del modelo de desgaste constante	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema de una central termoeléctrica (CFE)	8
Figura 2.2 Patrón de comportamiento de fallas	21
Figura 2.3 Matriz de asignación de nivel crítico para una planta petroquímica (Dacheng y Jinji, 2010)	24
Figura 3.1 Diagrama de flujo de aplicación general del MCC	43
Figura 3.2 Fase I. Identificación de los elementos de estudio para el MCC ...	45
Figura 3.3 Matriz de asignación de nivel de criticidad	47
Figura 3.4 Fase III. Selección de estrategia de mantenimiento	49
Figura 4.1 Diagrama de circulación de agua en GV	55
Figura 4.2 Arreglo general de componentes del GV (unidad 3 y 4)	56
Figura 4.3 Índice de frecuencia de falla por tipo de componente del GV, en unidad 3 y 4	58
Figura 4.4 Fallas generadas por tubo roto en unidad 3 y 4	59
Figura 4.5 Comparativo histórico de ENOG de unidad 3 y 4	60
Figura 4.6 Resultados de encuesta pregunta no. 1	62
Figura 4.7 Resultados de encuesta pregunta no. 2	62
Figura 4.8 Resultados de encuesta pregunta no. 3	63
Figura 4.9 Resultados de encuesta pregunta no. 4 y 5	64
Figura 4.10 Árbol de fallas	71
Figura 4.11 Índice de frecuencia de Mecanismos de Falla	75
Figura 4.12 Zonas de medición de un elemento del sobrecalentador secundario banco inferior	98
Figura 4.13 Espesores promedio por zona a través del tiempo (horas de operación) de los elementos 1 al 5 y 22 al 32	81
Figura 4.14 Medición de los elementos 1 al 5 y 22 al 32 de la zona A a través del tiempo	83

Figura 4.15 Medición de los elementos 1 al 5 y 22 al 32 de la zona B a través del tiempo	84
Figura 4.16 Medición de los elementos 1 al 5 y 22 al 32 de la zona C a través del tiempo	85
Figura 4.17 Modelo de decaimiento constante y acelerado para las zonas A, B y C de los elementos 1-6, 22-32 del sobrecalentador secundario banco inferior	91
Figura 4.18 Modelación de bandas de confianza inferiores para el modelo de decaimiento constante y de las zonas A, B y C de los elementos 1-6, 22-32 del sobrecalentador secundario banco inferior	92

ÍNDICE ABREVIATURAS

AMEF	Análisis de modo y efecto de fallas
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CT	Central Termoeléctrica
GV	Generador de vapor
MCC	Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

1. INTRODUCCION

El establecimiento de los programas de mantenimiento demanda un mayor compromiso para el cumplimiento de los cambios en los sistemas productivos, debidos a una mayor complejidad de los equipos, al aumento de la mecanización, así como al crecimiento de la demanda y expectativas del cliente y de los nuevos enfoques y responsabilidades de la organización. La aplicación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) para el presente trabajo profesional se desarrolla en una Central Termoeléctrica (CT) con la propuesta de mejoras para apoyar el mantenimiento de las tuberías que integran a los Generadores de Vapor (GV).

1.1 Antecedentes

En un ambiente de alta competencia las empresas eléctricas requieren implementar estrategias de mantenimiento que garanticen una alta disponibilidad y un bajo índice de paradas forzadas de los sistemas y equipos, pero al mismo tiempo le permitan optimizar los costos para asegurar una buena rentabilidad (Hung, 2009).

La ocurrencia de fallas en equipos críticos asociados a las unidades de generación, tienen una consecuencia directa en la parada de las unidades y, por ende, en la no producción de energía eléctrica. En este sentido, el GV es uno de los principales elementos en donde los requisitos de un diseño adecuado, la operación y el mantenimiento son indispensables para alcanzar la eficiencia y confiabilidad del sistema (Afgan et al, 1998).

La falla más probable en el GV de una central eléctrica es la fuga por tubo roto y, por lo general, se detecta cuando se necesitan medidas urgentes para prevenir la ocurrencia de un accidente dentro de la planta. Por lo tanto, la detección anticipada de fallas en la tubería que integra el GV, es de gran interés para asegurar la

planificación del mantenimiento y la prevención de los efectos perjudiciales de la ruptura del tubo (Afgan et al, 1998).

Una manera de reducir el efecto de las fallas en un sistema, consiste en un programa de mantenimiento basado en un sistema de diagnóstico para supervisar las variables que caracterizan el comportamiento de las fallas (Suárez, 2007).

El MCC es un método de análisis establecido para la planificación del mantenimiento preventivo. Como su nombre lo indica, la confiabilidad es el principal punto de referencia para la planificación, evaluando también las consecuencias de las fallas (Selvik and Aven, 2010). Cuando las funciones de los componentes y su importancia deben ser consideradas al mismo tiempo, el MCC resulta una opción adecuada. Por lo general, el objetivo del MCC es maximizar los resultados con respecto a la fiabilidad del sistema o la reducción de costo de falla (Gang et al, 2010).

García (2007), presenta un trabajo realizado sobre el transporte ferroviario, el objetivo de este trabajo fue desarrollar un sistema de monitoreo de las condiciones del sistemas con aplicación del MCC para ayudar a optimizar la gestión de mantenimiento preventivo y las políticas operativas. Más tarde Chulho et al (2209), se basó en la aplicación de la distribución de Weibull para desarrollar un análisis de confiabilidad para el sistema de tránsito ferroviario K-AGT en Corea.

La presente investigación se realizará en una CT, ubicada en el Estado de Sonora; la Central cuenta con cuatro unidades, dos de 84,000 KW cada una (unidades 1 y 2) y dos más de 158,000 KW cada una (unidades 3 y 4), teniendo una capacidad total instalada de 484,000 KW.

Actualmente el proceso que se lleva a cabo para coordinar las actividades de mantenimiento de los GV, se realiza por el departamento químico, mecánico y de operación; sin embargo, estas acciones por si solas, no ofrecen a la Central las

herramientas necesarias para poder determinar el momento de falla de la caldera por tuberías rotas y por lo tanto, no se contemplan en los mantenimientos programados.

Se prevé que, debido a la naturaleza de las obras realizadas, el mantenimiento de centrales de generación eléctrica requiere un alto nivel de profesionalidad, normas de calidad y de cero tolerancia en los retrasos. Por lo tanto, la baja calidad de los servicios de mantenimiento dará lugar a compromisos en la productividad que puedan tener un impacto negativo en la generación y suministro de energía. Este acto también puede disminuir el rendimiento y en consecuencia modificar los requerimientos de mantenimiento en las unidades generadoras.

1.2 Planteamiento del Problema

Las fallas en el proceso de producción de energía eléctrica pueden provocar pérdidas económicas, peligro para los operadores e inconvenientes para los usuarios. El diagnóstico de fallas en CT es una tarea realizada por un operador experto, capaz de reconocer fallas tipificadas mediante la observación de tendencias en ciertas variables. Sin embargo, la experiencia del operador resulta insuficiente para poder predecir una falla, de ahí que se requieren herramientas auxiliares que apoyen a los encargados a tomar las acciones preventivas que le permitan el funcionamiento eficiente de las unidades GV.

En la CT existen registros de datos relacionados con el estado físico de las tuberías que integran a los GV, sin embargo, ***no se tiene un sistema que pronostique las posibles fallas por tuberías rotas lo cual genera la suspensión de la producción de las unidades por reparaciones repentinas dejando de asegurar el servicio de energía eléctrica y originando altos costos.***

1.3 Objetivo General

Desarrollo de un plan de MCC que permita trabajar con anticipación en las posibles fallas de las tuberías que integran a los GV de la CT, mejorando el proceso de programación de los mantenimientos.

1.4 Objetivos Específicos

- Describir la situación actual de las tuberías que integran a los GV de la CT.
- Modelar el sistema de pronóstico de fallas de la CT.
- Determinar los intervalos de tiempo para los cuales las tuberías deben ser reemplazadas, dentro del programa de mantenimiento.
- Proponer estrategias de mejora para los programas de mantenimiento de los GV.

1.5 Hipótesis

Mediante la aplicación de MCC para las tuberías que integran a los GV en una CT, se reducirá el número de fallas por tuberías rotas.

1.6 Alcances y Delimitaciones

La investigación se desarrollará en una CT, con la finalidad de que este estudio sirva posteriormente de referencia para las otras centrales.

La información proporcionada para el desarrollo de esta investigación hace referencia al histórico generado y resguardado por la CT, por lo que ésta se considera oportuna y fidedigna para el tratamiento de los análisis realizados, considerando el histórico de fallas de las unidades 3 y 4, y registros de medición de espesores de sobrecalentador secundario banco inferior de unidad 3.

1.7 Justificación

En un sistema complejo, como lo es una unidad termoeléctrica, es inevitable la aparición de fallas en un determinado momento de su funcionamiento y aun cuando, por múltiples razones, no siempre un operador puede detectarlas oportunamente. Así, un sistema de análisis de fallas de las unidades generadoras se convierte en una herramienta valiosa en la operación, reduciendo el número de paros repentinos por tiempos indefinidos, permitiendo asegurar el suministro al Sistema Eléctrico Nacional y reducir el desgaste en la vida útil de los equipos.

Las roturas en tubos son la mayor fuente de pérdida de disponibilidad de GV (Kohan, 2000), por tal motivo, la necesidad de desarrollar un programa de mantenimiento enfocado a la predicción de fallas de los tubos que integran a los GV es fundamental, ya que mediante su aplicación se podrá garantizar la generación eléctrica.

El diagnóstico oportuno de fallas en las unidades termoeléctricas es una herramienta valiosa en la operación, en el entendimiento de que toda falla lleva inherente un costo asociado que se incrementa a medida que la falla evoluciona y no es manejada. Por lo tanto, si pueden ser detectadas y tratadas con oportunidad, se tendrá un menor costo.

2. MARCO DE REFERENCIA

El presente capítulo está compuesto por tres secciones: en la primera se habla acerca de la generación de energía eléctrica en las Centrales Termoeléctricas (CT), en la siguiente se abunda sobre el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) y por último las herramientas estadísticas utilizadas en esta investigación para apoyar la estimación de pronósticos de fallas.

2.1 Generación de Energía Eléctrica

El objetivo principal de cualquier sistema de generación de energía eléctrica se traduce en el suministro de la cantidad de energía que demanda el mercado y en cumplimiento de los requisitos regulatorios definidos por las leyes del gobierno. Para alcanzar el objetivo, uno de los requerimientos más importantes para cualquier sistema de generación de energía es garantizar su disponibilidad técnica (Carazas y Souza, 2010).

La evaluación de riesgos en plantas de proceso ha aumentado, y es utilizada en la industria para detectar eventos peligrosos y para prevenir o mitigar sus consecuencias para la población humana, los bienes materiales y el medio ambiente. La eficiencia de los equipos, la fiabilidad y la disponibilidad juegan el papel más importante en la mejora de la eficacia de las centrales de energía (Kancev y Cepin, 2011).

En la industria dedicada al proceso de producción de manera continua, el mantenimiento preventivo juega un papel importante en el buen funcionamiento de la planta. Un área de mejora es el programa de mantenimiento, que por su adecuada planificación y programación en diversas tareas, dará por resultado la optimización de los recursos y disponibilidad de los equipos (Deshpande y Modak, 2002).

La disponibilidad de un sistema complejo como una planta de energía térmica está fuertemente asociada con la fiabilidad de las piezas y la política de mantenimiento. Esa política no sólo tiene influencia en el tiempo de reparación de partes, sino también en la fiabilidad de las partes que afectan a la degradación y disponibilidad del sistema (Carazas y Souza, 2010).

Las fallas de las plantas son causadas frecuentemente por un mantenimiento inadecuado y la incapacidad de predecir los problemas que puedan ocurrir en el futuro durante el uso de los equipos. Sin embargo, con la consideración de la planificación y toma de decisiones en el mantenimiento, la frecuencia de las fallas y sus consecuencias; el mejoramiento del funcionamiento de los equipos es evidente (Eti et al., 2007).

2.1.1 Descripción del proceso de generación eléctrica en una central termoeléctrica

México cuenta con CT con diseños para generar 160 a 350 MW, estas últimas con capacidad de evaporación de 1,000 toneladas de vapor sobrecalentado y recalentado a 540°C, poseen una superficie de calefacción de más de 25,000 metros cuadrados y operando con eficiencias de alrededor de 89% (Plauchu, 2006).

Los tres componentes más importantes de una unidad termoeléctrica son el generador de vapor (GV), el grupo turbina-generador eléctrico y el condensador. El principal elemento que une las tres partes del equipo es el vapor, a menudo denominado medio de trabajo, producido por una caldera de alta presión. El vapor se desplaza sucesivamente desde la caldera a la turbina y de ésta al condensador. El ciclo de agua de alimentación completa este circuito, haciendo el flujo continuo desde el condensador hasta la caldera. Así, con la elevada temperatura final del ciclo, el GV transfiere o convierte la energía calorífica del combustible a energía térmica en forma de vapor de agua sobrecalentado. La turbina después transforma el

calor del vapor en trabajo mecánico y acciona el generador eléctrico que está acoplado a ella. El generador a su vez transforma esta energía mecánica en energía eléctrica (Kohan, 200).

Una descripción detallada de los elementos que integran una CT se muestra en la figura 2.1

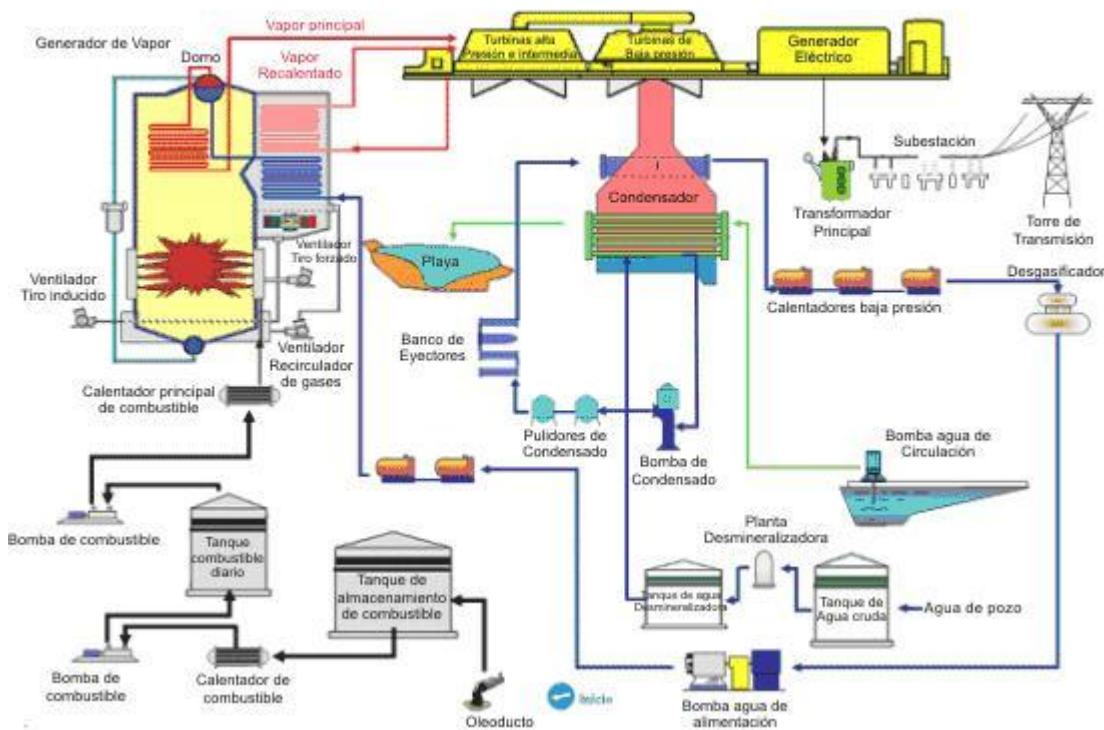


Figura 2.1 Esquema de una central termoeléctrica (CFE, 2011)

El vapor se produce dentro de una caldera que se alimenta de agua en forma continua para sustituir el vapor producido. Un condensador es utilizado para aprovechar el vapor y el calor residual, bombeando de nuevo esta agua a la caldera.

A través del condensador se hace circular agua procedente de una fuente importante de agua a través de una bomba que es utilizada para impulsar el agua de

alimentación a la caldera. En un GV, el agua de alimentación de la caldera se hace pasar primeramente por un economizador llamado así porque ahorra combustible utilizando el calor de los gases de combustión para aumentar la temperatura del agua. Para seguir enfriando más los gases de combustión se añade un calentador de aire que se emplea para traspasar parte del calor de los gases al aire de combustión (Gaffert, 1980).

Tanto el economizador como el calentador de aire aumentan la resistencia a la circulación de los gases a través de la caldera, por lo que se requiere de un ventilador de tiro inducido para vencer dicha resistencia y ayudar al tiro de la chimenea. La resistencia que constituye el calentador de aire y el equipo del hogar hacen necesario un segundo ventilador de tiro forzado para impulsar el aire de combustión al hogar. La alimentación de agua a la caldera debe regularse de manera que la cantidad que penetre en la caldera sea igual a la cantidad de vapor producido, lo cual exige un regulador del agua de alimentación que consiste en una válvula de paso utilizada para conservar el nivel. El vapor producido por la caldera tendrá una temperatura baja y solo se producirá vapor saturado, lo cual hace necesario un recalentador para aumentar la temperatura del vapor producido utilizando para ello los gases de combustión. El hogar es donde tiene lugar la combustión que posee paredes refrigeradas por agua que aumentan la absorción de calor. La circulación se logra disponiendo adecuadamente los tubos de descenso o alimentación y los tubos ascendentes que son los tubos del hogar (Gaffert, 1980).

El vapor producido en una caldera pasa a través de una turbina donde se expande hasta una presión más baja y acciona un generador que produce energía eléctrica a voltaje conveniente (Moran y Shapiro, 2004). Un transformador eleva el voltaje de la energía eléctrica transmitiéndola a través de un sistema de líneas, mediante transformadores auxiliares se rebaja el voltaje de la línea de transmisión o del generador a baja tensión para ser utilizado para el accionamiento de motores auxiliares en la central (Gaffert, 1980).

2.1.2 Definición y Componentes de un generador de vapor

Un GV es un transformador de energía que, dentro de sus capacidades, genera y entrega vapor en la cantidad, calidad y oportunidad requeridas por el usuario final con operación económica y segura (Plauchu, 2006).

El funcionamiento de una caldera es esencialmente un equilibrio entre la generación de calor por la combustión de combustible y la formación de vapor en la superficie interior del tubo de agua. Cuando el equilibrio se mantiene, los tubos calentados por la llama se enfrían al mismo tiempo por la generación de vapor. La temperatura máxima de metal dentro de los tubos se mantiene dentro de las condiciones de diseño, que dependen de la temperatura de saturación de vapor y el flujo de calor (Bulloch et al, 2009).

Según Central Electric Generating Board (CEGB, 1971), la disposición de las distintas partes de las superficies de enfriamiento está cuidadosamente pensada para hacer el uso más económico de los fenómenos físicos naturales.

Los componentes principales de un GV son:

- a) Economizador.- la función de un economizador en una unidad de vapor es absorber el calor de los gases de combustión y lo añade en forma de calor sensible al agua de alimentación que entra en el Circuito de evaporación de la caldera (CEGB, 1971). Está constituido por tubos de diámetro menor que los tubos del hogar para así lograr una mejor transmisión de calor (Gaffert, 1980).

- b) Sobrecalentador.- los calentadores de aire han sido de uso común por muchos años para recuperar el calor de los gases de combustión (CEGB, 1971) y mediante el sobrecalentador puede transferirse al vapor energía adicional aportando vapor en condiciones de sobrecalentamiento a la entrada de la turbina (Moran y Shapiro, 2004)

- c) Recalentador.- similar al economizador, excepto que es usado en sistemas de agua caliente para calefacción, el intercambiador se instala en la chimenea con su propia válvula de control, la temperatura de los gases se controla por el flujo de agua a través del recuperador de calor (Plauchu, 2006).

- d) Paredes. Un GV está integrado por pared frontal, pared posterior, pared izquierda y derecha, las cuales forman la caja de la caldera. Consiste en un conjunto de tubos sellados que contienen un fluido de alta entalpia de evaporación, cuando este se calienta en un extremo del tubo se evapora, fluye por el centro y se condensa en el otro extremo al contacto externo con un medio más frío y retorna por acción capilar para reiniciar el ciclo. Su aplicación permite transferir energía de los gases calientes al aire o agua, son elementos de rápida transferencia, sin partes móviles, robustos y pueden usarse en medios de diferentes presiones (Plauchu, 2006).

Dentro de estas zonas existe la posibilidad de variaciones que el diseñador debe proveer para que la absorción de la proporción correcta de calor en todas las etapas, sea la ideal. El saldo debe ser mantenido al encender el combustible que se ha especificado para la caldera, y bajo condiciones de carga variables. También cabe señalar que las proporciones de distribución de calor varía con el ciclo de presión utilizados (Moran y Shapiro, 2004).

2.1.3 Fallas en tuberías

Los GV son un importante componente de las plantas eléctricas. Un GV tiene aproximadamente 4000 tubos y la eficiencia depende de las propiedades de transferencia de fluidos. Este desempeño se afecta significativamente cuando una fracción de estos tubos presenta defectos o degradación por las características de transferencia de calor causadas por el ensuciamiento de los tubos (Mesquita et al, 2004).

Las fallas en tubos de caldera son la principal causa de las salidas forzadas de un GV; aproximadamente el 40% de estas fallas se presentan en lo que se le conoce como paredes de agua, el 30% en el sobrecalentador, el 15% en recalentadores, el 10% en el economizador y el 15% restante en las demás partes (Comisión Federal de Electricidad – CFE, 1991).

El medio ambiente del interior del GV durante su operación, es en gran medida la razón de estas fallas, podemos señalar que los efectos por sus esfuerzos, temperatura, corrosión-erosión y vibración, se combinan para producir la degradación del tubo de acero (Mesquita et al, 2004).

Una de las principales causas de falla por tubería rota es la erosión y en base a investigaciones realizadas por N. Davis Inc., representa el 6.5% de todas las causas de falla. De acuerdo con la ubicación de las fallas, los tubos de la pared de agua son el segundo tipo de falla más alto después de los tubos del sobrecalentador. Sin embargo, por tipo de material los tubos de acero al carbón son estadísticamente el material más frecuente causante de fallas (Ahmad et al, 2009).

La lenta acumulación de depósitos y los productos de corrosión originan que la conductividad térmica de las tuberías sea menor, donde básicamente el efecto consiste en elevar la temperatura del tubo de metal. Las temperaturas del tubo de metal no sólo dependerán de la conductividad térmica y el espesor del óxido, sino también en el flujo de calor y por lo tanto de la ubicación específica dentro de la caldera (Bulloch et al, 2009).

Los tubos de la caldera en aplicaciones vulnerables a variaciones de temperatura ocasionan que el material pueda sufrir deformaciones (abombamiento) e incluso la fractura (rotura longitudinal) subsiguiente, con consecuencias graves. Se estima que el 10% de todos los detalles de centrales eléctricas son causadas por fracturas de los tubos de caldera (Jones, 2004).

Los errores humanos son también un factor importante en las fallas de tubos de caldera. Estos errores se pueden presentar durante el diseño, fabricación, embarque, almacenamiento, construcción, operación y mantenimiento de la tubería del GV (CFE, 1991).

Por todo lo anterior, es muy importante establecer el mecanismo correcto de la falla, a fin de prevenir problemas futuros. La determinación de este mecanismo, es un proceso complejo que puede involucrar a varios especialistas y organizaciones. Especialistas en metalurgia, química, combustión y diseño de la caldera deberán trabajar en conjunto para investigar la causa de la falla. En este proceso, el personal de la planta representa un factor muy importante para el análisis, ya que ellos proveen la información inicial del daño y las condiciones de operación del generador previas a la misma. Así mismo, el superintendente de la central y su equipo técnico deberán seguir las investigaciones y aplicar las medidas correctivas requeridas para corregir el problema (CFE, 1991). Comisión Federal de Electricidad (CFE) presenta una calificación de los mecanismos de fallas que ocurren en las tuberías de los GV, tal como se muestra en la tabla 2.1 de la siguiente pagina.

I. MECANISMOS DE FALLA DEBIDOS A RUPTURA BAJO ESFUERZOS <ul style="list-style-type: none"> • Sobrecalentamiento repentino • Sobrecalentamiento prolongado • Termofluencia en soportes de sobrecalentador • Soldadura de metales diferentes 	II. MECANISMOS DE FALLA POR CORROSIÓN LADO AGUA <ul style="list-style-type: none"> • Corrosión cáustica • Daño por hidrógeno • Picadura (corrosión localizada) • Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (sc) 	III. MECANISMOS DE FALLA POR CORROSIÓN LADO FUEGO <ul style="list-style-type: none"> • Corrosión a baja temperatura • Corrosión de paredes de agua • Corrosión por cenizas de carbón • Corrosión por cenizas de combustóleo
IV. MECANISMOS DE FALLA POR EROSIÓN <ul style="list-style-type: none"> • Cenizas en los gases • Sopladores de hollín • Partículas de carbón • Caída de escoria 	V. MECANISMOS DE FALLA POR FATIGA <ul style="list-style-type: none"> • Fatiga por vibración • Fatiga térmica • Corrosión fatiga 	VI. MECANISMOS DE FALLA POR FALTA DE CONTROL DE CALIDAD <ul style="list-style-type: none"> • Daño por limpiezas durante mantenimiento • Daño por reactivos químicos • Defectos de material • Defectos de soldadura

Tabla 2.1 Clasificación de mecanismos de fallas (CFE, 1991).

Un aspecto muy importante durante la inspección inicial del GV después de una falla, es determinar si existen tubos adyacentes al fallado que presenten algún tipo de daño como resultado de un mecanismo de falla secundario. Por ejemplo, la fuga de vapor a través de un tubo agrietado puede atrapar cenizas del flujo de gases e impulsarlas contra los tubos cercanos, produciéndoles daño por erosión. Una pequeña fuga puede causar más fugas en otros tubos y provocar rupturas múltiples que pueden complicar la reparación y la duración del tiempo fuera de servicio de la unidad. Otro mecanismo de falla queda presentado por impactos en los tubos adyacentes cuando la falla original es violenta y causa que el tubo proyecte pedazos de material que golpeen a los elementos cercanos (CFE, 1991).

2.1.4 Normatividad

La generación de energía eléctrica involucra satisfacer los intereses de la planta generadora, del usuario final y de las autoridades gubernamentales, para la cual se

ha acordado dirigir los esfuerzos hacia la estandarización y regulación dentro de esta industria mediante el desarrollo de normas y códigos para calderas seguras (Shield, 1965).

La ASME, fundada en 1880, es una asociación docente dedicada a la promoción del arte y de la ciencia de la ingeniería mecánica y ciencias correlativas, que organiza y sostiene comités para la introducción de códigos y normas en la industria relacionadas con calderas (Shield, 1965).

La selección del material del tubo dependerá de la temperatura que el metal va a experimentar, de acuerdo con los criterios de diseño y los tubos de acero al carbón son fabricados bajo la especificación ASME. De lo anterior se deduce que se requiere un registro exacto de los lugares donde ocurre un cambio de dimensiones y/o material para asegurar el reemplazo con el acero adecuado, así como su procedimiento de soldadura correspondiente, cada vez que tenga que efectuar una reparación debida a una falla en el equipo (CFE, 1991).

La ASME propone la siguiente ecuación para el cálculo del espesor de pared mínimo permisible para un tubo de caldera,

$$t = \frac{P D}{2S + P} + 0.005 D + e \quad (2.1)$$

Donde:

t = Espesor mínimo de pared, pulgadas

D = Diámetro externo del tubo, pulgadas

P = Presión de trabajo máxima permisible, lb/pulg².

S = Valor de esfuerzo máximo permisible, lb/pulg².

e = Factor de espesor para abocinar el extremo del tubo, pulgadas.

2.2 Mantenimiento centrado en confiabilidad

El mantenimiento ha ganado gran importancia como unidad de apoyo para garantizar la disponibilidad de los equipos, productos de calidad, entregas a tiempo y la seguridad de la planta (Gang et al, 2010).

El MCC fue desarrollado en 1970 por la Asociación de Transporte Aéreo, Asociación de Fabricantes Aeroespaciales y la Administración Federal de Aviación de los Estados Unidos de América. El MCC es un enfoque de mejora industrial centrado en la identificación y el establecimiento de la operación, mantenimiento y políticas de mejoras de capital que gestionan los riesgos de fallas en los equipos con mayor eficacia. Es un marco de ingeniería que permite la definición de un régimen de mantenimiento completo (Selvik y Aven, 2010).

Los ingenieros de mantenimiento de Aviación de Estados Unidos dirigieron los esfuerzos para reevaluar la estrategia de mantenimiento preventivo y se determinó que sólo el 11% de todos los componentes experimentaron una característica del envejecimiento, mientras que el 89% es por razones distintas a la fatiga. A partir de esta observación, el porcentaje de los componentes sustituidos se ha reducido del 58% a 9%, mientras que el seguimiento de condiciones pasó del 2% a 51%. Los efectos de estos cambios permitió a la industria de la aviación comercial reducir los costos de mantenimiento y ayudó a desarrollar los conceptos básicos y procesos que se han conocido como MCC (Randall y Usrey, 2000).

El MCC, como un procedimiento para la identificación de mantenimiento preventivo de los sistemas complejos, ha sido reconocido y aceptado en muchos campos de la industria, tales como plantas de acero, la aviación, la red de trenes y en mantenimientos de barcos (Zhonghua et al, 2007).

Varios autores definen el MCC de la siguiente manera:

- Es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual (Moubray, 2004).
- MMC es un método de desarrollo y la selección de alternativas de diseño basado en la seguridad, operacionales y de criterios económicos (Jones, 1995).
- MCC proporciona una metodología estándar, común para la evaluación, clasificación y evaluación de la efectividad de cualquier procedimiento de mantenimiento (Eti et al, 2007).
- Es una técnica para el desarrollo de un programa de mantenimiento preventivo, basado en las tareas programadas en condiciones regulares o sustitución para garantizar que la fiabilidad de los equipos se realiza (Carazas et al, 2010).

La elección de la mejor estrategia de mantenimiento es uno de los principales puntos del MCC (Eisinger y Rakowsky, 2001), siendo su objetivo reducir el costo de mantenimiento, centrándose en las funciones más importantes del sistema y evitar o eliminar acciones de mantenimiento que no sean estrictamente necesarias (Marvin, 1998).

El MCC ha sido utilizado desde hace décadas por las industrias para el desarrollo de planes óptimos de mantenimiento, definiendo las tareas y requerimientos elementales para la restauración de la capacidad operativa de un sistema o equipo. Así, el MCC puede ser aplicado a las instalaciones y equipos para establecer un programa de mantenimiento basado en la seguridad, como las consecuencias económicas (Deshpande y Modak, 2002).

Este método aporta la estructura y el orden de la estrategia de mantenimiento, definiendo los recursos necesarios e identificando los roles que deben desempeñar

los distintos grupos de trabajo. La experiencia de estos grupos puede ayudar a desarrollar la estrategia y las tácticas de apoyo para las instalaciones existentes, identificar las rutas para alcanzar los objetivos y administrar los requisitos de mantenimiento de las plantas (Eti et al., 2007).

2.2.1. Fases del MCC: Las siete preguntas básicas

El MCC se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos que la integran, por lo tanto, es necesario conocer el tipo de elementos físicos existentes y decidir cuáles son las que deben estar sujetos al proceso del MCC (Moubray, 2004).

Según la norma SAEJA1011 (1999) un análisis MCC básicamente proporciona respuesta a las siguientes siete preguntas:

- ¿Cuáles son las funciones?
- ¿De qué manera puede fallar?
- ¿Cuál es la causa de la falla?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
- ¿En qué sentido cada falla es importante?
- ¿Qué se puede hacer para prevenir o predecir cada falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se puede encontrar una tarea preventiva adecuada?

No existe un método estandarizado sobre la aplicación del MCC, sin embargo varios autores dividen el proceso en varias etapas o fases. A continuación se presenta la secuencia lógica aportada por algunos de ellos.

Paso 1. El proceso inicia con la selección del sistema a analizarse. Todos los sistemas pueden beneficiarse con la aplicación de un análisis de MCC, sin embargo, con recursos limitados, debemos, establecer prioridades y comenzar con los sistemas que se supone serán los más beneficiados del análisis (Marvin, 1998).

Paso 2. Identificación de los elementos del equipo, los cuales fueron adquiridos para cumplir con ciertos propósitos, por lo que es importante definir sus funciones específicas (Moubray, 2004), las normas de funcionamiento y cuantificar los estándares del sistema, considerando el nivel de rendimiento deseado por el usuario (Gang et al, 2010).

Paso 3. El paso siguiente es detallar cómo puede fallar cada elemento en la realización de sus funciones, (Moubray, 2004), un posible fallo es una condición física identificable que indica que ha iniciado el proceso de fracaso (Eisinger y Rakowsky, 2001).

Paso 4. Posteriormente se describen los modos de fallo potenciales del sistema que tienen mayor posibilidad de causar la pérdida de una función, lo cual permite comprender que es lo que se está tratando de prevenir definiendo la causa de cada falla (Marvin, 1998).

Paso 5. Las consecuencias del fracaso son evaluados para cada modo de fallo predominante para determinar su gravedad. Si es grave, el modo de fallo se considera crítico. Los modos de fallo no críticos no se consideran en el estudio (Randall y Usrey, 2000). Cuando se identifica cada modo de falla, los efectos de las fallas también deben registrarse, lo cual permite decidir la importancia de cada falla y por lo tanto que nivel de mantenimiento será necesario (Moubray, 2004).

Una vez que se hayan determinado las funciones, las fallas, los modos de falla y los efectos de los mismos, el método sugiere el desarrollo del modo de fallo y análisis de efectos (AMEF) con el fin de definir los componentes más críticos. La herramienta de análisis supone que un modo de fallo se produce en un componente a través de algunos mecanismos de falla y el efecto de este fracaso en el equipo se define (Carazas et al, 2010).

Paso 6. La próxima fase del MCC es preguntar cuál es el impacto de la falla y la importancia que tiene, la razón de ésto es porque las consecuencias de cada falla dicen si se necesita prevenirlos (Moubray, 2004).

Paso 7. La siguiente tarea consiste en la selección de la tarea de mantenimiento en función de los pasos realizados anteriormente, utilizando la lógica de la decisión, las tareas rutinarias de mantenimiento se seleccionan directamente y para tratar de forma rentable cada causa de fracaso (Randall y Usrey, 2000). MCC se centra sólo en las tareas que deben ejecutarse y por qué. La asignación de la frecuencia de las tareas se deriva de los análisis realizados en el AMEF, tomando en cuenta los lineamientos de la empresa y la experiencia en el sector para establecer las frecuencias iniciales de trabajo (Gang et al, 2010).

Paso 8. Para finalizar, las acciones recomendadas deben ser aplicadas y actualizadas continuamente, una de las ventajas más significativas del MCC es que sistemáticamente analiza y documenta la base de la toma de decisiones iniciales, y, por tanto, el beneficio total se obtiene cuando la operación y la experiencia de mantenimiento se alimenta de nuevo en el proceso de análisis (Marvin, 1998).

2.2.2 Clasificación de Funciones y Tipos de Fallas

El sistema por lo general tiene un gran número de funciones diferentes. Es esencial para el análisis de MCC que todas las funciones importantes del sistema sean identificados (Marvin, 1998). Moubray en el 2004 hace una clasificación del tipo de funciones:

- Funciones primarias: estas son las funciones necesarias para cumplir la finalidad del producto. Las funciones esenciales son simplemente las razones para instalar el equipo.

- Funciones secundarias: estas son las funciones que son necesarias para apoyar las funciones esenciales. Un fallo de una función auxiliar en muchos casos puede ser más importante que un fallo de una función esencial.
- Funciones de protección: las funciones destinadas a proteger a las personas, equipos y el medio ambiente.

La definición de una función asegura que se conozca exactamente qué es lo que se quiere, lo que a su vez asegura que las actividades de mantenimiento permanezcan enfocadas hacia las necesidades reales de los usuarios (Moubray, 2004).

Las organizaciones adquieren equipos porque desean que realicen una tarea cumpliendo sus funciones bajo ciertos estándares aceptables de funcionamiento; sin embargo, si por alguna razón se dejan de cumplir las funciones deseadas se considera que los equipos están fallando (Moubray, 2004).

Históricamente las fallas han sido clasificadas de acuerdo a su patrón de comportamiento, el primer patrón de falla identificado era simplemente que cuando los elementos físicos envejecen tienen más posibilidades de fallar, durante la segunda guerra mundial apareció la creencia general de la curva de la bañera. Sin embargo, los equipos en general son mucho más complejos de lo que eran hace algunos años, lo que ha llevado a que no solo ocurre un modelo de falla sino seis diferentes, como se muestra en la figura 2.2 (Moubray, 2004):



Figura 2.2 Patrón de comportamiento de fallas (Moubray, 2004).

- El modelo A es la conocida como “curva de la bañera” la cual está compuesta por varios patrones de falla, comienza con una incidencia de falla alta conocida como mortalidad infantil seguida por una frecuencia de falla que aumenta gradualmente o es constante, y por ultimo entra a una periodo de desgaste (Juran y Gryna, 1995).
- Modelo B “el punto de vista tradicional” muestra una probabilidad de falla constante o ligeramente ascendente, y termina en una zona de desgaste (Moubray, 2004).
- El modelo C muestra una probabilidad de falla ligeramente ascendente, pero no existe una edad de desgaste definida que sea identificable (Juran y Gryna, 1995).
- El modelo D muestra una probabilidad de falla bajo cuando el componente es nuevo, luego da un aumento rápido a un nivel constante (Moubray, 2004).
- Mientras que el modelo E definido como “fallas aleatorias” muestra una probabilidad constante de falla en todas las edades, es decir, no existe ninguna relación entre la edad de los equipos y la probabilidad de que fallen (Moubray, 2004).
- Finalmente el modelo F comienza con una mortalidad infantil que desciende finalmente a una probabilidad de falla que aumenta muy despacio o que es constante (Gutiérrez y de la Vara, 2004).

2.2.3 Consecuencias de fallas

Cuando ocurre una falla, su impacto es reflejado en varios factores dentro de la organización. Es evidente que si la gestión de las empresas son conscientes de la inseguridad y sus grandes consecuencias, se pueden realizar correcciones (Jones, 1995).

La naturaleza y gravedad de estos efectos también definen las consecuencias de las fallas, y si son serias entonces se harán esfuerzos para evitarlas, eliminarlas o

disminuirlas. Este enfoque sobre las consecuencias de las fallas hace que el MCC comience el proceso de selección de tareas asignando los efectos a cada modo de falla y clasificándolos dentro de una de las cuatro categorías (Moubray, 2004).

Una falla tiene consecuencias para la *seguridad* si puede lesionar o causar la muerte de alguien, y si se infringe alguna normativa relativa al medio ambiente sería una consecuencia para el *medio ambiente*. Una falla tiene consecuencias *operacionales* si afecta a la producción o las operaciones en el volumen de producción, calidad del producto o servicio al cliente. Las fallas con consecuencias *no operacionales* no afectan la seguridad, el medio ambiente ni la producción, de modo que solo involucran el costo directo de reparación (Moubray, 2004).

Para cada una de estas clases se puede clasificar la consecuencia como: alta (A), media (M), baja (B), donde la definición de las categorías dependerá de la aplicación específica (Marvin, 1998).

Dacheng y Jinji (2010), presentan una matriz para evaluar los elementos críticos de una planta petroquímica, en su trabajo se agregó una columna al AMEF para ordenar el nivel crítico de los modos de falla, y así asignar racionalmente los recursos de los servicios de mantenimiento durante la formulación de la estrategia. La abscisa de la matriz corresponde a las consecuencias del fracaso, mientras que el eje de ordenadas muestra la posibilidad de fracaso, dividiendo la evaluación de la consecuencia en las cuatro categorías: seguridad, medio ambiente, la pérdida de producción, y el costo de mantenimiento. La figura 2.3 muestra la matriz para asignación del nivel crítico en base a la probabilidad de la falla y la categoría de la consecuencia, descritos en la Tabla 2.2

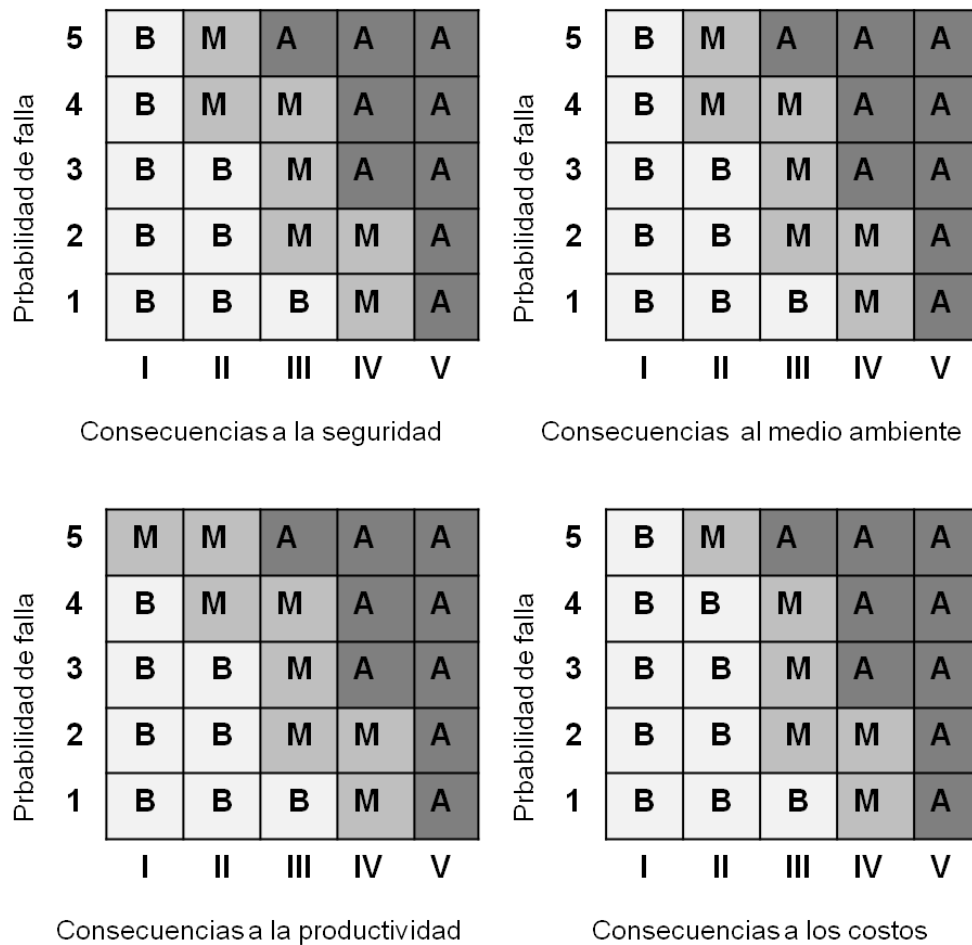


Figura 2.3 Matriz de asignación de nivel crítico para una planta petroquímica (Dacheng y Jinji, 2010)

	Nivel	Criterio
Probabilidad de falla	5	Se produce > 5 veces en un ciclo de mantenimiento
	4	Se produce 4 veces en un ciclo de mantenimiento
	3	Se produce 3 veces en un ciclo de mantenimiento
	2	Se produce 2 veces en un ciclo de mantenimiento
	1	Se produce 0-1 tiempo en un ciclo de mantenimiento
Consecuencias a la seguridad	I	Más de una pérdida de la vida en un accidente de grande
	II	Muerte inmediata (incluyendo las muertes por intoxicación aguda) o dentro de 30 días después del accidente
	III	Discapacidad física o desfiguración, pérdida de la función del órgano auditivo, visual o de otro tipo; peligro grave para la salud humana
	IV	Daños leves o moderados en el cuerpo humano o la cara; leve o discapacidad a corto plazo en función de los órganos auditivos, visuales o de otro tipo; leve o moderado riesgo para la salud humana

	V	No hay daños en el cuerpo o la cara; no hay lesiones en el funcionamiento de los órganos auditivos, visuales o de otro tipo; No hay peligro para la salud humana
Consecuencias al medio ambiente	V	Cambios significativos en la estructura de los ecosistemas o pérdidas de la función ecológica; mayor influencia social e internacional, deben ser corregidos con la ayuda del gobierno local y las autoridades internacionales
	IV	Salida de grandes cantidades de contaminantes; alta toxicidad de los contaminantes; influencia social grande, pero se puede resolver con el apoyo del departamento de autoridades locales y regionales
	III	Factores complejos de la contaminación, muchos tipos de contaminantes que se producen y la salida es grande; contaminantes muy tóxicos o difíciles de degradar, los esfuerzos de la compañía son necesarios para resolver el problema
	II	Factores simples de la contaminación, se producen baja cantidad de contaminantes y la salida es baja, la toxicidad de contaminantes es menor, puede ser resuelto dentro del sistema
	I	No existen aguas residuales, gases residuales; y los residuos de polvo, olores, ruidos, vibraciones, radiaciones, ondas electromagnéticas, u otros efectos adversos producidos son: dentro de la gama admisible de los índices de protección del medio ambiente
Consecuencias a pérdida de la producción	V	No hay producción en más de 24 h
	IV	No hay producción de 8 a 24 h
	III	No hay de producción en menos de 8 h
	II	Reducción de la calidad de la producción o del producto
	I	Ningún efecto
Consecuencias a los costos por mantenimiento	V	>RMB50,000
	IV	RMB20,000-RMB50,000
	III	RMB10,000-RMB20,000
	II	RMB5,000-RMB10,000
	I	<RMB5,000

Tabla 2.2 Criterios de evaluación para el análisis de componentes críticos (Dacheng y Jinji, 2010)

2.2.4 Casos de aplicación

Diversos estudios se han realizado en torno al MCC, varios casos son presentados en este apartado con la finalidad de analizar los métodos propuestos por cada uno de los autores. La tabla 2.3 muestra cada uno de los casos de aplicación, en la columna izquierda muestra las preguntas que el MCC intenta resolver, mientras que

en la columna superior se enlistan los métodos y herramientas empleados para dar solución a cada una de las preguntas.

Casos aplicación Preguntas MCC	Deshpande y Modak (2002)	Dacheing y Jinji (2010)	Gang et al, (2010)	Carazas et al, (2010)
	Estrategias y herramientas utilizadas			
¿Cuáles son las funciones?/Descripción y especificaciones del sistema	DFP PMA HC	DFP	AMEF	AF PMA
¿De qué manera puede fallar? /Lista de fallas	HC	AMEF	AMEF	AMEF
¿Cuál es la causa de la falla?/ Modos de falla		RHF	AMEF	AMEF
¿Qué sucede cuando ocurre cada falla? /efectos asociados a la falla		RHF	AMEF	
¿En qué sentido cada falla es importante?/Asignación de nivel critico	AD, HC	MANC AAF		CF-SB ACR: AAF
¿Qué se puede hacer para prevenir o predecir cada falla? /Asignación de tareas de mantenimiento	AD, HC	RM	MBC: FD- (RN)	F- DW D- SMC
¿Qué debe hacerse si no se puede encontrar una tarea preventiva adecuada?		PRP		
Descripción de herramientas de aplicación				
PMA: Programas de mantenimiento actuales HC: hoja de calculo AD: árbol de decisión DFP: diagrama de flujo del proceso AMEF: Análisis de modos y efectos de fallas RHF: registros históricos de fallas MANC: matriz de asignación de nivel critico		AAF: Árbol de análisis de falla RM: mantenimiento radical MBC: mantenimiento basado en la condición FD-RN: fusión de datos redes neuronales AR: árbol funcional ACR: análisis de causa raíz F-DW: fiabilidad con distribución de Weibull D-SM: disponibilidad con simulación Monte Carlo		

Tabla 2.3 Matriz comparativa de casos de estudio (elaboración propia)

Deshpande y Modak (2002) en su trabajo el concepto de MCC se ha aplicado al proceso de desgasificación al vacío de una industria de acero. Mediante la aplicación sistemática de la metodología MCC, son analizados los fracasos y los modos de falla.

El sistema de desgasificación al vacío comprende varios subsistemas a los cuales se identifican sus funciones y fallas como primer paso, estos datos son depositados en hojas de cálculo que también consisten en la asignación del nivel crítico de cada modo de fallo y se establece una correlación de los modos de falla con las tareas de mantenimiento pertinentes. Con base en los datos recogidos, se formula el programa de mantenimiento para el sistema. En la hoja de cálculo se incluyen las frecuencias de las tareas a realizar en un año.

Esto revela que las tareas de MCC no necesariamente tienden a aumentar la frecuencia, pero pueden mantener o incluso disminuir la frecuencia de mantenimiento basado en las prioridades funcionales. MCC también puede recomendar las tareas de mantenimiento adicionales.

Dacheing y Jinji en el 2010 presentan un estudio de ingeniería realizado en la industria petroquímica con la aplicación del MCC considerando el mantenimiento radical (MR).

Los resultados de la aplicación se presentan a través de una estrategia de mantenimiento basada en el análisis del proyecto mediante el establecimiento de los criterios de evaluación y matrices para determinar los componentes críticos de las máquinas rotativas, apoyadas en la elaboración de un árbol de fallas de las vibraciones del compresor. El procedimiento de análisis de MCC considerando MR lo definen como un sistema de mantenimiento centrado en confiabilidad inteligente (RCIMS), que consta de seis partes. La primera parte consiste en la recopilación de información, continua con la división del sistema, la evaluación del equipo, la

construcción de un AMEF, un análisis de árbol de fallas y por último la selección de la estrategia de mantenimiento. La investigación muestra que el uso de MR en el MCC tradicional, puede ayudar a asignar los recursos de mantenimiento y mejorar la calidad de las estrategias de mantenimiento.

El desarrollo de un sistema de Mantenimiento Basado en la Condición (MBC) por Gang et al, (2010) integra la estrategia de fusión de datos siguiendo la arquitectura de la gestión del MCC. Usando la estrategia de fusión de datos puede aumentar la precisión de mantenimiento, mientras que con el MBC evita tareas innecesarias de mantenimiento mediante la adopción de acciones de mantenimiento sólo cuando hay pruebas de comportamientos anormales de un activo físico con los beneficios de costo óptimo.

El MBC tradicional es un programa de mantenimiento que recomienda las acciones de mantenimiento basado en la información recopilada a través de monitoreo de condición. Con el aumento de la exigencia en la predicción de la tendencia futura de la degradación del rendimiento del equipo, se extienden las funciones del MBC y agrega una capa de pronóstico.

Las tareas del pronóstico de datos predicen la tendencia a la degradación del estado de la máquina, la evaluación de la vida útil restante y su intervalo de incertidumbre, para lo cual fue empleado un método de regresión no lineal. Después de obtener los resultados de predicción se dieron cuenta de las posibles mejoras de la exactitud y precisión mediante la fusión de los resultados previstos.

En el 2010 (Carazas et al), presentan un método para la evaluación de la fiabilidad y la disponibilidad del recuperador de calor del generador de vapor (HRSG) instalado en la planta de energía ciclo combinado. El primer paso del método consiste en la elaboración de un árbol funcional del GV basado en el diagrama de flujo del proceso de acuerdo con el manual de instrucciones dadas por el fabricante, después se

desarrolló el AMEF en el cual se registraron cinco campos: componente bajo análisis, modos físicos por los que el componente puede fallar, posibles causas de cada uno de los modos de fallo, los efectos de cada modo de fallo y la escala de criticidad, dado el grado de degradación en el funcionamiento de la caldera. El análisis AMEF se realizó para cada componente que aparece al final de una rama determinada del árbol funcional.

El paso siguiente consiste en un análisis de fiabilidad basados en el tiempo hasta el fracaso y el tiempo para reparar los datos registrados durante la operación del GV, representados por dos parámetros de distribución de Weibull, normalmente utilizado para modelar desgaste o fallas por fatiga. Una vez que los parámetros de fiabilidad del mantenimiento se calculan la disponibilidad del sistema fue estimado aplicando el método de simulación Monte Carlo. En el caso de una caldera de recuperación en una planta de energía, la disponibilidad es una medida de la fracción de tiempo que está generando la salida de vapor de producción nominal.

El tercer paso, el objetivo de mejorar la disponibilidad, recomienda la elaboración de análisis de árbol de fallos para identificar los componentes de la falla (o una combinación de fallas) de lo que puede provocar el cierre HRSG. El análisis de árbol de fallas se ejecuta con el fin de definir los componentes de la bomba de agua de alimentación que pueden provocar su fracaso. Finalmente se propone un procedimiento de mantenimiento para reducir la frecuencia de ocurrencia fracaso para los componentes críticos.

2.3 Análisis de modo y efecto de fallas

Actualmente, la gestión eficaz de los riesgos se ha convertido en un elemento esencial para la gestión exitosa de un proyecto, ayudando al administrador del proyecto a mitigar los riesgos conocidos y no previstos en los proyectos de todo tipo (Carbone y Tippett, 2004).

El análisis de modo y efecto de fallas (AMEF) fue creado a partir de estudio realizados por la NASA en el año de 1963 (Gülsen y Coskun, 2009). La aplicación del AMEF es una actividad encaminada a garantizar que los productos sean confiables, en el sentido que logren funcionar bien el tiempo que se ha establecido como su periodo de vida útil, además de detectar fallas potenciales y prevenirlas (Gutiérrez y de la Vara, 2004).

El AMEF es una mejora de la calidad y una herramienta de evaluación del riesgo de uso común en la industria, es un documento para la captura de información de diseño y el fracaso del proceso (Teoh y Case, 2004). El objetivo principal del AMEF es descubrir y dar prioridad a los modos de fallo potenciales que podrían tener un efecto perjudicial en el sistema y su rendimiento. El método AMEF se basa en una lluvia de ideas para descubrir las fallas que pudieran ocurrir en un sistema o en un proceso, que requiere la identificación de los modos de falla de un determinado producto o sistema, su frecuencia y las posibles causas (Gülsen y Coskun, 2009).

El AMEF se clasifica en dos tipos principales: AMEF de diseño y AMEF de proceso. El AMEF de diseño se refiere al diseño de producto, mientras que el AMEF de proceso se utiliza para resolver problemas debido a los procesos de fabricación (Teoh y Case, 2004).

Los pasos principales para el desarrollo de un AMEF de procesos son los siguientes:

Selección del proceso al que se aplicará y definición de la función del proceso.

Es importante establecer una descripción de las funciones del proceso al que está dirigido el AMEF, indicando las principales fases y sus funciones correspondientes (Gutiérrez y de la Vara, 2004). Indicar el propósito del proceso u operación que se analiza, incluyendo la información acerca del diseño del sistema, subsistema o componente (DaimlerChrysler Corporation, Ford Motor Company, General Motors Corporations –DCFMCGMC-, 2001).

Modo de falla potencial. Se refiere a la manera en que el proceso puede fallar en el cumplimiento de las funciones y especificaciones establecidas anteriormente. Durante esta etapa se identifican todos los modos de falla (Gutiérrez y de la Vara, 2004). La lista de los modos de falla deben considerar: las fallas que ya han ocurrido, las fallas que se están controlando mediante los planes de mantenimiento actuales y los que no han ocurrido pero se piensan que son razonablemente probables de ocurrir en el contexto operacional de la empresa (Pérez, 2010).

Definición de efectos de la falla potencial. De ocurrir la falla, se establece una descripción objetiva y específica sobre todos los efectos que ocasiona el modo de falla identificado (Gutiérrez y de la Vara, 2004). Describir los efectos del fracaso en términos de lo que el cliente puede percibir, recordando que el cliente puede ser un cliente interno, así como el usuario final, o si el modo de fallo puede afectar la seguridad o el incumplimiento de normativas. El cliente en este contexto podría ser la siguiente operación, el distribuidor y/o propietario (DCFMCGMC, 2001).

Causas o mecanismos de la falla potencial. Listar todas las posibles causas para cada modo potencial de falla, entendiéndose por causa de falla la manera en cómo podría ocurrir la falla. En el desarrollo de la AMEF, el equipo identifica los modos de falla y las acciones que pueden reducir o eliminar la posible ocurrencia de la falla. Se solicitan los aportes de un amplio grupo de expertos en diseño, ensayo, calidad, línea de productos, comercialización, fabricación, y el cliente para asegurarse de que los modos de falla potencial se identifican (Carbone y Tippett, 2004).

Severidad. En esta etapa se estima la severidad de los efectos definidos en una escala del 1 al 10 y representa la gravedad de la falla para el cliente o para una operación posterior una vez que esta falla ha ocurrido. El grado de severidad se estima aplicando los criterios establecidos en el rango asociado con el efecto más grave para un modo de fallo determinado (DCFMCGMC, 2001).

Ocurrencia. Estimar la frecuencia con la que se espera que ocurra la falla debido a cada una de las causas potenciales, la cual se estima en una escala de 1 a 10. De existir registros estadísticos éstos deben utilizarse (Gutiérrez y de la Vara, 2004).

Detección. La detección es el rango asociado con el mejor control de procesos. La detección es una clasificación relativa para estimar la probabilidad de que los controles establecidos detecten la falla (DCFMCGMC, 2001).

Tradicionalmente, cuando se realiza un AMEF, se identifican tres índices: la frecuencia, la gravedad de los efectos asociados y la detección, donde la severidad es una estimación de la gravedad de los peores efectos de la insuficiencia, la ocurrencia es una estimación de la probabilidad de la ocurrencia de la causa de fracaso y de la detección es una estimación que refleja lo difícil que es detectar un fracaso (Gutiérrez y de la Vara, 2004).

Definición de controles actuales para la detección de fallas. Los actuales controles de proceso son las descripciones de los controles que previenen en la medida de lo posible el modo de fallo o mecanismo de falla, o su detección en caso de producirse. Estos controles pueden ser controles de proceso tales como el de prueba y error, control estadístico de procesos o puede ser la evaluación posterior al proceso (DCFMCGMC, 2001).

Acciones recomendadas. Descripción de acciones recomendadas para los NPR más altos, siendo responsabilidad de todas las áreas involucradas establecer programas de seguimiento efectivo para su implementación (Gutierrez y de la Vara, 2004).

El objetivo de los pasos es encontrar la intersección de los valores fundamentales para definir el conjunto inicial de los riesgos que requieren un plan de respuesta , los

eventos de riesgo que tienen una puntuación de riesgo por encima de los valores críticos se les da prioridad para la planificación inicial de respuesta al riesgo (Carbone y Tippett, 2004).

2.3.1 Análisis de Causa Raíz

El análisis de causa raíz es utilizado para el desarrollo del AMEF en su etapa de análisis, siendo su objetivo es identificar las causas que están generando el problema, entendiendo la manera en cómo se generan mediante los datos obtenidos (Gutiérrez y de la Vara, 2004).

La causa raíz es el factor básico que puede provocar fallos en el sistema, por lo que su identificación ayudará a garantizar la fiabilidad y seguridad, así como la maximización de su vida útil (Dacheng y Gao, 2010).

El análisis se realiza para cada subsistema crítico del sistema bajo análisis con el objetivo de determinar las posibles combinaciones de fallos de los componentes que causan los fracasos del subsistema. Sobre la base del análisis, puede surgir una propuesta de mantenimiento para los componentes a fin de reducir su degradación y, en consecuencia, sus probabilidades de fallo (Carazas et al, 2010).

A pesar de que mucha de la información puede centrarse en la planta y equipos, a menudo la causa raíz del problema de la planta se remonta al proceso de mantenimiento de trabajo, procedimientos inadecuados, rutinas de trabajo deficientes o el uso inadecuado de listas de control (Eti et al, 2007).

Las herramientas que son de utilidad en esta fase son: lluvia de ideas, diagrama Ishikawa, gráficas de Pareto, estratificación, cartas de control, mapeo de procesos,

los cinco porqués, diseño de experimentos, árbol de fallas, prueba de hipótesis, diagrama de dispersión, entre otros (Gutiérrez y de la Vara, 2004).

Las graficas de Pareto contribuyen a desglosar un problema en las contribuciones relativas de sus componentes, basándose en el resultado empírico común de que un gran porcentaje de los problemas se deben a un pequeño porcentaje de las causas (Chase et al, 2009).

Mientras los gráficos de Pareto ayudan a determinar las causas que provocan el mayor porcentaje de los problemas, el diagrama de Ishikawa muestra las relaciones propuestas hipotéticamente entre causas potenciales y el problema que se estudia (Chase et al, 2009).

El desarrollo del árbol de fallas es fundamental para la comprensión de la relación funcional entre los componentes del sistema (Carazas y Salazar, 2010). Este enfoque de arriba hacia abajo comienza por suponer que ocurre un accidente. Después considera las causas directas posibles que puedan conducir a este accidente y busca los orígenes de estas causas (Juran y Gryna, 1995). Una herramienta de apoyo es la de los cinco porqués.

La parte del análisis de causas, como se indica, se basa en preguntarse hasta cinco veces ¿por qué?, comenzando por el accidente. A cada paso la respuesta se convierte en consecuencia y su porqué sería la causa o antecedente. La causa real suele manifestarse en el nivel de la quinta causa (Azkoaga et al, 2002).

2.4 Confiabilidad

Hoy en día la confiabilidad toma mayor relevancia debido a la creciente demanda por productos de calidad establecidos y evaluados durante el proceso de producción y

que además posean un buen desempeño durante un tiempo suficientemente largo (Gutiérrez y de la Vara, 2004).

La confiabilidad se puede definir como la probabilidad de que un sistema funcione correctamente durante un período determinado de tiempo, bajo un conjunto dado de condiciones (Carazas y Salazar, 2010). La confiabilidad ayuda a predecir la fiabilidad global de un sistema mediante la aplicación de métodos de ingeniería que permitan asegurar que los objetivos requeridos se alcanzan (Eti et al, 2007).

El proceso de confiabilidad de componentes de los sistemas representa la integración y coordinación de actividades que involucra a diferentes áreas de las centrales generadoras, con la finalidad de analizar y evaluar los equipos, desarrollar e implementar un plan óptimo de mantenimiento, un monitoreo de condición del componente y realizar un continuo ajuste de las tareas y frecuencias de mantenimiento preventivo y predictivo (Becerra et al, 2006).

Para las instalaciones existentes, las fuentes de falta de confiabilidad se pueden identificar y rastrear mediante el análisis de las causas ya sea por un mal diseño, funcionamiento incorrecto, mantenimiento inadecuado o una combinación de los mismos. Dos formas de evaluar la confiabilidad son: a priori (antes de los hechos) y, a posteriori (después). La ingeniería en producción ve la confiabilidad del sistema en el funcionamiento a posteriori de una planta, examinando las fuentes de falta de fiabilidad y sus causas que le permitan identificar las áreas con la mayor oportunidad de mejora (Eti et al, 2007).

Los trabajadores en las plantas pregonan la falta de los datos, cuando éstos se encuentran a su alrededor con diversos grados de utilidad. La mayoría de las plantas industriales cuentan con registros históricos de equipos relacionados con el fracaso

de muchos años, pero rara vez se analizan de una manera científica. Es por eso que las herramientas de análisis de confiabilidad se vuelven más importantes, demandando la disponibilidad de datos precisos y oportunos para el estudio, considerando algunas pautas técnicas para la cantidad de datos que deben ser adquiridos, anotados y utilizados (Eti et al, 2007).

Entre las consideraciones importantes en la determinación de la confiabilidad se encuentra la capacidad de un componente o producto antes de ser remplazado, dentro de un periodo dado, al estado especificado en que puede desempeñar su función esperada (Feigenbaum, 2004).

Para fomentar la confianza, la parte central es el monitoreo de las condiciones del sistema, que se puede realizar con el seguimiento en línea o mediante control periódico, siendo utilizado este último debido a su bajo costo y otorgando un diagnóstico preciso mediante filtrado de los datos procesados. Pronóstico es el proceso de la predicción de la confiabilidad futura de un producto mediante la evaluación del grado de desviación o degradación del producto de sus condiciones previstas de funcionamiento normal. (Gang et al, 2010).

La mayoría de los análisis de confiabilidad dependen de la evaluación matemática basadas en la información asociada a los datos de fiabilidad de algunos componentes. (Carazas y Salazar, 2010). Varios modelos están disponibles, entre ellos se encuentran la distribución de Weibull, la distribución logarítmica normal y la distribución inversa de Gauss; todas estas distribuciones son bastante flexibles y pueden ser utilizadas para la modelación detallada de los mecanismos de error. (Marvin, 1998). La construcción de modelos debe ser la más adecuada para representar el comportamiento de los datos observados y por lo general consta de las siguientes etapas: 1. Identificación del modelo, 2. Estimación de parámetros implícitos en el modelo, 3. Verificación de supuestos y 4. Uso del modelo (Guerrero, 1991).

2.5 Procesos Estocásticos

Los modelos están siendo utilizados en una medida cada vez mayor para investigar fenómenos que se definen por un flujo de acontecimientos en el tiempo, especialmente aquéllos que presentan características muy variables. Un modelo que posee una distribución de probabilidad conjunta de diferentes tipos de individuos en cada punto de tiempo sería un modelo estocástico, y todo proceso, concebido como un desarrollo continuo en el tiempo sería llamado proceso estocástico (Bayley, 1964).

Un proceso estocástico es una familia de variables aleatorias asociadas a un conjunto índice, generalmente el tiempo, de tal forma que a cada elemento del conjunto le corresponda una variable aleatoria; esto se escribirá como $\{Z(\tau); \tau \in T\}$, en donde T es el conjunto índice de $Z(\tau)$ es la variable aleatoria correspondiente al elemento τ de T . Cuando se desea remarcar la dependencia del evento aleatorio ω entonces al proceso se le identifica como $Z(\omega, \tau)$ de tal forma que $Z(\omega, \cdot)$ representa una variable aleatoria en un punto específico del valor del índice y $Z(\cdot, \tau)$ representa una trayectoria del proceso para un evento particular. Tanto la variable aleatoria Z como el conjunto índice T pueden ser continuos o discretos por lo que existen en general cuatro posibles procesos estocásticos que se pueden observar: continuos tanto en variable como en el índice que se conocen como procesos aleatorios continuos, discreto en variable pero continuo en el índice a los que se les denomina procesos aleatorios discretos, de variable continua pero índice discreto llamadas secuencias o sucesiones aleatorias continuas, y por último, tanto la variable como el índice son discretos y se denominan secuencias aleatorias discretas (Papoulis, 1984).

Un proceso aleatorio o estocástico se dice que es estacionario si todas sus propiedades estadísticas no cambian con el tiempo, esto es, sus momentos de

cualquier orden son independientes del conjunto índice (del tiempo). En caso contrario, se denominan no estacionarios (Guerrero, 1991).

2.6 Modelos de regresión lineal

El análisis de regresión es una técnica estadística para investigar y modelar la relación entre variables. Las aplicaciones de la regresión se encuentran en numerosos campos de la investigación (Navidi, 2006). La idea principal consiste en que dada la información de un conjunto de variables que se consideran explicativas de un proceso, la respuesta se da a través de una o varias variables dependientes.

Un modelo simple lo constituye aquel en el que se observa una sola respuesta que depende de por lo menos una variable explicativa o independiente del tipo: $y_i = f(x, \beta) + \varepsilon_i$ donde x, β representan el vector de variables explicativas y el vector de parámetros respectivamente. La variable ε_i se le imponen como condiciones que su media sea cero, varianza finita generalmente desconocida pero que puede ser estimada, y no correlacionada entre sí.

Bajo los supuestos anteriores el mecanismo para estimar los parámetros del modelo consiste en tener una muestra $\{(x_i, y_i) \mid i = 1, 2, \dots, n\}$ y tener una medida para medir el ajuste de la función a los datos o muestra. El criterio utilizado en este caso se denomina mínimos cuadrados y se busca minimizar el error cuadrático medio, esto es: $\min Q = \sum \varepsilon_i^2$. El resultado obtenido se denomina ecuaciones normales y siempre consiste en un sistema de ecuaciones lineales en los parámetros. La minimización se logra mediante el gradiente con respecto a los parámetros: $\frac{\partial Q}{\partial \beta_i} = 0$.
(2.2) (Mendenhall, 2002).

Obsérvese que en este modelo $E(Y)$ es una función lineal de x , así como también de β_0 y β_1 por lo que afirmamos que tenemos un modelo estadístico lineal de Y en función de los parámetros desconocidos β_0 y β_1 y no necesariamente una función

lineal de x , por tanto, $Y = \beta_0 + \beta_1(\ln x) + \varepsilon$ es un modelo lineal ya que $\ln x$ es una constante conocida (Mendenhall, 2002).

Un procedimiento para estimar parámetros de un modelo lineal es el método de mínimos cuadrados ajustando una recta a un conjunto de datos, considerando que las desviaciones entre los valores observados y los estimados sean pequeñas (Mendenhall, 2002). Una ventaja de los mínimos cuadrados iterativo es que es simple de explicar a los estadísticos y puede ser fácilmente aplicado por ellos (Hahn et al, 1981)

Cuando se cumplen los supuestos respecto a los errores aleatorios ε [normalidad, independencia, $V(\varepsilon) = \sigma^2$ para todos los valores de x_1, x_2, \dots, x_k], se puede demostrar que el procedimiento de mínimos cuadrados da como resultado los mejores estimadores lineales insesgados para $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k$. Es decir, si estimamos los parámetros $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k$, mediante funciones lineales y_1, y_2, \dots, y_k , los estimadores de mínimos cuadrados tienen una varianza mínima. Otros estimadores de mínimos cuadrados pueden tener una varianza menor que la de los estimadores de mínimos cuadrados, pero si existen tales estimadores no se les conoce en este momento. Por lo tanto, utilizar el método de mínimos cuadrados es de fácil aplicación con propiedades útiles en muchas situaciones para investigar la relación entre una respuesta y un conjunto de variables independientes. Una vez estimado el modelo entonces puede estimarse la varianza residual mediante $\sigma_i^2 = \sum_i^n (y_i - \hat{y}_i)^2 / (n - k)$ (2.3) donde k representa la cantidad de parámetros estimados. La varianza residual permite elegir entre modelos que mejor expliquen el ajuste a la información (Mendenhall, 2002).

2.7 Pruebas de hipótesis para varianzas

Una prueba de hipótesis es una comparación de un parámetro contra cierto valor, con el propósito de determinar la certeza de una hipótesis semejante es verdadera

(Navidi, 2006). El procedimiento formal para realizar pruebas de hipótesis se asemeja al método científico, en donde se inicia con la observación, se formula una teoría para después confrontarla con lo observado proponiendo una hipótesis con respecto a uno o más parámetros, en la cual afirma que los valores específicos son iguales. En seguida compara y si esta con concuerda con ellas, la rechaza, de lo contrario concluye que la hipótesis no puede ser rechazada con la información con la que se cuenta (Mendenhall, 2002).

En el caso de una prueba para la varianza su estructura es la siguiente:

$$H_0: \rho^2 = \rho_0^2$$

$$H_1: \begin{cases} \rho^2 < \rho_0^2 \\ \rho^2 \neq \rho_0^2 \\ \rho^2 > \rho_0^2 \end{cases}$$

Para el rechazo de la hipótesis nula se requiere que el estadístico asociado a esta prueba $X_c^2 = (n - 1)s^2/\sigma_0^2$ (2.4) se compare con el valor de tablas correspondiente X_{α}^2 para un error máximo α y varianza muestral s^2 observada.

2.8 Software de apoyo: Matlab

El éxito de la aplicación del MCC depende un poco del tipo de la industria y la complejidad de los sistemas analizados, así como los recursos asignados al proyecto, por ejemplo, recursos externos, como consultores y software diseñado para ello (Selvik and Aven, 2010).

Matlab representa un software de apoyo para la solución de problemas de ingeniería y varios autores han realizado investigaciones con esta herramienta. Chen et al, (20) resolvieron numéricamente un sistema de ecuaciones matemáticas de MATLAB para estimar el cambio de la eficiencia del sistema de generadores de alta eficiencia. Un análisis de fiabilidad de nuevos diseños para la seguridad en automóviles, fue desarrollado por Matlab para la descripción de las tasas de transición entre los

estados del sistema con un fracaso y los estados del sistema con dos fracasos (Dominguez-Garcia et al, 2005).

Matlab es un entorno de computación técnica que posibilita la ejecución del cálculo numérico y simbólico de forma rápida y precisa, acompañado de características graficas y de visualización avanzadas aptas para el trabajo científico y la ingeniería implementando más de 500 funciones para el trabajo en distintos campos (Pérez, 2002).

La habilidad para utilizar Matlab se ha convertido en un requisito para muchos campos de la ingeniería y ciencias. Para su uso es importante tener un enfoque consistente en resolver problemas técnicos, como se plantea a continuación (Moore, 2007).

- Plantear el problema
- Describir los valores de entrada (conocidos) y las salidas (incógnitas) que se requieren
- Desarrollar un algoritmo para resolver el problema mediante la identificación de ecuaciones que relacionen los valores conocidos con las incógnitas.
- Resolver el problema con ayuda de las herramientas que ofrece Matlab
- Y por último, probar la solución.

Áreas como la estadística, algebra lineal, análisis matemático, bases de datos y geométrica se encuentran en el modulo básico de Matlab y en sus toolboxes adicionales (Pérez, 2002).

3. METODOLOGIA

El uso del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) consiste en la aplicación de una serie de pasos apoyados en la utilización de diversas herramientas para alcanzar la confiabilidad a nivel componente, sistema y planta, con la finalidad de lograr y mejorar la productividad de la central. La figura 3.1 muestra el diagrama de flujo del MCC, el cual consta de tres fases. La primera fase la integran la recopilación de información, después se analiza la situación actual del sistema dividiendo el proceso general de producción en subprocesos y por último y se selecciona el equipo que estará bajo análisis del MCC mediante una evaluación para identificar el equipo importante que integra al subsistema.

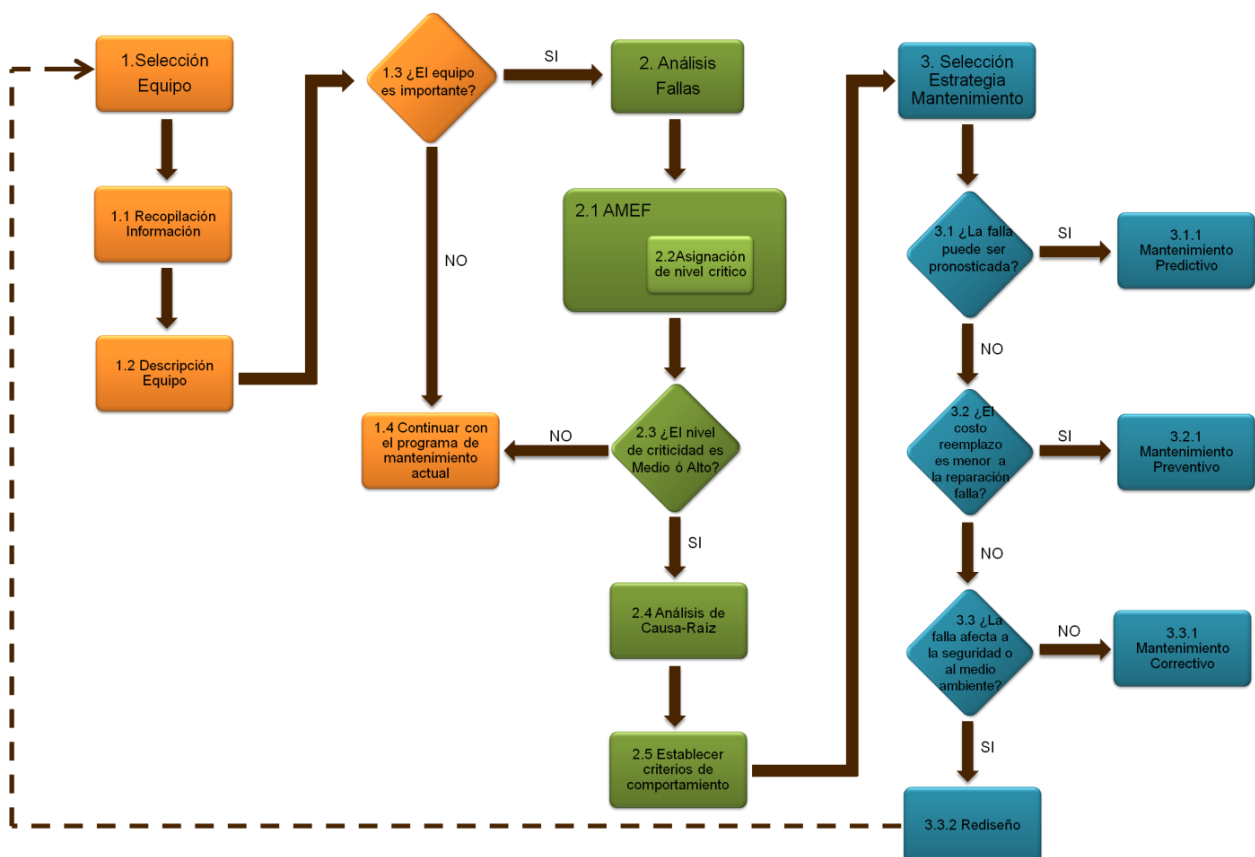


Figura 3.1 Diagrama de flujo de aplicación general del MCC (elaboración propia).

La segunda fase esta direccionada al equipo importante en donde se incluye el análisis de modo y efecto de fallas (AMEF), el cual permite identificar las funciones del equipo, el modo de falla y las causas de la misma las cuales están asociadas a otra etapa de la fase que consiste en la clasificación del impacto de la falla; continuando con el AMEF se identifican los efectos de las fallas y finaliza con el análisis de los componentes críticos que tiene por objetivo clasificar los riesgos como alto, medio o bajo. Los riesgos clasificados como alto y medio, continúan con análisis de causa raíz para descubrir las causas que originan las fallas e identificando los elementos asociados. Y por último, la tercera fase corresponde a la selección de la estrategia de mantenimiento.

A continuación se describen más a detalle cada una de las fases del diagrama general de aplicación del MCC

3.1 Fase I. Identificación de los elementos de estudio para el MCC

La primera fase va dirigida a identificar los equipos y elementos involucrados en la implementación del MCC. Como se muestra en la figura 3.2 esta fase está integrada por tres partes: recopilación de información, diagrama de flujo del proceso y selección del equipo.

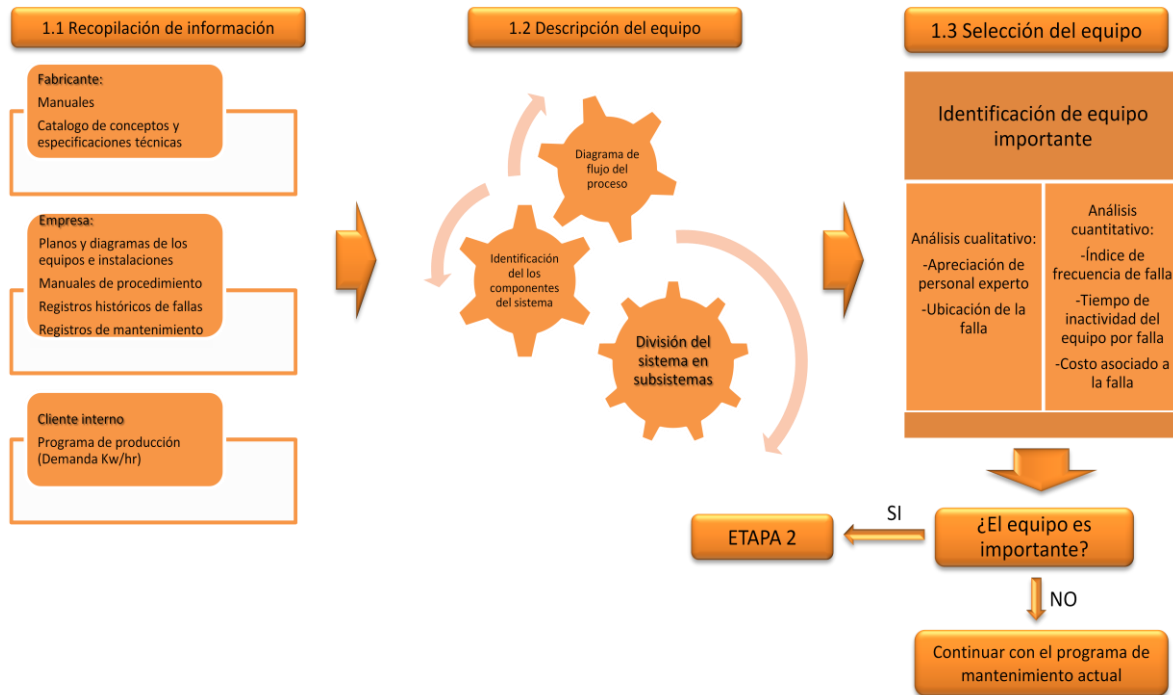


Figura 3.2 Fase I. Identificación de los elementos de estudio para el MCC (elaboración propia).

Al iniciar el plan de implementación del MCC es importante realizar una exploración sobre los datos necesarios que permitirán su desarrollo, por tal motivo la recopilación de la información será a partir de varias fuentes:

- **Fabricante:** el fabricante o proveedor de los equipos asociados al proceso productivo, proporcionan cierta información útil, tal como manuales de uso, catálogos de conceptos y especificaciones, diseños o diagramas de los componentes, así mismo en las pólizas de garantía establecen la duración del equipo y recomendaciones para reparaciones o sustitución de las partes.
- **Empresa:** dentro de la empresa se encuentra la mayor disponibilidad de datos e información y para el análisis del MCC es necesario contar con los manuales de procedimientos asociados al equipo, planos y diagramas y registros como históricos de fallas, de mantenimiento preventivos y correctivos ejecutados, número y frecuencia de mantenimientos preventivos dentro del período, costos de mantenimiento, entre otros.

- Cliente: representa un factor importante dentro de la implementación del MCC ya que la efectividad del proceso productivo va encaminado al cumplimiento y satisfacción de la demanda establecida por cliente. Por tal motivo, los requerimientos del cliente permiten establecer las metas y objetivos de producción, así como la determinación de la disponibilidad necesaria de los equipos.

La siguiente etapa está relacionada con la descripción del sistema a analizarse, en donde es importante hacer un desglose de lo general hasta lo más específico, indicando la relevancia o impacto del sistema sobre el proceso. El uso de herramientas como el diagrama de flujo y diagramas de bloques resulta útil, ya que permite visualizar las diferentes etapas del proceso productivo e identificar los componentes importantes del sistema.

La última parte, consiste en la identificación del equipo importante y equipo general, ya que no es necesario aplicar MCC a todo el equipo (sin embargo puede hacerse) por lo tanto el proceso de selección permite asegurar la inversión de tiempo y recursos en donde más se requiere y a los componentes más significativos dentro del proceso.

La selección se realiza a partir de un análisis cualitativo y cuantitativo. El análisis cuantitativo está relacionado con el índice de frecuencia de la falla asociado a cada componente, el tiempo de inactividad del equipo por la falla que involucra el tiempo en que se repara el equipo, y en caso de no contar con las piezas de repuesto también se suma el tiempo de suministro de las partes así como el tiempo requerido para que el equipo vuelva a funcionar (tiempo de arranque de la máquina). Por último se consideran los costos involucrados con la ocurrencia de la falla.

El análisis cualitativo está principalmente vinculado por las recomendaciones del personal involucrado, tomando como referencia sus experiencias para ayudar a

identificar que elementos son los más importantes, así como la ubicación de los mismos dentro del proceso productivo. Así el equipo seleccionado como importante continuará con la segunda fase.

3.2 Fase II. Análisis de fallas

La segunda fase permite obtener los elementos necesarios para seleccionar la estrategia de mantenimiento más adecuada a cada equipo, mediante la aplicación de dos importantes herramientas: el AMEF y análisis de causa raíz.

El AMEF inicia con un listado de todas las funciones y estándares de funcionamiento asociados al equipo, es importante definir y detallar cada una de ellas para poder analizar los siguientes pasos. La siguiente etapa es la definición de los modos de falla, ya que permite comprender exactamente qué es lo que se tratará de prevenir, y deben ser definidos a un nivel de análisis adecuado para la organización. La tercera parte la constituye un listado de los efectos de la falla, indicando lo que pasaría si cada modo de falla ocurriera, después se enlistan las causas de las fallas usando la técnica de los cinco porqué.

Otra parte importante que se ha agregado al AMEF es el análisis de criticidad de la falla, tomando como referencia la matriz propuesta por Dacheng y Jinji (2010). Los criterios de evaluación propuestos por los autores han sido modificados y adoptados a esta investigación, considerando manuales propios de la organización bajo estudio, así como indicadores ya establecidos. De tal manera que la matriz de asignación del nivel de criticidad queda como se indica en la figura 3.3 y los criterios de asignación se muestran en la tabla 3.1.

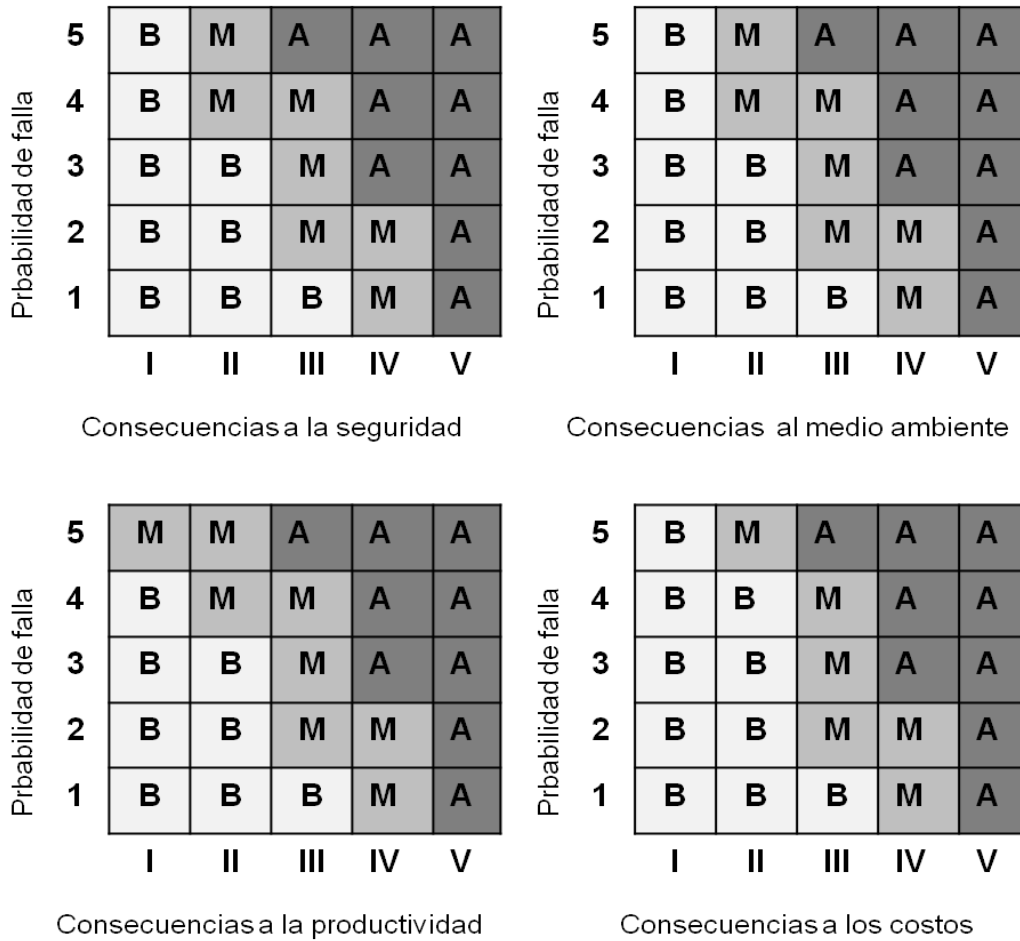


Figura 3.3 Matriz de asignación de nivel de criticidad

Nivel		Criterio
P1	V	Muerte inmediata o dentro de 30 días después del accidente
Consecuencias a la seguridad	IV	Discapacidad física ,pérdida de la función auditiva, visual o de otro tipo;
	III	peligro grave para la salud humana
	II	Daños moderados en el cuerpo humano; discapacidad a corto plazo en función de los órganos auditivos, visuales o de otro tipo;
	I	leve o moderado riesgo para la salud humana
		Daños leves, sin discapacidad de las funciones
		No hay daños en el cuerpo. No hay peligro para la salud humana

P2	V	Existen daños irreparables a seres humanos, flora, fauna o elementos naturales, el alcance de los daños traspasa el área de influencia del centro de trabajo en grandes distancias, no se han adoptado mecanismos de control, la duración del posible efecto adverso causado al medio ambiente es mayor a un año, ó la importancia del aspecto ambiental es de interés para la mayoría de las partes interesadas (comunidad, organismos de gobierno, proveedores y personal de CFE).
Consecuencias al medio ambiente	IV	Los daños a los elementos naturales que requieren medidas de restauración complejas, el alcance de los daños incluye el centro de trabajo y un área adyacente, existen mecanismos de control instalados pero no funcionan adecuadamente o no son suficientes, la duración del posible efecto adverso causado al medio ambiente es mayor a un mes hasta un año, ó la importancia del aspecto ambiental es de interés para alguna de las partes interesadas (comunidad, organismos de gobierno, proveedores y personal de CFE).
	III	Los daños a los elementos naturales que requieren medidas de restauración mayores, el alcance de los daños se da en la mayoría de las áreas del centro de trabajo, existen mecanismos de control instalados y funcionan adecuadamente pero no son suficientes, la duración del posible efecto adverso causado al medio ambiente es mayor a una semana hasta un mes, ó la importancia del aspecto ambiental con respecto al interés mostrado por las partes interesadas (comunidad, organismos de gobierno, proveedores y personal de CFE) es secundario.
	II	Los daños a los elementos naturales que requieren medidas de restauración simples, el alcance de los daños se da solo en algunas áreas del centro de trabajo, existen mecanismos de control instalados y funcionan adecuadamente, la duración del posible efecto adverso causado al medio ambiente es menor o igual a una semana, o la importancia del aspecto ambiental con respecto al interés mostrado por las partes interesadas (comunidad, organismos de gobierno, proveedores y personal de

		CFE)	es	poco.
	I	No existen aguas residuales, gases residuales; y los residuos de polvo, olores, ruidos, vibraciones, radiaciones, ondas electromagnéticas, u otros efectos adversos producidos son: dentro de la gama admisible de los índices de protección del medio ambiente		
		o la importancia del aspecto ambiental con respecto al interés mostrado por las partes interesadas (comunidad, organismos de gobierno, proveedores y personal de CFE) es nulo.		
P3	V	No hay producción en más de 48 horas		
Consecuencias	IV	No hay producción de 36 a 48 horas		
a perdida de la	III	No hay producción de 24 a 36 horas		
producción	II	No hay de producción de 12 a 24 horas		
	I	No hay producción en menos de 12 horas		
P4	V	>7,584 MW		
Consecuencias	IV	5,688-7,584 MW		
a los costos	III	3,792-5,688 MW		
por	II	1,896-3,792 MW		
mantenimiento	I	0-1,896 MW		

Tabla 3.1 Criterios de evaluación para el análisis de componentes críticos

Los elementos con nivel bajo continúan con la estrategia de mantenimiento actual. Los componentes con nivel medio y alto, continúan con la siguiente etapa de la fase, el análisis de causa raíz.

El análisis de causa raíz mediante la aplicación de un árbol de fallas, permitirá obtener los elementos y factores que intervienen en la ocurrencia de fallas, y si éstos pueden ser monitoreados y controlados mediante la selección de una estrategia de mantenimiento, puede llegar a reducirse la incertidumbre de la ocurrencia de fallas.

3.3 Fase III. Selección de la estrategia de mantenimiento

La selección de la estrategia de mantenimiento cuenta con el siguiente orden de prioridad tal como se muestra en la figura 3.4:

- 1° Mantenimiento predictivo,
- 2° Mantenimiento preventivo,
- 3° Mantenimiento correctivo, y por último
- 4° Rediseño

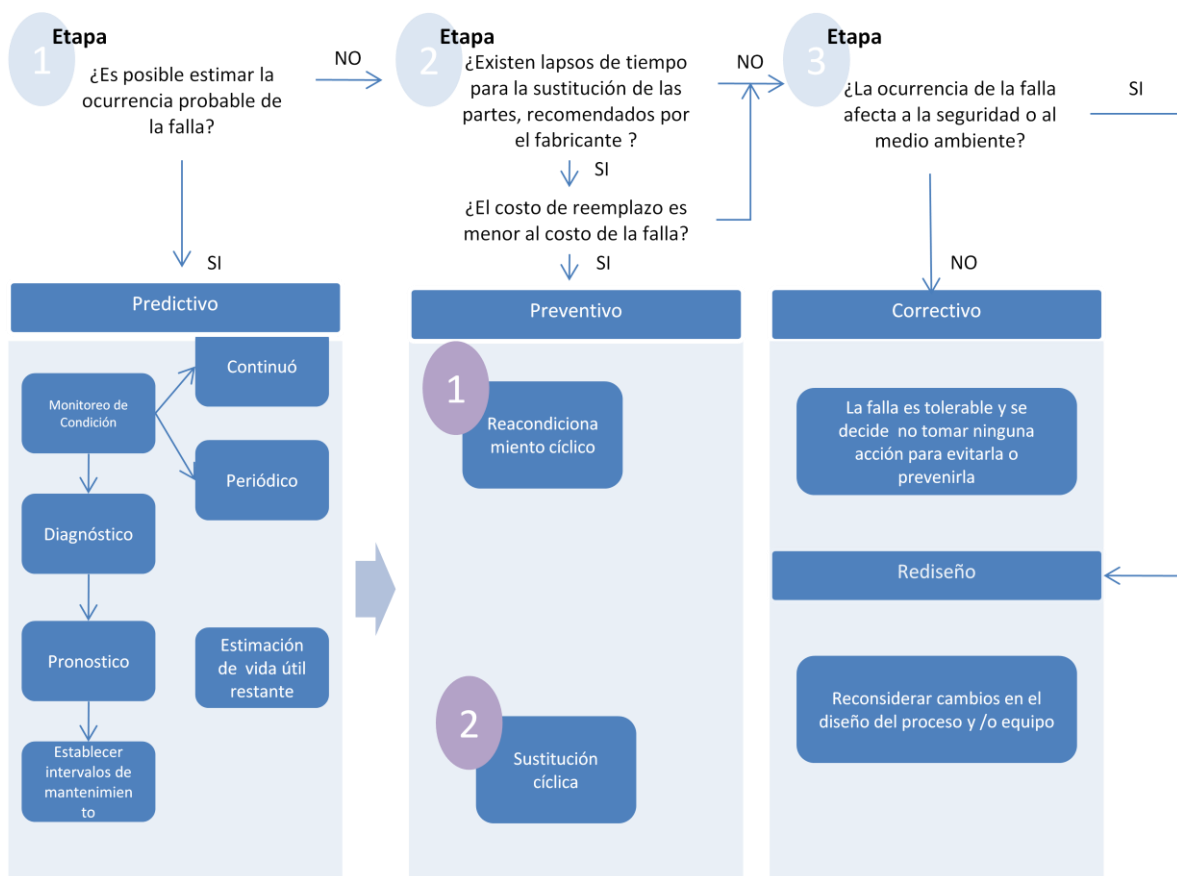


Figura 3.4 Fase III. Selección de estrategia de mantenimiento (elaboración propia)

En base a los resultados obtenidos de la fase II del análisis de causa raíz, podemos contestar la siguiente pregunta ¿Es posible estimar la ocurrencia probable de la falla? Si se identifican los elementos y es posible seguir ciertos

indicadores, la estrategia de mantenimiento más adecuada es el mantenimiento predictivo.

El mantenimiento predictivo inicia con el monitoreo de una condición, el cual puede ser en tiempo o real o periódico; después se ejecuta un diagnóstico de los datos obtenidos para posteriormente realizar un pronóstico de la vida útil restante del equipo. La estimación de la vida útil restante permite establecer con anticipación, los plazos de ejecución del mantenimiento el cual puede consistir en una restauración del equipo o una sustitución de la parte.

Si la respuesta a la pregunta 1 de la figura 3.4 es un NO, se continua con la etapa 2, en donde se pueden obtener tres casos: si el fabricante ha otorgado los plazos de reemplazo de los componentes y además el costo de reemplazo es menor al costo de reparación de la falla, entonces resulta más conveniente aplicar un mantenimiento preventivo que consiste en la restauración o reemplazo de las partes.

El segundo caso establece que el fabricante ha concedido los plazos de sustitución de las partes, sin embargo, el costo de reemplazo es mayor al costo de reparación, por lo tanto se inicia con la tercera etapa.

Y por último, el tercer caso nos dice que el fabricante no ha establecido los plazos de reemplazo de los componentes y no es posible estimarlos, pasando a la tercera etapa.

La última etapa nos muestra dos casos, el primero de ellos establece que la falla no afecta la seguridad ni al medio ambiente, por lo tanto, se aplica un mantenimiento correctivo en donde se ejecutará una acción de mantenimiento hasta que el componente falle.

El último caso es presentado cuando no pudo adjudicarse ningún tipo de mantenimiento, ya que no es posible estimar la ocurrencia probable de la falla, no existen plazos de reemplazo estimados por el fabricante y los costos de mantenimiento son mayores a los de reemplazo además de que afecta a la seguridad y al medio ambiente, por tal motivo la única opción de atender la falla es con el rediseño del equipo o proceso.

4. RESULTADOS

Este capítulo muestra la aplicación de la metodología propuesta, planteando la fuente de la cual procedieron los datos, para después hacer un análisis extensivo de éstos, se describe paso a paso la aplicación de las tres fases que componen la metodología propuesta y finalmente se hace un análisis de los resultados obtenidos.

4.1 Obtención de datos

La central termoeléctrica (CT) bajo estudio cuenta con cuatro unidades generadoras, en esta investigación se tomaran en cuenta dos de ellas, las unidades 3 y 4; las cuales poseen las mismas características, ambas con capacidad de generación de 158 MW. Para el desarrollo de esta investigación se utilizan los registros propios de la CT. En el primer apartado referente a la descripción del proceso, se utilizaron manuales e instructivos correspondientes a los generadores de vapor (GV) de las unidades 3 y 4, en la etapa de identificación de equipo primario se considera el histórico de fallas, utilizando de referencia los registros obtenidos de un programa informático en línea, el cual posee datos desde el año 2004. Para la aplicación de la encuesta presentada y el desarrollo del análisis de modo y efecto de fallas (AMEF) fue primordial la participación de personal experto involucrado en el tema, así como el apoyo en varios manuales propios de la institución que complementan la información proporcionada.

Por último, en la propuesta de una estrategia para apoyar el mantenimiento predictivo, se utilizaron registros de medición de espesores de las tuberías que integran a un componente clave del GV, recabándose registros de cinco años (2003, 2004, 2007, 2009 y 2010) de 32 elementos que integran al sobrecalentador secundario banco inferior de la unidad 3.

4.2 Análisis de datos

Se inicia con una descripción general del proceso de generación eléctrica propia de la CT, identificando el equipo primario en base a las fallas presentadas, para desarrollar un AMEF detallado de los mecanismos de falla por tubería rota, finalmente se propone un modelo predictivo para estimar el tiempo medio al cual la tubería alcanza su espesor mínimo requerido.

4.2.1 Descripción del proceso

El proceso de generación eléctrica dentro de los GV se describe a continuación.

El agua de alimentación es suministrada al domo superior de vapor procedente del cabezal de salida del economizador tal como se muestra en la figura 4.1, en donde se precalienta el agua de alimentación con la recuperación de calor que aun contienen los gases de combustión antes de abandonar el GV a una temperatura a máxima carga de 273°C. Desde el domo superior, a través de las tuberías bajantes se suministra el agua al domo inferior, del cual se reparte a las paredes de agua. Las paredes de agua terminan en un cabezal de salida, el cual descarga la mezcla de agua / vapor al domo superior. Las paredes de agua de la caldera absorben el calor radiante de la combustión, con lo cual parte del agua que contienen los tubos se vaporiza y esta mezcla de agua / vapor es descargada en el domo superior para su separación, antes de que el vapor siga su camino hacia el sobrecalentador.

En el domo se hace la separación del agua y del vapor. El agua de caldera se mezcla con el agua de alimentación entrante; el vapor saturado seco es conducido al sobrecalentador a través de unos tubos de conexión, pasando a través de varios pasos de sobrecalentamiento, dos de ellos se encuentran en la zona de radiación, que son el sobrecalentador de baja temperatura y el sobrecalentador de alta temperatura., el otro banco de tuberías se encuentra en la zona de convección del

GV y es el sobrecalentador intermedio, en donde el vapor es llevado hacia su temperatura de diseño de 540.6°C.

Del cabezal de salida del sobrecalentador el vapor es conducido hasta la turbina a través de las líneas de vapor principal. Del cilindro de alta presión de la turbina el vapor recalentado frío regresa a la caldera para ser recalentado a su temperatura de 540.6°C nuevamente a través de la transferencia de calor de los gases de combustión con los bancos de recalentadores de caldera, los cuales están en la zona de radiación de gases que son el recalentador de alta temperatura y el recalentador de baja temperatura, posteriormente se conduce hacia la turbina de baja presión.

Finalmente el vapor frío es recuperado en el economizador, que es utilizado para precalentar el agua de alimentación que es introducida al sistema de generación por las pérdidas generadas en el ciclo.

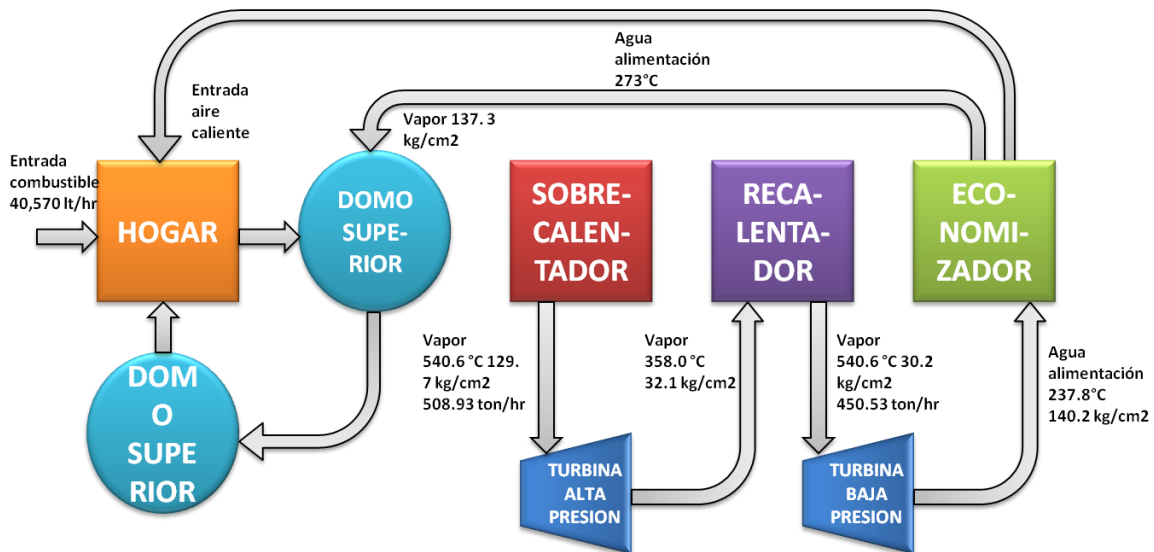


Figura 4.1 Diagrama de circulación de agua en GV (elaboración propia).

El arreglo general de la ubicación de los componentes del GV se muestran en la figura 4.2.

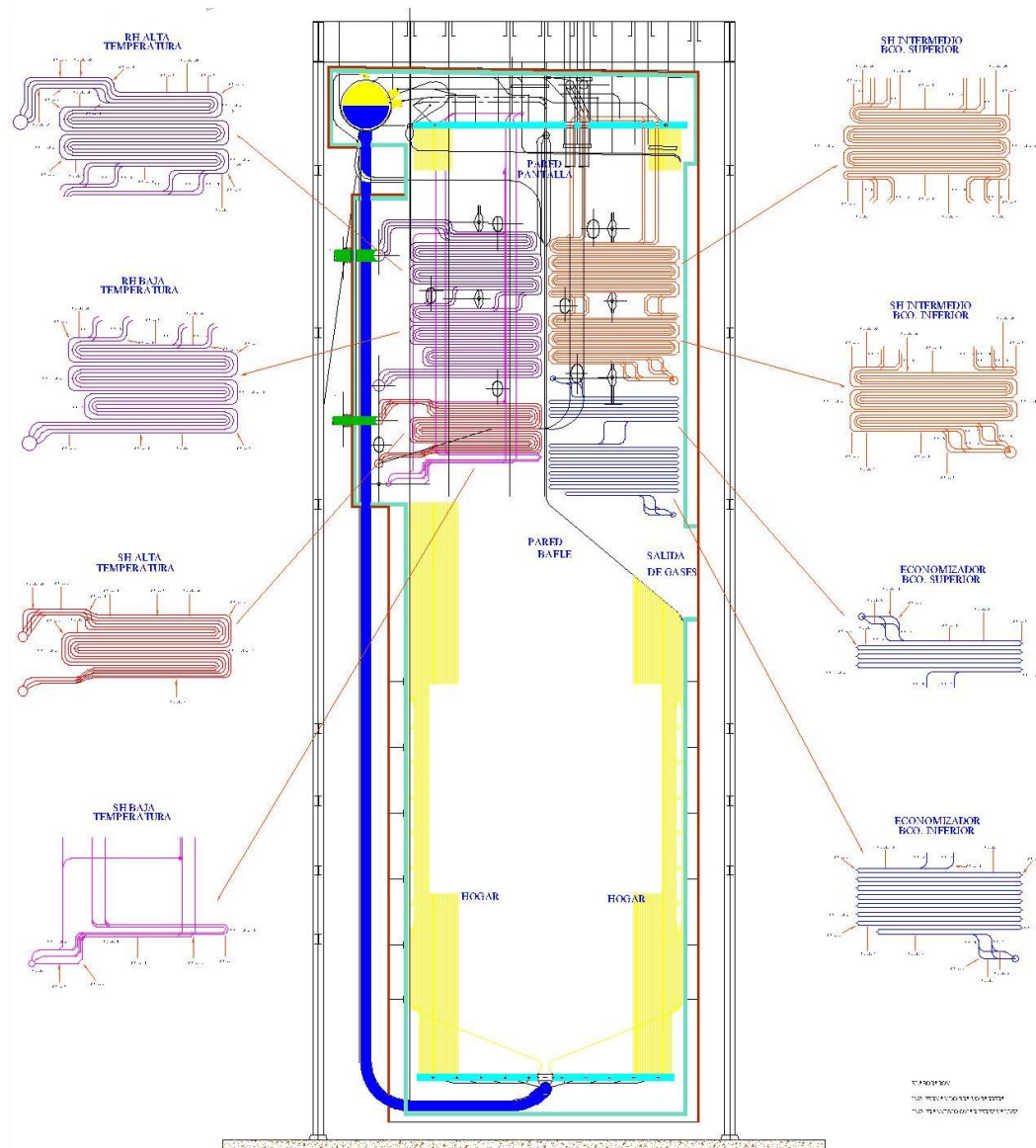


Figura 4.2 Arreglo general de componentes del GV (unidad 3 y 4)

Las funciones principales del sistema son las siguientes:

- Mantener el vapor sobrecalentado hacia turbina con una temperatura de 540.6°C.
- Suministrar vapor sobrecalentado hacia turbina con un flujo de hasta 463.12T/h a 158MW.
- Suministrar vapor sobrecalentado hacia turbina con una presión de 129.7 kg/cm².

- Mantener el vapor recalentado hacia turbina con una temperatura de 540.6°C.
- Absorber el calor generado por la combustión en caldera mediante el proceso de radiación y convección logrando el incremento de la temperatura del agua-vapor.
- Contener de manera eficiente el agua-vapor en caldera evitando fugas.
- Mantener un nivel entre +/- 250mm de agua en el domo de caldera evitando arrastres de humedad a turbina o daños en tuberías de caldera.

4.2.2 Identificación de equipo primario

La CT cuenta con un registro histórico de fallas presentadas relacionado con el GV, se identificaron las siguientes:

- | | |
|---|--|
| 1. Bomba de aceite | 14. Protecciones de compresor |
| 2. Bomba de agua de circulación | 15. Protecciones del GV |
| 3. Bomba de agua de alimentación | 16. Quemadores |
| 4. Bomba de condensado | 17. Recalentador alta temperatura |
| 5. Calentadores de aceite
combustible | 18. Rotor |
| 6. Control de combustión | 19. Secador de aire de instrumentos |
| 7. Control nivel de areador | 20. Sobrecalentador |
| 8. Domo | 21. Sistema motriz del P.A.R. |
| 9. Ductos de gases del
recirculador GV | 22. Turbina |
| 10. Error mantenimiento/operación | 23. Válvula de control sistema vapor
auxiliar |
| 11. Estator del GV | 24. Válvula aisladora de
calentadores |
| 12. Filtros del sistema de
combustión | 25. Válvula de paro recalentado |
| 13. Paredes de agua | 26. Ventiladores de tiro forzado |

De la lista anterior, resultaron 26 componentes que han presentado fallas, de acuerdo a los registros obtenidos. La figura 4.3 muestra el índice de frecuencia de fallas por componente.

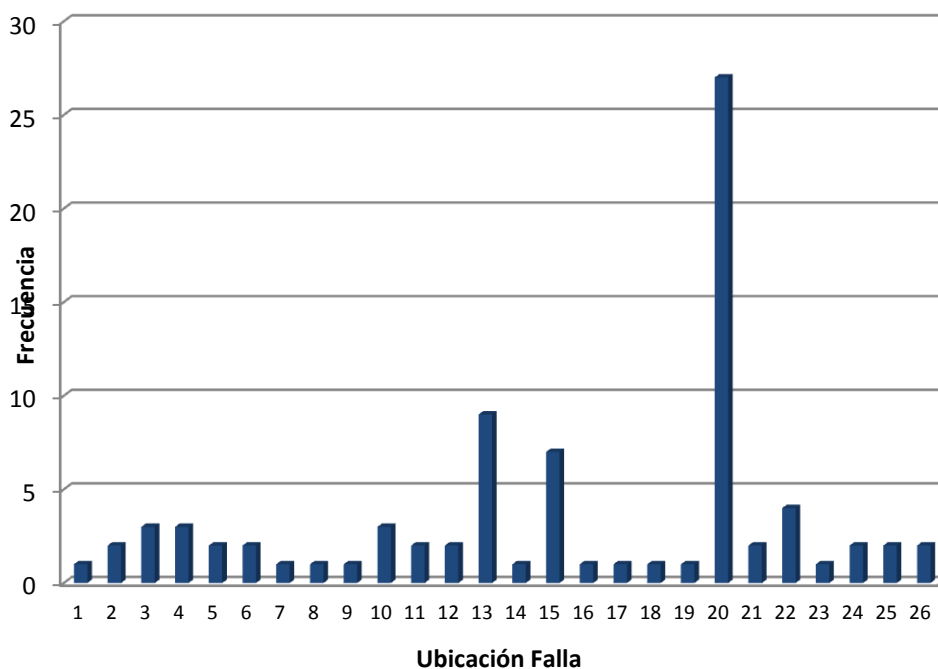


Figura 4.3 Índice de frecuencia de falla por tipo de componente del GV, en unidad 3 y 4

De los resultados del gráfico anterior se tiene que el componente que presenta mayor número de fallas es el sobrecalentador que representan en total el 32.14 % de las fallas generadas. En segundo lugar se tiene a las paredes de agua que forman el hogar de la caldera con un 10.71% y en tercera ubicación se encuentran las fallas presentadas por las protecciones del GV con un 8.32% de las fallas presentadas y en las turbinas con un 6.45%. El resto de los componentes que representan el 88.46%, han presentado fallas en un rango de 1-3.57 %.

De acuerdo a la descripción de las fallas presentadas y considerando los componentes con el mayor número de fallas de la figura 4.3, se presume que la causa primordial es por la ruptura de los tubos que los integran. Por lo tanto considerando los elementos que han presentado fallas por tubo roto (paredes del

hogar, sobrecalentador primario y secundario y recalentador), se obtiene que las fallas causadas por tubo roto representen aproximadamente el 44%, de acuerdo a la figura 4.4.

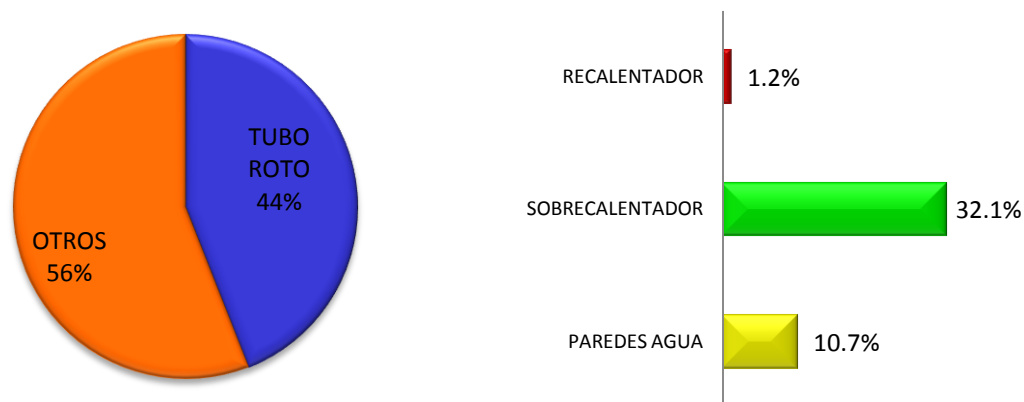


Figura 4.4 Fallas generadas por tubo roto en unidad 3 y 4

Toda falla presentada lleva inherentemente un lapso de tiempo de inactividad por reparación y en la CT esto se representa como Energía No Generada (ENOG). De acuerdo a los registros, se obtuvo que el total de la ENOG presentada en los componentes considerados en el figura 4.4 fue del 74% de la totalidad de las fallas presentadas en la CT durante los años 2004-2011. La figura 4.5 muestra el comportamiento de la ENOG por año, y se observa que el tiempo de respuesta para atender las fallas ha ido en decremento, en el año 2004 se tuvo una ENOG de 114,286.1 kw/Hr de la cual el 85.83% fue por fallas relacionadas con tubería rota, para el año 2005 la ENOG se redujo en más del 50% y solamente el 19.96% se ocasiono por la presencia de tubo roto; sin embargo, en el año 2006 se incremento el tiempo fuera de servicio de las unidades 3 y 4 con una ENOG de 66,773.6 kw/Hr siendo un 43.31% causada por rompimiento de tubería. En el 2007 se presenta un decremento en la ENOG con 56,590.6 kw/Hr del cual el 71.36% fue por tubería rota, en el 2008 no se presentó ninguna falla por rompimiento de tubería y la ENOG disminuyo a solo 12,692.1 kw/Hr, para el año 2009 se obtuvieron 17,092.4 kw/Hr y 74.25% se originó por fallas en tubería rota. Por último en el 2010 la ENOG fue de 9,394.6 kw/Hr y al igual que en el año 2008 no se presentó ninguna falla relacionada

con tubería rota, sin embargo, un dato importante que está relacionada con este decremento durante el año 2010 fue que la unidad 3 estuvo fuera de servicio durante 5 meses por trabajos de mantenimiento mayor. Sin embargo, en el año 2011 (enero-septiembre) se presentó el mayor número de fallas del histórico en estudio, con una ENOG de 171,446 KW/hr, de la cual 98.59% fue por fallas por tubo roto.

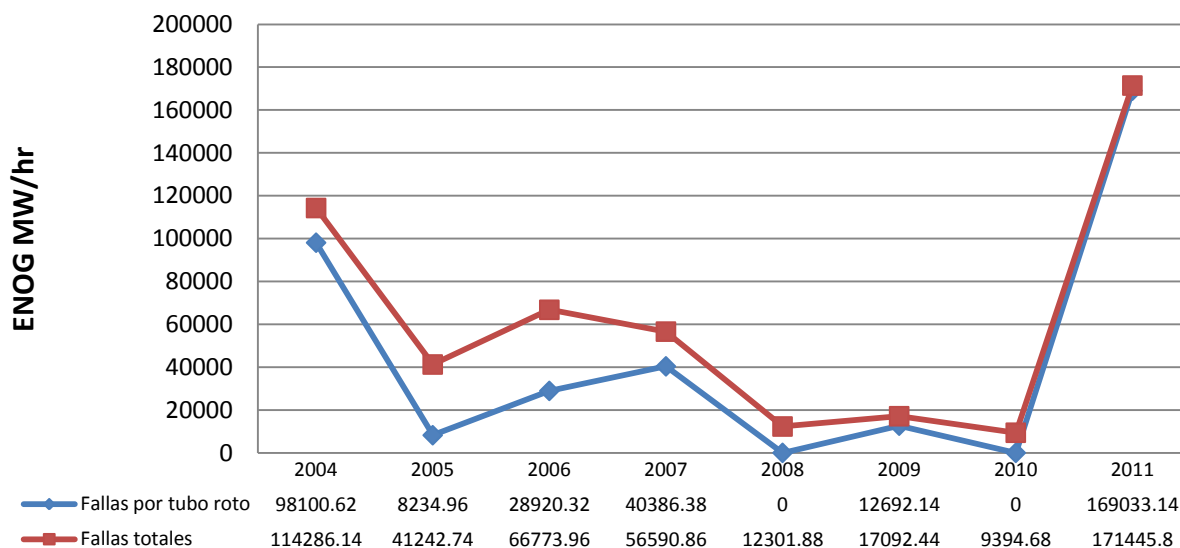


Figura 4.5 Comparativo histórico de ENOG de unidad 3 y 4

4.2.2.1 Encuesta

La experiencia del personal que labora en la CT es clave para el desarrollo de esta investigación, por tal motivo, es importante identificar su opinión sobre los componentes que consideran importantes y que deberán ser considerados en las siguientes etapas de la metodología. Para lograr lo anterior se realiza una encuesta la cual está dirigida a personal experto en la materia, con la finalidad de identificar y complementar la información plasmada en el histórico de fallas de la CT.

La encuesta comprende tres apartados. La primera parte consiste en datos generales del personal tales como área a la que pertenecen, años de experiencia y formación en la materia, esta información proporcionará la evidencia de que el

personal involucrado cuenta con la experiencia necesaria para el desarrollo del proyecto. La segunda fase consiste en identificar los subsistemas importantes de las unidades generadoras de la CT, y por último se presenta un análisis de fallas en GV identificando los componentes de mayor importancia de acuerdo al número eventos de fallas que han presentando, las causas que las originaron y evaluar los sistemas que actualmente cuenta la CT para prevenir las fallas.

La encuesta fue enviada vía correo electrónico al siguiente personal:

- Gerencia Reg. de Producción
- Superintendente Reg. Mecánico
- Superintendente Reg. Químico
- Superintendente Reg. De Operación
- Superintendente de La C.T.
- Jefe Depto. Mecánico C.T.
- Auxiliar Depto. Mecánico C.T.
- Jefe Depto. Químico C.T.
- Auxiliar Depto. Químico C.T.
- Jefe Depto. Operación C.T.
- Auxiliar Depto. Operación C.T.
- Jefe Depto. Civil C.T.

De 14 encuestas enviadas, se obtuvo respuesta de 12 personas lo cual representa el 86%, las cuales se muestran en el anexo 4.1. Los resultados de la encuesta son los siguientes:

El subsistema que ha presentado mayor numero de fallas según los resultados es el GV con el 91.6%, mientras que solo un encuestado respondió que la turbina y su equipo auxiliar.

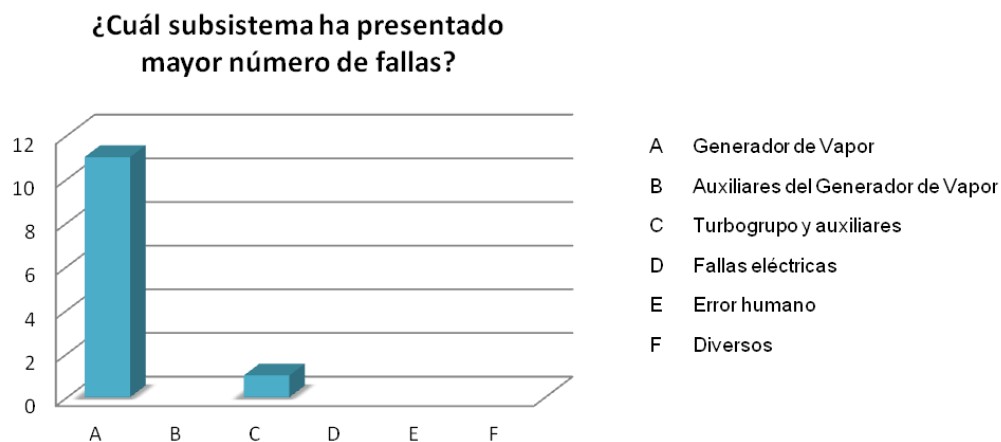


Figura 4.6 Resultados de encuesta pregunta No. 1

La siguiente pregunta muestra el impacto de la falla en cada uno de los subsistemas, definiendo el impacto como la energía no generada durante la falla. En la figura 4.7 se muestra que el GV cuenta con un impacto alto, ya que cuando se presentan fallas en este el tiempo fuera de servicio es muy alto, y solo un encuestado seleccionó a la turbina con un impacto alto. Los subsistemas con impacto de falla medio fueron los equipos auxiliares del GV y la turbina, y por último todos los encuestados coinciden en que las fallas en equipo eléctrico, por error humano u otros tienen un impacto de falla bajo

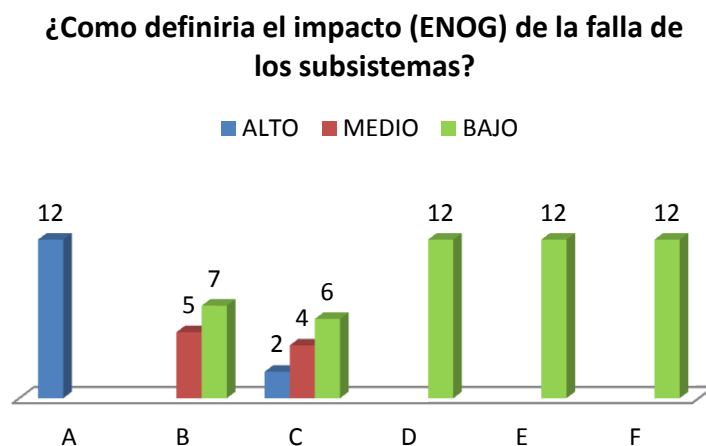


Figura 4.7 Resultados de encuesta pregunta No. 2

Los resultados de la tercera etapa, sobre análisis de fallas en el GV, muestran que los componentes por orden de importancia (considerando a el de mayor importancia al que haya presentado mayor numero de fallas), son el sobrecalentador y las paredes de agua en primer lugar, después al recalentador y el economizador, y por último a la soportería de tubos y otros componentes tal como se muestra en la figura 4.8. Estos resultados coinciden con el histórico de fallas analizado del periodo 2004 a septiembre del 2011, en donde el sobrecalentador representa el 32.14 % de las fallas generadas y las paredes de agua que forman el hogar de la caldera con un 10.71%

Asignación de orden de importancia de componentes del Generador de Vapor

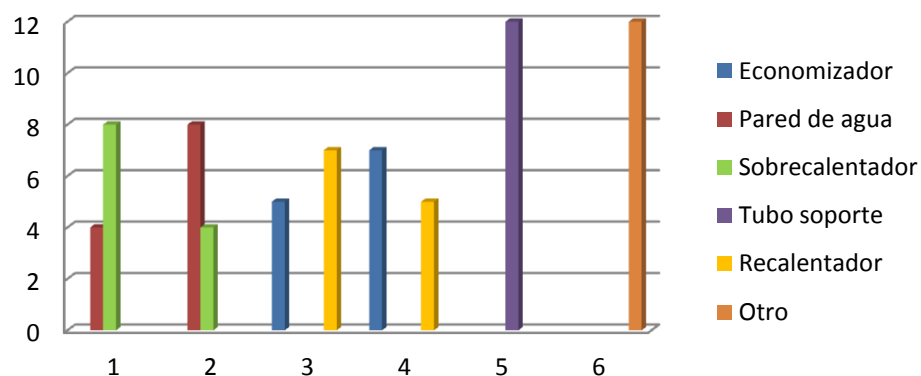


Figura 4.8 Resultados de encuesta pregunta No. 3

Las siguientes preguntas están orientadas a conocer si existen sistemas de control instalados actualmente en la CT que permitan identificar la falla, en donde el 42% de los encuestados contestaron que No, mientras que el 58% afirman que si existen controles operacionales instalados actualmente tal como se muestra en la figura 4.9, como puede observarse existe discrepancia en las respuestas, sin embargo, las personas que contestaron que si afirman que la planta cuenta con indicadores que muestran cuando ocurre la falla tales como nivel en domo, presión y consumo de agua, mientras que las personas que contestaron que no es porque aseveran que no se cuenta con sistemas que les ayuden a identificar irregularidades antes de que ocurra la falla, de tal manera que éstas no pueden ser atendidas y no puede evitarse

que ocurran. De tal manera que puede concluirse que la CT posee sistemas que les indican el momento en que ocurrió la falla, sin embargo, lo que se pretende es contar con indicadores que les ayuden a pronosticar cuándo ocurrirá la falla de tal manera que esta pueda ser corregida antes de que suceda.

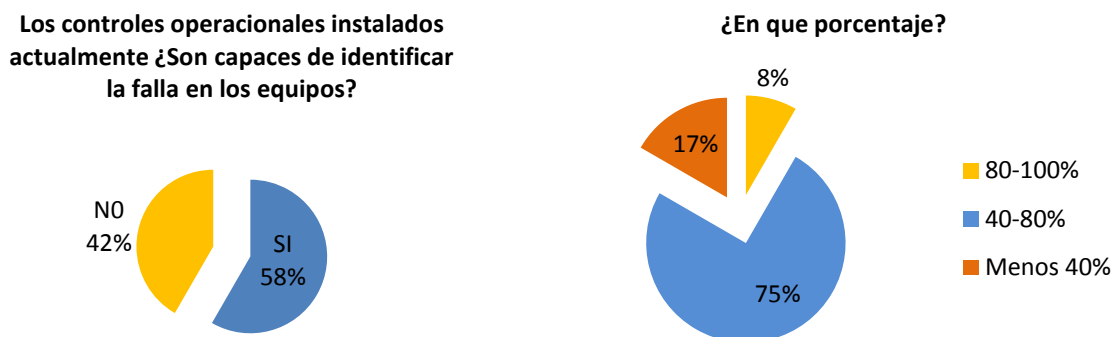


Figura 4.9 Resultados de encuesta pregunta No. 4 y 5

Derivado de los resultados obtenidos en el registro histórico de fallas y la encuesta realizada, los componentes que continúan con la siguiente fase son el sobrecalentador y las paredes de agua del GV, los cuales presentan el mayor número de fallas y su impacto es alto, así mismo no se cuenta con sistema que ayude a pronosticar cuándo ocurrirá la falla sin que ésta pueda evitarse en la mayoría de los casos.

4.2.3 AMEF

El AMEF se presenta con la finalidad de conocer la situación actual de los equipos bajo estudio e identificar las causas que originan las fallas. Los resultados obtenidos en este análisis permiten generar actividades y planes de acción a corto y mediano plazo para la corrección de fallas actuales, así como también la prevención de fallas potenciales a las que está expuesto el componente. A continuación se describe cada una de las columnas del AMEF (consultar anexo 4.2 AMEF).

EQUIPO: El equipo considerado para el AMEF es el sobrecalentador y paredes de agua, los cuales han sido identificados como componentes importantes en la primera etapa de la metodología propuesta.

TIPO DE EQUIPO/COMPONENTE: el sobrecalentador y paredes de agua están integrados por varios elementos, tal como se muestra en la tabla 4.1

Equipo	Componentes	Especificación de material
Paredes de agua	<ul style="list-style-type: none"> • Tubos conexión de cabezal inferior a pared lateral derecha • Tubos conexión de cabezal inferior a pared lateral izquierda • Tubos pared agua lateral derecha hogar caldera • Tubos pared agua lateral izquierda hogar caldera • Tubos pared agua frontal hogar caldera • Tubos pared agua posterior hogar caldera • Tubos de pared baffle de hogar de caldera 	<ul style="list-style-type: none"> • SA 213 T91 • SA 213 T22 • SA 213 TP 321 H • SA 213 T12
Sobrecalentador	<ul style="list-style-type: none"> • Tubos conexión domo entrada sobrecalentador a baja temperatura • Tubos (banco) sobrecalentador baja temperatura • Tubos conexión sobrecalentador baja temperatura a.cabezal enf./vap. • Tubos (bancos inferior) sobrecalentador intermedio • Tubos (bancos superior) sobrecalentador superior. • Tubos conexión atemperador a 	<ul style="list-style-type: none"> • SA 213 T91 • SA 213 T22 • SA 213 TP 321 H • SA 213 T12

sobrecalentador a.t.

- Tubería 14'' vapor sobrecalentado a la turbina
-

Tabla 4.1 Lista de componentes de paredes de agua y sobrecalentador de GV

FUNCION DEL EQUIPO/COMPONENTE: en este apartado se hace una descripción de cada uno de los componentes mencionados en la columna anterior.

FALLA FUNCIONAL: se refiere a la incapacidad de cualquier componente de cumplir su función, para el caso del sobrecalentador cualquier componente puede presentar la siguiente falla funcional: no absorber el calor generado durante la combustión, no contener el flujo de agua; mientras que los elementos que integran las paredes de agua pueden presentar la siguiente falla funcional: no mantener el vapor sobrecalentado a 538°C, con un flujo de 463.12 T/hr a 158 MW. y a una presión de 126 kg/cm².

MECANISMO DE FALLA: en este apartado se identificaron los mecanismos de fallas que pueden presentar cada uno de los componentes de las paredes de agua y sobrecalentador, según la siguiente clasificación:

	MECANISMO DE FALLA	PAREDES AGUA	SOBRECALENTADOR
1	Sobrecalentamiento repentino	X	X
2	Sobrecalentamiento prolongado		X
3	Termofluencia en los soportes del sobrecalentador		X
4	Soldadura metales diferentes		X
5	Corrosión caustica	X	X
6	Daño por hidrogeno	X	
7	Picaduras (corrosión localizada)	X	X
8	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos		X
9	Corrosión paredes agua	X	

10	Corrosión por cenizas de carbón		X
11	Corrosión por cenizas de combustóleo	X	X
12	Erosión por cenizas		X
13	Erosión por caída de escoria	X	
14	Erosión sopladores de hollín		X
15	Erosión partículas de carbón		X
16	Fatiga por vibración	X	X
17	Fatiga térmica		X
18	Corrosión-fatiga	X	
19	Daño por limpieza química	X	
20	Daño por reactivos químicos	X	
21	Defectos de material	X	X
22	Defectos de soldadura	X	X

Tabla 4.2 Mecanismos de falla de paredes de agua y sobrecalentador de GV

Inicialmente se presumía que cada uno de los componentes que integran al sobrecalentador y paredes de agua podría presentar solo algunos de los mecanismos de falla mencionados en la tabla 4.2, sin embargo, del análisis del AMEF se obtiene que todos los elementos que integran al sobrecalentador puede presentar cualquier mecanismo de falla de acuerdo a la clasificación de la tabla 4.2, de igual manera sucede con los componentes de las paredes de agua.

FUNCIONES AFECTADAS POR SU FALLA: se refiere a las funciones primarias o de los sistemas afectados por la falla al GV, para el caso de las paredes de agua las funciones afectadas son: F6: Absorber el calor generado por la combustión en caldera mediante el proceso de radiación y convección logrando el incremento de la temperatura del agua-vapor y F7: Contener de manera eficiente el agua-vapor en caldera evitando fugas. Al momento de ocurrir una falla en el sobrecalentador las funciones afectadas al GV son las siguientes: F1: Mantener el vapor sobrecalentado hacia turbina con una temperatura de 538⁰C, F2: Suministrar vapor sobrecalentado

hacia turbina con un flujo de hasta 463.12 T/hr a 158 MW y F3: Suministrar vapor sobrecalentado hacia turbina con una presión de 126 kg/cm².

CAUSAS: en este apartado se identifican las causas que originan cada uno de los mecanismos de fallas, con la aportación de manuales institucionales, registros de fallas presentadas y la experiencia del personal involucrado.

EFEECTO: se indican los efectos de la falla, para comprender que efectos se presentarán a nivel local, sistema y unidad. En el nivel local se describe como se presentó la falla y que características presenta el equipo, por tal motivo cada mecanismo de falla posee sus características particulares, cuando ocurre una falla por tubo roto el efecto a nivel sistema se presenta un disturbio al GV y a nivel unidad el efecto que presenta la falla es la interrupción de la generación de energía eléctrica.

DEFINICION DE CRITICIDAD: el siguiente apartado consiste en definir el nivel de criticidad de cada uno de los mecanismos de falla presentados, en primer instancia se define la consecuencia de la falla a nivel seguridad, medio ambiente, productividad y costo según la metodología propuesta en la Tabla 3.1 Criterios de evaluación para el análisis de componentes críticos, se define la probabilidad de la falla tomando de referencia el histórico de fallas del año 2000 a septiembre del 2011. El nivel de criticidad se define tomando de referencia la Figura 3.3 Matriz de asignación de nivel de criticidad, y por último los mecanismos de falla que obtuvieron un nivel de criticidad alto o medio son considerados como críticos. Los resultados del nivel de criticidad de cada mecanismo de falla se muestran en la tabla 4.3.

MECANISMO DE FALLA	NIVEL CRITICIDAD		COMPONENTE CRITICO
	PAREDES AGUA	SOBRECALENTADOR	
1	No Aplica	Alto	SI
2	Alto	Alto	SI
3	No Aplica	Bajo	NO
4	No Aplica	Bajo	NO
5	Bajo	Baja	NO

6	Bajo	No Aplica	NO
7	Medio	Baja	SI
8	No Aplica	Baja	NO
9	Bajo	No Aplica	NO
10	No Aplica	Bajo	NO
11	Bajo	Alto	SI
12	No Aplica	Bajo	NO
13	Bajo	No Aplica	NO
14	No Aplica	Bajo	NO
15	No Aplica	Bajo	NO
16	Bajo	Bajo	NO
17	No Aplica	Bajo	NO
18	Alto	No Aplica	SI
19	Bajo	No Aplica	NO
20	Bajo	No Aplica	NO
21	Bajo	Bajo	NO
22	Alto	Alto	SI

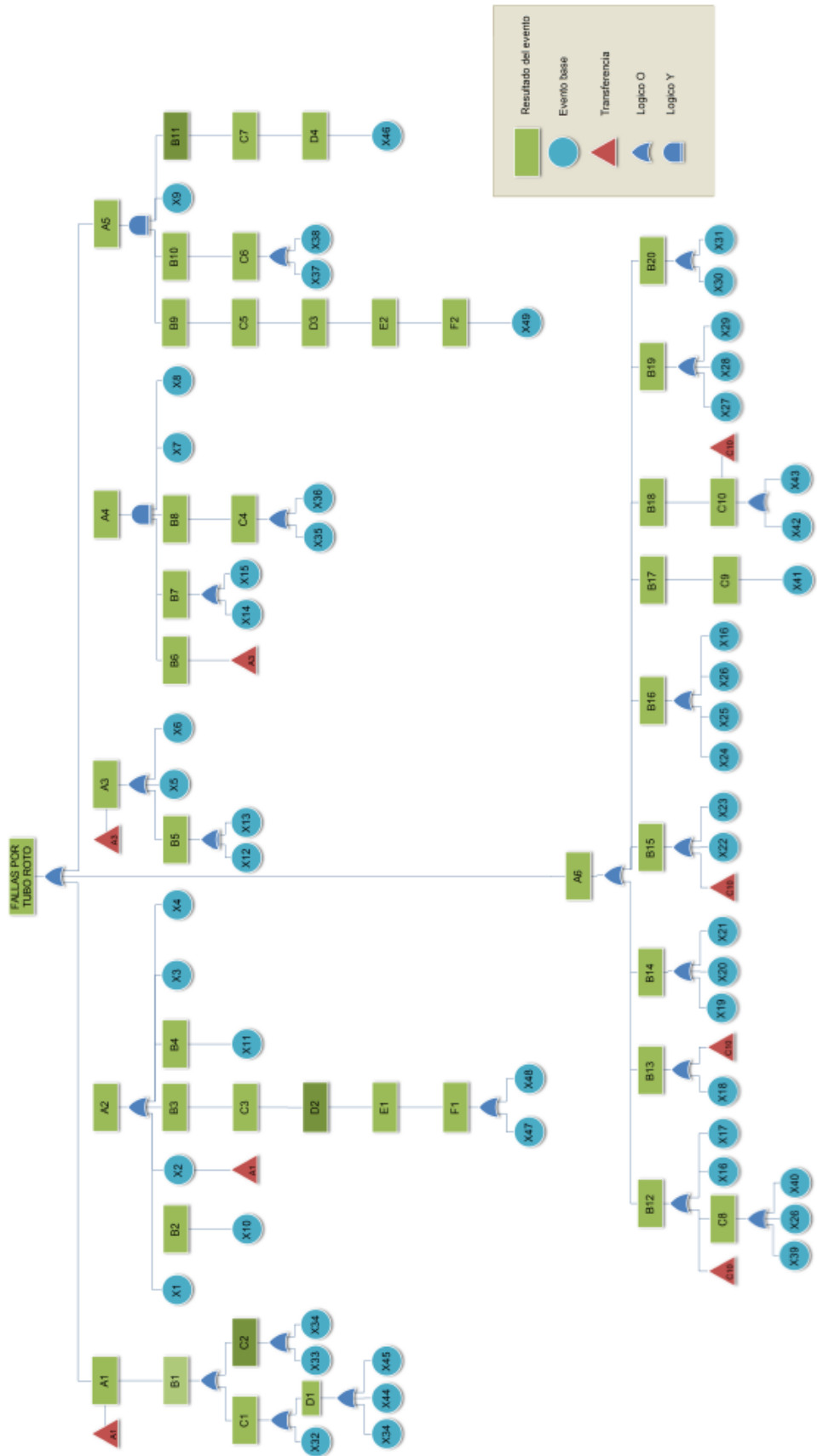
Tabla 4.3 *Asignación de nivel de criticidad a mecanismos de falla en paredes de agua y sobrecalentador*

Después de realizar la primera etapa del AMEF, se obtiene que los mecanismos de falla que continuarán con el análisis mediante un árbol de fallas son los que presentaron un nivel de criticidad alto o medio tal como se ilustra en la tabla 4.3, que son: sobrecalentamiento repentino, sobrecalentamiento prolongado, picaduras (corrosión localizada), corrosión por cenizas de combustóleo, corrosión-fatiga y defectos de soldadura.

4.2.3.1 Árbol de fallas

Derivado del AMEF se desarrolla un árbol de fallas para identificar la causa raíz de cada uno de los mecanismos de falla seleccionados.

El árbol de fallas consiste de 49 sucesos elementales que originan las fallas por tubo roto de los elementos que componen a las paredes de agua y sobrecalentador del GV de las unidades 3 y 4 tal como se muestra en la figura 4.10; por lo tanto, todos los sucesos elementales se consideraron los más importantes y las partes más débiles del sistema de árbol de fallas.



Símbolo	Descripción del evento	Símbolo	Descripción
A1	Sobrecalentamiento repentino	C7	Barrera de transferencia de calor
A2	Sobrecalentamiento prolongado	C8	Calor insuficiente en fusión de materiales
A3	Picaduras (corrosión localizada)	C9	Expansión y contracción térmica diferencial
A4	Corrosión fatiga	C10	Técnica de soldar inadecuada
A5	Corrosión por cenizas de combustóleo	D1	Obstrucción de flujo interno
A6	Defecto de soldadura	D2	Aumento de temperatura
B1	Exposición a temperaturas altas	D3	Disminución de espesor del material
B2	Material inadecuado	D4	Capa interna de magnetita (acumulación de cenizas)
B3	Perdida de resistencia mecánica del material	E1	Formación de capa de vapor por perturbación en el flujo
B4	Depósitos en el interior del tubo	E2	Metal expuesto a oxidación rápida por v_2o_5nao
B5	Condición anódica	F1	Combusturas
B6	Concentración de esfuerzos por picaduras e irregularidad superficial	F2	Formación de escoria y cenizas
B7	Fluctuación de esfuerzos cíclicos de tensión	X1	Incremento en el nivel de esfuerzos
B8	Oxidación espontanea	X2	Acumulación de periodos de sobrecalentamiento excesivo
B9	Incremento de esfuerzos	X3	Desbalanceo de flujo interno de tubos
B10	Aumentan la velocidad de corrosión	X4	Distribución deficiente de flujo de gases
B11	Operar a temperaturas superiores	X5	Tubos no completamente secos
B12	Fusión incompleta	X6	Tubos no protegidos con hidrogeno
B13	Inclusiones de escoria	X7	Vibraciones por vortices de karman
B14	Porosidad	X8	Inadecuada flexibilidad del sistema
B15	Grietas	X9	Quemar combustible con alto contenido de sodio, vanadio y azufre
B16	Exceso de penetración	X10	Disminución de espesor
B17	Esfuerzo en soldadura	X11	Material fundido y carbonoso solidificado
B18	Socavados	X12	elevados niveles de acido
B19	Grafitacion	X13	Elevadas concentraciones oxigeno
B20	Desgaste de soldaduras	X14	Presión interna oscilante en forma cíclica
C1	Perdida de refrigerante	X15	Expansiones y contracciones térmicas restringidas
C2	Temperatura de gases excesiva		
C3	Temperatura en lado caliente no uniforme		
C4	Superficie metálica desnuda		
C5	Reducción de área que soporta la carga		
C6	Formación de pentóxido de vanadio v_2o_5		

Símbolo	Descripción	Símbolo	Descripción
X16	Inadecuado o mal arreglo unión	X32	Disminución de refrigerante o nivel de agua
X17	Preparación inadecuada de materiales para soldar	X33	Quemado irregular de combustóleo
X18	Reacción química a alta temperatura	X34	Exceso de escorias
X19	Retención de gases durante proceso de soldadura o solidificación de material de aporte	X35	Bajos niveles de ph
X20	Suciedad en herramientas	X36	Niveles elevados de o2
X21	Humedad	X37	exceso de aire
X22	Uso de electrodos inapropiados	X38	Cloruro en combustible
X23	Pre calentamiento inadecuada	X39	Falta de acceso a superficies
X24	Falta habilidad soldador	X40	Elevada velocidad para soldar
X25	Electrodo demasiado grande	X41	Diferencia de temperatura entre cordón de soldadura y metal base
X26	Corriente para soldar baja	X42	Aplicación de corrientes excesivas
X27	Uso de material susceptible	X43	Mantener un arco demasiado largo
X28	Soldar material susceptible	X44	Rebabas
X29	Exposición a temperaturas por encima de los 1200°f	X45	Condensado
X30	Rango de temperatura de 900 a 1550 °f	X46	Paso del tiempo (8- 10 años)
X31	Largos periodos de tiempo para soldar	X47	Temperatura no uniforme
		X48	Regiones locales desarrollan puntos calientes
		X49	Quemar combustible

Tabla 4.4 Descripción de eventos de árbol de fallas en tuberías de paredes de agua y sobrecalentador

Del análisis del árbol de fallas se observa que varias causas de fallas de diferentes mecanismos, tienden a originar otros, tal es el caso del sobrecalentamiento repentino que al presentarse varias veces (antes de ocasionar el rompimiento de tubería) puede causar el sobrecalentamiento prolongado, así como varias acumulaciones de picaduras en espacios de tubería muy cercanos originan la corrosión fatiga. En las fallas por defectos en soldadura se tiene que la selección inadecuada de la técnica para soldar produce cuatro tipos diferentes causas de falla.

Actualmente en la CT no se cuenta con registros que evidencien la frecuencia que han presentado cada uno de estos eventos, por lo que en el AMEF se atienden cada

uno de los mecanismos de falla proporcionando los controles operacionales recomendados para cada uno de ellos, sin embargo, para continuar con la siguiente fase y seleccionar las estrategias de mantenimiento se toma en cuenta la experiencia del personal de la central. En las operaciones reales, el control de estos aspectos debe ser fortalecido y las medidas de protección deben ser tomadas.

La siguiente etapa es la selección de la estrategia de mantenimiento, y el objetivo principal es asignar actividades de mantenimiento preventivo y predictivo a los mecanismos de falla descritos en la primera etapa.

TAREAS EXISTENTES POR CFE: para iniciar se identifican las tareas de mantenimiento ya existentes en la CT que controlan el mecanismo de falla que corresponde indicando la frecuencia y el área responsable.

CAPACIDAD DE DETECCION DE LA FALLA: de acuerdo a las tareas existentes en la CT se identifica la capacidad de detectar la falla, la cual puede ser alta, moderada o baja. De los resultados obtenidos en el AMEF se observa que los mecanismos de falla que se han presentado con mayor frecuencia son los que no cuentan con sistemas operacionales que ayuden a identificar la falla antes de que ésta ocurra, que son los que obtuvieron un nivel de criticidad alto.

TAREAS FINALES POR CFE: en este apartado se realiza la comparación de tareas y frecuencias, considerando que cada una de éstas resuelva cada uno de los Modos de Fallas, dando como resultado tareas y frecuencias finales por CFE producto del análisis del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC). Se enlistan las tareas de mantenimiento recomendadas para contrarrestar que ocurra el mecanismo de falla, algunas de éstas son las que se ejecutan actualmente en la CT, y en base a las causas que generan los mecanismos de fallas se proponen tareas adicionales.

4.2.4 Selección de Estrategia de Mantenimiento

En el desarrollo del AMEF se consideraron todos los mecanismos de falla que pueden ocurrir en el sobrecalentador y paredes de agua, sin embargo, en relación al histórico de fallas se identifica en la figura 4.11 que el sobrecalentamiento prolongado se ha presentado en un 53% y en segundo lugar se tiene a los defectos en soldadura con un 28%, por lo tanto, la atención de éstos ayudarían a contrarrestar el 81% de las fallas.

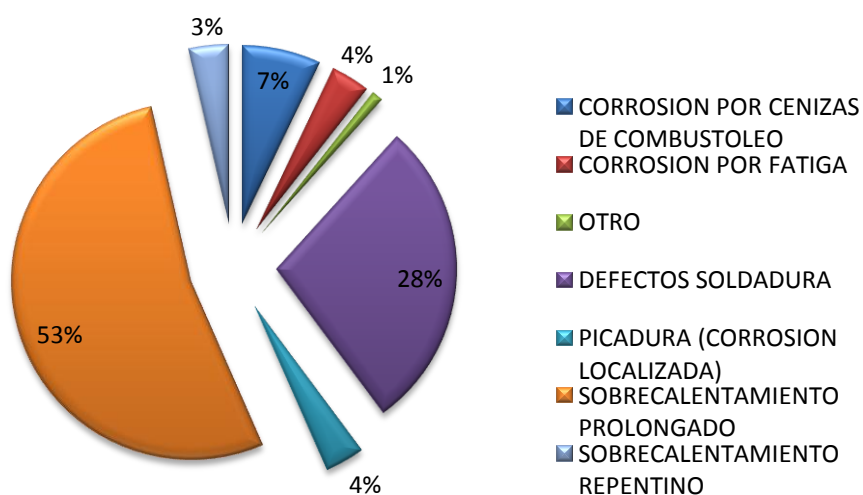


Figura 4.11 Índice de frecuencia de Mecanismos de Falla

Por lo tanto, para efectos de este estudio se continuará con el desarrollo de las estrategias de mantenimiento que ayuden a contrarrestar la ocurrencia de estos dos mecanismos, y con la propuesta de continuar en el futuro con la atención de otros mecanismos de falla.

4.2.5 Mantenimiento Predictivo

Derivado de las tareas enlistadas en el AMEF, se identifican 54 actividades diferentes para evitar la ocurrencia de los mecanismos de falla las cuales se muestran en el anexo 4.3, de las cuales solo 6 son tareas encaminadas a un

mantenimiento predictivo. El sobrecalentamiento prolongado puede ser atendido por tres de estas actividades de mantenimiento y los defectos en soldadura solo una de ellas, por lo tanto, estas actividades serán seleccionadas para el desarrollo de una estrategia de mantenimiento predictivo.

En la tabla 4.5 se observa que las tres tareas de mantenimiento predictivo impactan a 16 mecanismos de falla e indican que al realizarse éstas no solo se contempla al sobrecalentamiento prolongado y defectos en soldadura, ya que la ejecución de cada una de ellas impacta a 16 mecanismos de falla de los 22 totales.

Mecanismo de Falla	Tareas de Mantenimiento Predictivo		
	Análisis de depósitos internos	END (medición de espesores)	END (metalografía)
1		X	X
2	X	X	X
4		X	
5	X	X	X
6	X		
8	X		
9			X
10		X	X
11		X	X
12		X	
13		X	
14		X	X
15		X	X
16		X	
19	X		
22		X	

Tabla 4.5 Tareas de mantenimiento predictivo para mecanismos de falla de paredes de agua y sobrecalentador de GV

Derivado de lo anterior, también puede hacerse resaltar que la tarea de mantenimiento que representa mayor impacto es END (medición de espesores) apoyando a 12 mecanismos lo cual representa 54.54% del total, además de considerar a los dos mecanismos de falla con mayor índice de frecuencia (sobrecalentamiento prolongado y defectos de soldadura), por tal motivo se considera como uno de los principales factores para el planteamiento del programa de mantenimiento predictivo.

Los estudios metalográficos apoyan a 8 mecanismos de falla, sin embargo, este tipo de estudio es cualitativo y se requiere de una persona experta para poder interpretar los resultados, por tal motivo, las metalografías no se tomarán en cuenta para el desarrollo del modelo del programa de mantenimiento predictivo pero si se hará referencia a ellos para complementar los resultados obtenidos. Por último, el análisis de depósitos internos aborda al 22.72% de los mecanismos de falla, dicho estudio consiste en determinar la cantidad de depósitos dentro de las tuberías y en función de la densidad de la muestra se clasifican como:

- Limpia (0- 15 mg/cm²)
- Moderadamente sucia (15-30 mg/cm²)
- Sucia (30- 45 mg/cm²)

Siendo estos rangos exclusivos para tuberías de paredes de agua. Para el caso de la CT en estudio el contenido de los depósitos internos lo componen: Fe como Fe₃O₄, Cu como CuO, Zn como ZnO, Ni como NiO, Mn como MnO, Mg como MgO, Na como Na₂O, Ca como CaO, Al como Al₂O₃, Cr como Cr₂O₃, K como K₂O y SiO₂.

El Cu, Zn, Ni y Al, son considerados como los compuestos más dañinos para la tubería, ya que al ser metales incitan a que los electrones que conforman el tubo se desprendan y se agreguen a estos metales debilitando así la composición química del tubo, sin embargo, la EPRI no muestra un rango permisible para estos compuestos por lo que solo podrán considerarse la densidad de la muestra. En la CT

bajo estudio esta prueba no se realiza en sobrecalentadores, por lo que será considerada para trabajos futuros para otras centrales.

Dicho lo anterior, el programa de mantenimiento predictivo considera los estudios de medición de espesores y, para efectos de esta investigación se consideraran los registros de una sección que pertenece al Sobrecalentador ya que de acuerdo a la Figura 4.4 (Fallas generadas por tubo roto en unidad 3 y 4) este componente obtuvo el 32% del índice de frecuencia de fallas.

4.2.5.1 Modelación de medición de espesores

El sobrecalentador secundario se compone de dos secciones y en base a la información proporcionada por la CT se selecciona el banco inferior.

El Sobrecalentador secundario banco inferior se compone de una serie de tubos que se denominan “elementos” y se toman lecturas de tres puntos por cada uno de ellos indicados como A, B y C tal como se muestra en la figura 4.12. Al estar constituido de 32 elementos, se tendrán 96 registros anuales para este componente.

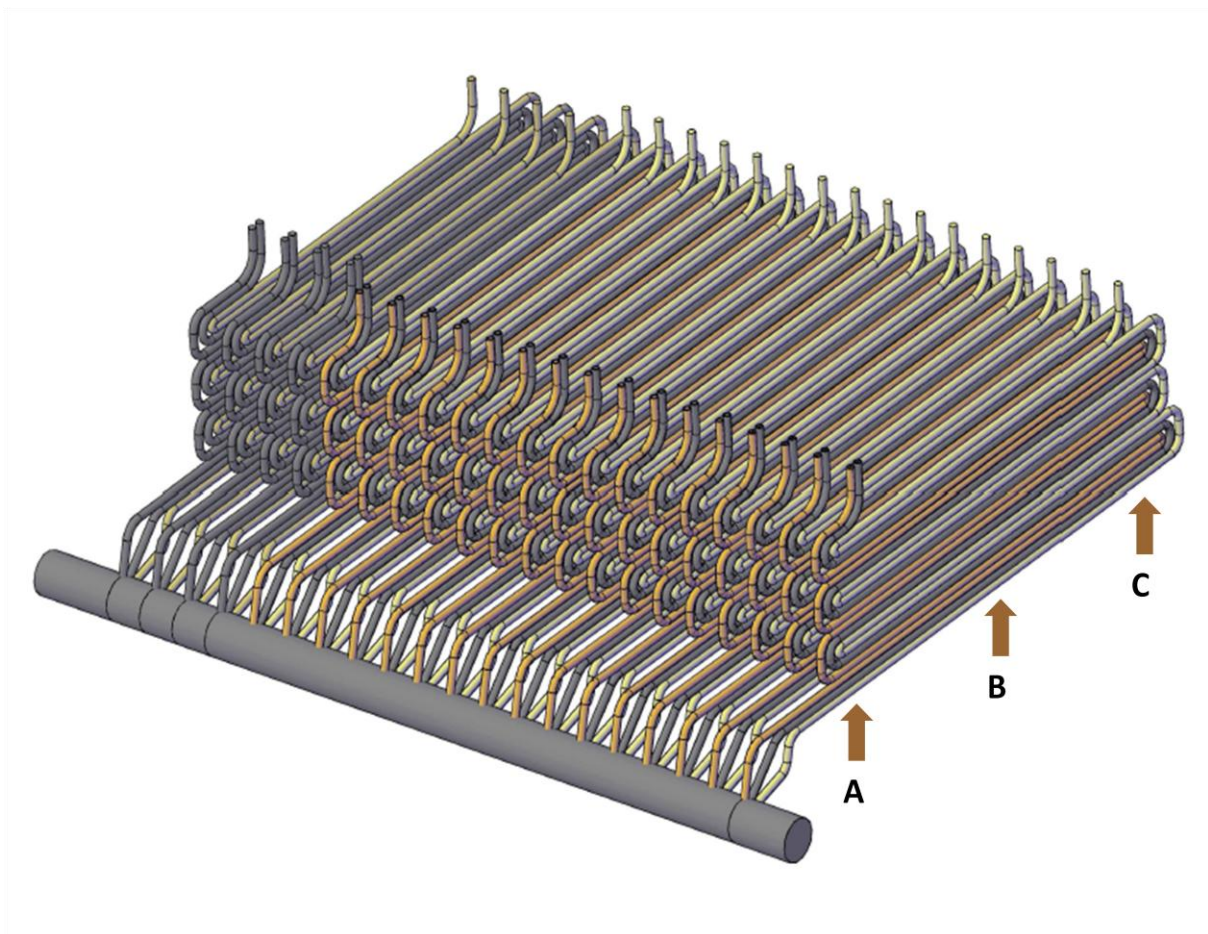


Figura 4.12 Zonas de medición de los elementos del Sobrecalentador secundario banco inferior.

Cabe mencionar que los registros de medición de espesores son anuales, ya que solo pueden ejecutarse cuando se realizan mantenimientos, momento en el cual los GV no se encuentran en operación y se puede tener acceso a ellos, así los registros obtenidos corresponden a las mediciones realizadas en los años 2003, 2004, 2007, 2009 y 2010. En el año 2000 se cambiaron todos los elementos del banco inferior y en el año 2007 se realizó un cambio pero solamente de los elementos No. 6 al 21, y el resto continuaron hasta finales del año 2010.

Antes de realizar un análisis descriptivo del comportamiento de los espesores de la tubería, es importante determinar el espesor mínimo permisible tomando en cuenta las condiciones de operación indicadas en la tabla 4.6:

Material	Diámetro exterior del tubo	Presión de trabajo	Máximo esfuerzo del material en operación	Temperatura operación
SA 213 T22	57 mm	137.3 kg/cm ₂ 1952 lb/pulg. Para unidad 3 y 4	466.13 kg/cm ₂ 6630 lb/pulg. (Código ASME)	540.6 °C 1005.08 °F
	2.24 pulg Con un espesor nominal de 11 mm			

Tabla 4.6 Condiciones de operación de sobrecalentador secundario banco inferior

Aplicando la ecuación (2.1), y realizando las operaciones pertinentes se obtiene:

$$t = \frac{1952 \text{ lb/pulg} \times 2.24 \text{ pulg}}{2 (6630 \text{ lb/pulg}) + 1952 \text{ lb/pulg.}} + 0.005 (2.24 \text{ pulg}) + 0$$

$$t = 0.2991 \text{ pulg.} \sim 7.60 \text{ mm}$$

Del resultado anterior se tiene que para la tubería SA 213 T22 del sobrecalentador secundario banco inferior el espesor mínimo requerido, considerando sus condiciones de operación es de aproximadamente 7.60 mm.

Se realiza un estudio descriptivo con los registros, iniciando con un análisis del histórico de las mediciones promedio por zona, en la figura 4.13 se muestran los datos de los elementos que no fueron sustituidos en el 2007, es decir, se tomaron en cuenta los elementos No. 1 al 5 y del 22 al 32 ya que son los que se encuentran bajo las mismas condiciones de operación durante los 10 años. En la figura se observa que la tendencia de las tres zonas es similar durante las primeras 20 mil horas de operación (del año 2000 al 2003) con un espesor promedio de 10.52 mm, la zona A y B continúan con un comportamiento similar hasta el año 2007 (44,980.34 horas de operación) por lo tanto puede asumirse que durante el periodo del año 2000 al 2007 la zona A y B estuvieron sometidas a condiciones similares es por ello que se aprecia un desgaste equivalente en ambas zonas. La zona C a partir del 2003 sufre un incremento en el desgaste y para el año 2004 tiene un espesor promedio más bajo que el presentado en la zona A y B, y la reducción del espesor de sus tubos continua incrementándose de tal manera que para el 2007 existe una diferencia significativa

entre los promedios de la zona A y B que presentaron un espesor promedio de 9.67 mm mientras que en la zona C fue de 8.71 mm lo cual indica una diferencia promedio de 0.96 mm, esta variabilidad indica que la Zona C se mantuvo a condiciones de operación diferentes que la zona A y B que provocaron un mayor desgaste en el material de los tubos.

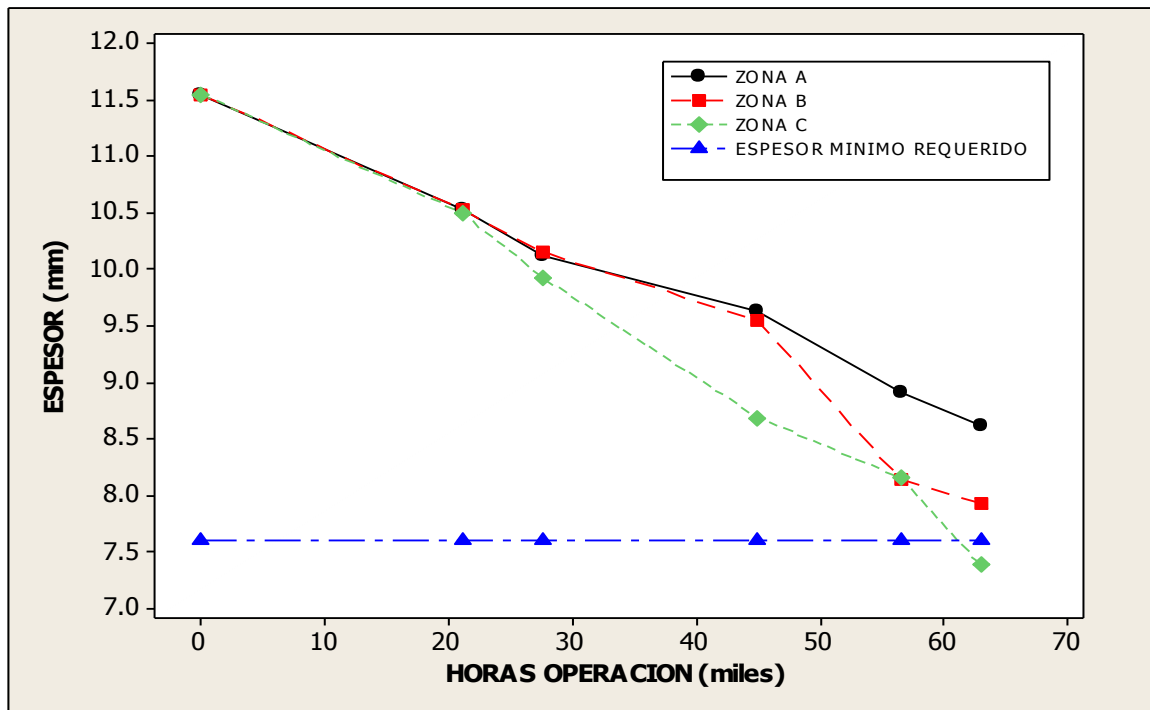


Figura 4.13 Espesores promedio por zona a través del tiempo (horas de operación) de los elementos 1 al 5 y 22 al 32

En el año 2009 la zona B muestra un cambio dramático en la reducción de su espesor con un desgaste de 1.57 mm en solo 704.87 horas de operación dando un espesor promedio de 8.12 mm, colocándose por debajo del espesor promedio de la zona C (8.15 mm de espesor promedio), por tal motivo podemos asegurar que este cambio se debe a alteraciones en las condiciones de operación ya que en fue en el año 2007 fueron reemplazados 16 elementos los cuales al presentar mayor resistencia los flujos preferenciales de gases atacaron a los elementos más débiles con un incremento de fatiga a causa de la cercanía que presenta la zona B con la zona C. Por último, en el 2010 la zona C sufre un mayor desgaste con un espesor

promedio de 7.38 mm el cual representa un valor menor al espesor mínimo permisible y de acuerdo al historial de fallas por tubo roto fue a finales de este año cuando se incrementaron las salidas por tubos roto.

	ZONA A	ZONA B	ZONA C
2003			
Máximo (mm)	10.99	10.99	10.81
Ubicación (No. elemento)	(1)	(1)	(1,22)
Mínimo (mm)	10.04	10.12	10.01
Ubicación (No. elemento)	(24)	(26)	(26)
Media (mm)	10.54	10.53	10.50
2004			
Máximo (mm)	10.81	11.9	10.65
Ubicación (No. elemento)	(1)	(31)	(22)
Mínimo (mm)	9.54	9.42	9.06
Ubicación (No. elemento)	(24)	(24)	(1)
Media (mm)	10.11	10.16	9.93
2007			
Máximo (mm)	11.75	10.15	10.8
Ubicación (No. elemento)	(7)	(29)	(31)
Mínimo (mm)	8.73	8.68	7.92
Ubicación (No. elemento)	(5)	(23)	(23)
Media (mm)	9.63	9.54	8.69
2009			
Máximo (mm)	9.26	8.57	8.58
Ubicación (No. elemento)	(29)	(6)	(32)
Mínimo (mm)	8.46	7.80	7.71
Ubicación (No. elemento)	(6)	(27)	(25)
Media (mm)	8.91	8.14	8.15
2010			
Máximo (mm)	8.95	8.42	8.17
Ubicación (No. elemento)	(28)	(6)	(31)
Mínimo (mm)	8.12	7.66	7.61
Ubicación (No. elemento)	(5)	(23)	(30)
Media (mm)	8.62	7.93	7.38

Tabla 4.7 Resumen de valores máximos y mínimos de zona A, B y C

A continuación se presenta un análisis de las mediciones de cada uno de los elementos a través del tiempo. La figura 4.14 muestra las mediciones de la zona A y se observa una tendencia en línea recta con tasa decreciente (ver figura 4.13 zona A), lo cual nos indica que cada cierto número de horas la pared del tubo se desgasta un porcentaje el cual permanece más o menos constante a través del tiempo. Sin embargo se aprecia que la variabilidad en los 16 elementos no es constante en cada medición, especialmente en el año 2007 lo cual se atribuye a dos datos atípicos los elementos No. 5 y 7 con valores mayores a los años 2003 y 2004 lo cual nos indica un error en la lectura de la medición ya que se observa un desgaste muy pequeño en 44,980.3 horas de operación.

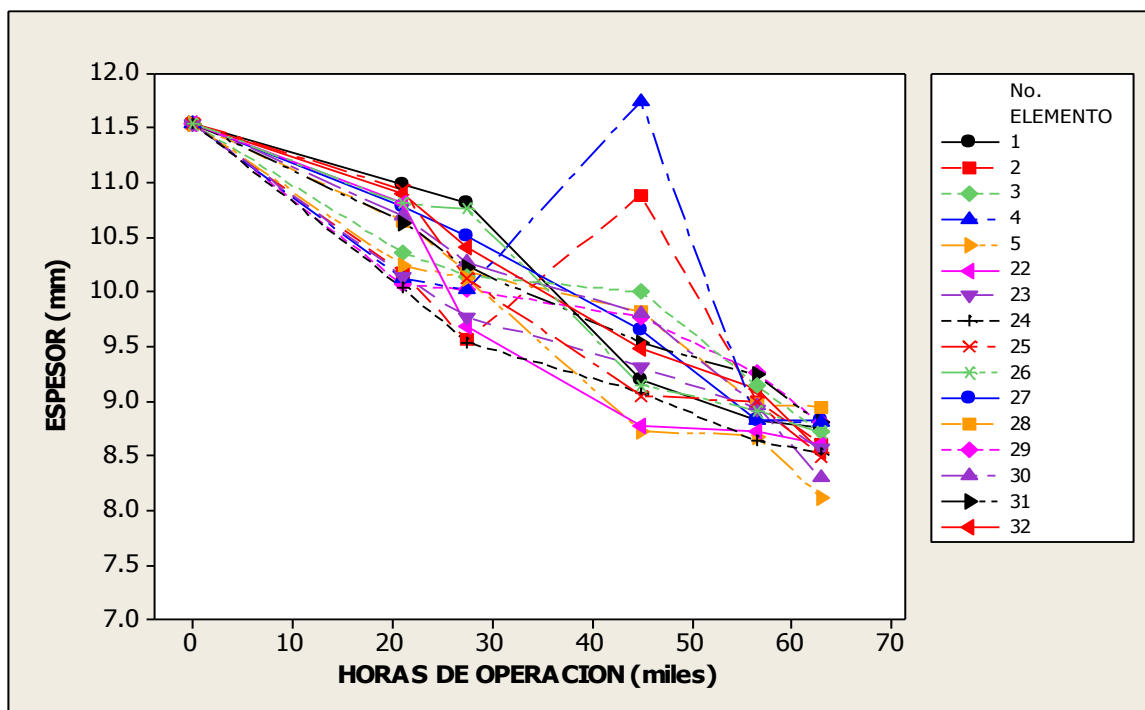


Figura 4.14 Medición de los elementos 1 al 5 y 22 al 32 de la zona A a través del tiempo

En la figura 4.15 se ilustran las mediciones de la zona B que al igual que en la zona A se observa una tendencia con tasa decreciente, sin embargo, existe mayor variabilidad en los datos, se observa como en el 2004 los datos son mas dispersos que en años anteriores además se tiene un dato atípico en el elemento No. 31 con

un valor de 11.90 mm el cual podemos asegurar que es un error de medición ya que muestra un valor muy alto con respecto al año anterior además de que en la fecha de instalación considerando el rango de +10% de la especificación este elemento tuvo que haber sido instalado con el valor máximo que es de 12.10 mm, lo cual indicaría un desgaste de 0.20 mm en cuatro años (27,524 horas de operación) y en base a los registros obtenidos ningún elemento ha presentado este desgaste en este intervalo de tiempo.

En el 2007 el comportamiento de la dispersión de los datos es similar al año 2004, lo cual nos indica que en este intervalo de tiempo los tubos estuvieron sometidos a condiciones de operación distintos en cada uno de los elementos. Para el año 2009 y 2010 la dispersión disminuye, por lo tanto, las condiciones de la tubería volvieron a las condiciones iniciales presentadas en el 2003.

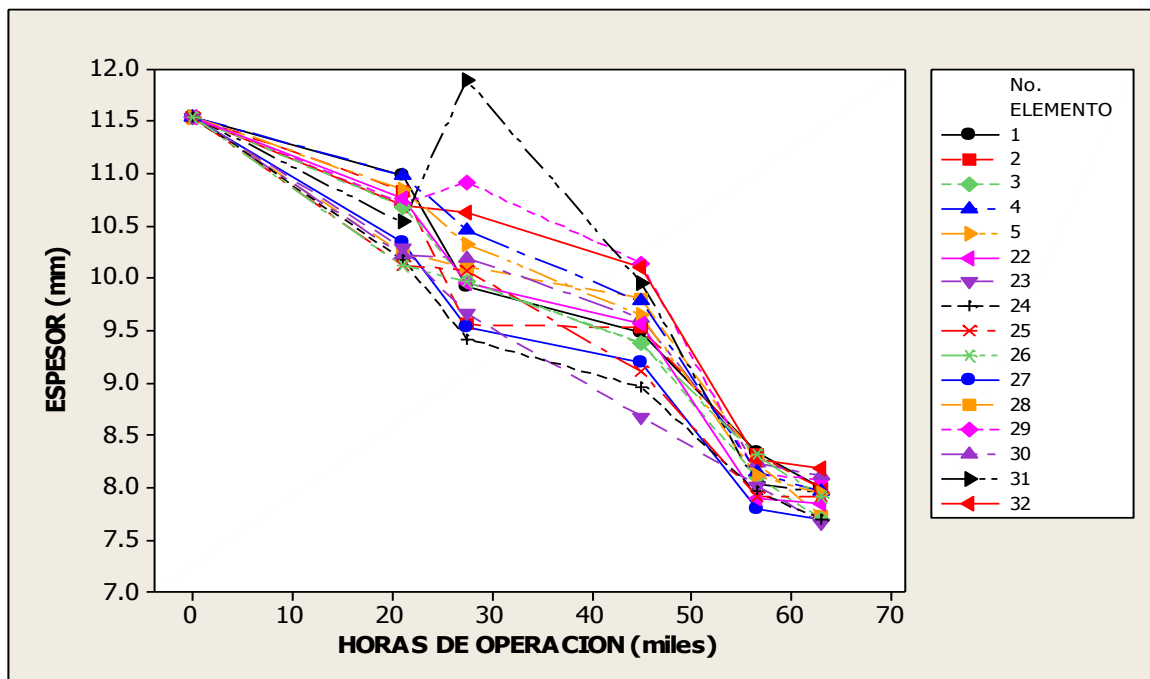


Figura 4.15 Medición de los elementos 1 al 5 y 22 al 32 de la zona B a través del tiempo

La figura 4.16 presenta los datos de la zona C, en general se observa una tasa de decremento más acelerada que la zona A y B y se presentan seis datos atípicos en los años 2004, 2007 y 2010. También se observa como la dispersión en los datos aumenta en el año 2004 persiste en el 2007 para nuevamente disminuir en los años 2009 y 2010, lo cual indica que al igual que la zona B las condiciones de operación variaron en este lapso de tiempo.

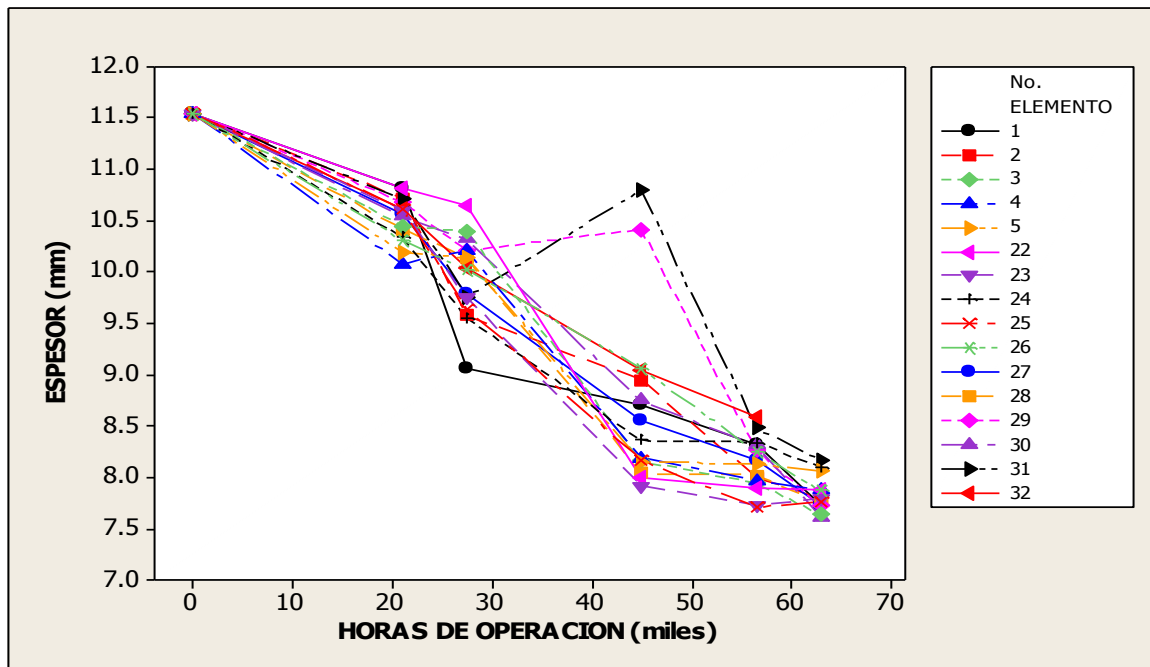


Figura 4.16 Medición de los elementos 1 al 5 y 22 al 32 de la zona C a través del tiempo

Del análisis realizado por zonas, se obtiene que el desgaste de la tubería no es uniforme en cada uno de los elementos, lo cual indica que las variables que intervienen en el proceso tales como temperatura y presión, también varían a través del recorrido del vapor por cada uno de los tubos. La variación de temperatura puede atribuirse a la cercanía de las fuentes de calor, ya que las zonas expuestas a una mayor radiación de la flama de los quemadores serán más susceptibles. Además se observaron varios datos atípicos, los cuales no serán considerados en análisis posteriores; la tabla 4.8 muestra el resumen de los nuevos valores obtenidos.

Año	Horas de operación acumuladas (miles)	Zona A	Zona B	Zona C
2000	0	11.55	11.55	11.55
2003	21.08482	10.54	10.53	10.50
2004	27.52406	10.11	10.05	9.91
2007	44.98034	9.40	9.54	8.43
2009	56.53833	8.91	8.14	8.13
2010	62.94033	8.62	7.93	7.85

Tabla 4.8 Resumen de espesores promedio por zona

Después de analizar el comportamiento del desgaste de la tubería (espesor) a través del tiempo (horas de operación), se considera que el espesor de la tubería tiene una relación directa con el tiempo de operación de los GV. Para fines del presente estudio se realizara un análisis entre algunos de estos factores.

Inicialmente se definen la variable independiente y la dependiente:

Variable independiente: horas de operación

Variable dependiente: espesor (mm)

Análisis de varianzas

Derivado de la dispersión de los datos registrados cada año en cada una de las zonas, se desea comprobar que no existe diferencia significativa entre la variabilidad de las mediciones con respecto a la tolerancia de diseño (+10%, -0%) con un 99% de confianza.

Establecimiento de las pruebas de hipótesis:

$H_0: \sigma_t^2 = (0.275)^2$, la variabilidad de las mediciones de los espesores registrados cada año son iguales a la variabilidad de diseño.

$H_1: \sigma_t^2 \neq (0.275)^2$, la variabilidad de las mediciones de los espesores registrados cada año son diferentes a la variabilidad de diseño.

En la tabla 4.9 se presentan los resultados de los valores calculados (χ_c^2) mediante la ecuación (2.4) contra los valores de tablas.

	2003	2004	2007	2009	2010
A	$\chi_c^2 = 22.36$	$\chi_c^2 = 25.67$	$\chi_c^2 = 25.67$	$\chi_c^2 = 6.37$	$\chi_c^2 = 8.36$
	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,13)}^2 = 27.68$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$
B	$\chi_c^2 = 18.92$	$\chi_c^2 = 30.11$	$\chi_c^2 = 30.14$	$\chi_c^2 = 5.00$	$\chi_c^2 = 4.93$
	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,14)}^2 = 29.14$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$
C	$\chi_c^2 = 8.53$	$\chi_c^2 = 27.82$	$\chi_c^2 = 25.94$	$\chi_c^2 = 11.68$	$\chi_c^2 = 4.54$
	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,14)}^2 = 29.14$	$\chi_{(0.01,13)}^2 = 27.68$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,13)}^2 = 27.68$

Tabla 4.9 Resumen de pruebas hipótesis de calculados (χ_c^2) contra los valores de tablas de las zonas A, B y C.

De los resultados obtenidos se tiene que la variabilidad de la zona B correspondiente al año 2004 el valor de χ_c^2 cae en la zona de rechazo lo cual refleja que en estos registros la variabilidad de las mediciones es mayor a la de diseño, sin embargo, los valores 30.11 y 29.14 son muy cercanos, por lo tanto se concluye que *no existe diferencia significativa entre la variabilidad obtenida en las mediciones registradas y la de diseño, por lo que para análisis posteriores se considerará una varianza constante de $(0.275)^2$ para cada año a través de las zonas A, B y C.*

Modelo de desgaste constante

El primer modelo considera una tasa de desgaste la cual se permanece constante a través del tiempo (horas de operación) representado como:

$$y(t) = e^{\beta_0 + \beta_1 t + \varepsilon_i}$$

Donde:

t = horas de operación acumuladas (miles horas)

β_0 = constante

β_1 = coeficiente de desgaste por unidad de tiempo (mil horas)

ε_i = variable aleatoria con media cero y varianza finita

Si en el modelo original se realiza la transformación logarítmica se obtienen las siguientes expresiones: $\ln(y(t_i)) = \beta_0 + \beta_1 t_i + \varepsilon_i$ que representa un modelo lineal en la variable del tiempo y en los parámetros. Por lo tanto puede aplicarse el criterio de mínimos cuadrados para obtener los estimadores de β_0 y β_1 .

Si $\tilde{y}(t) = \ln(y(t_i))$ se tiene que las ecuaciones normales (2.2) asociadas son:

$$\sum_{i=1}^n \tilde{y}(t_i) = n \beta_0 + \beta_1 \sum_{i=1}^n t_i$$

$$\sum_{i=1}^n t_i \tilde{y}(t_i) = \beta_0 \sum_{i=1}^n t_i + \beta_1 \sum_{i=1}^n t_i^2$$

Las matrices que representan el sistema son las siguientes:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} n & -\sum t_i \\ \sum t_i & -\sum t_i^2 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \sum \tilde{y}(t_i) \\ \sum t_i \tilde{y}(t_i) \end{bmatrix} \quad \text{y la solución está dada por } \mathbf{A}^{-1} \mathbf{B} .$$

Modelo de desgaste acelerado

El segundo modelo considera una tasa de desgaste acelerado a través del tiempo (horas de operación) representado como:

$$y(t) = e^{\beta_0 + \beta_1 t_i + \beta_2 t_i^2 + \varepsilon_i}$$

Donde:

t = horas de operación acumuladas (miles horas)

β_0 = constante

β_1 = coeficiente de desgaste lineal por unidad de tiempo (mil horas)

β_2 = coeficiente de desgaste cuadrático por unidad de tiempo (mil horas)

ε_i = variable aleatoria con media cero y varianza finita.

De manera similar al modelo de desgaste lineal se realiza la transformación logarítmica se obtiene la expresión: $\ln(y(t_i)) = \beta_0 + \beta_1 t_i + \beta_2 t_i^2 + \varepsilon_i$ que representa un modelo cuadrático para la variable tiempo pero lineal en lo que respecta a los parámetros. Por lo tanto también puede ser aplicado el método de mínimos cuadrados para realizar la estimación del modelo.

Si $\tilde{y}(t) = \ln(y(t_i))$ entonces las ecuaciones normales (2.2) asociadas son:

$$\sum^n \tilde{y}(t_i) = n \beta_0 + \beta_1 \sum^n t_i + \beta_2 \sum^n t_i^2$$

$$\sum^n t_i \tilde{y}(t_i) = \beta_0 \sum^n t_i + \beta_1 \sum^n t_i^2 + \beta_2 \sum^n t_i^3$$

$$\sum^n t_i^2 \tilde{y}(t_i) = \beta_0 \sum^n t_i^2 + \beta_1 \sum^n t_i^3 + \beta_2 \sum^n t_i^4$$

Las matrices correspondientes al sistema de ecuaciones son:

$$AA = \begin{bmatrix} n & \sum^n t_i & \sum^n t_i^2 \\ \sum^n t_i & \sum^n t_i^2 & \sum^n t_i^3 \\ \sum^n t_i^2 & \sum^n t_i^3 & \sum^n t_i^4 \end{bmatrix}; \quad BB = \begin{bmatrix} \sum^n \tilde{y}(t_i) \\ \sum^n t_i \tilde{y}(t_i) \\ \sum^n t_i^2 \tilde{y}(t_i) \end{bmatrix} \text{ y la solución del sistema es } AA^{-1}BB$$

Una vez obtenido cada uno de los modelos de acuerdo a la información disponible, se aplicará el criterio de la varianza mínima residual (ecuación 2.3) para verificar el

mejor ajuste. Mediante el uso de software MATLAB 7.1 se obtienen los siguientes resultados para la zona A, B y C:

Z	Modelo desgaste constante		Modelo desgaste acelerado	
O N A	$y(t) = e^{\beta_0 + \beta_1(t) + \varepsilon_i}$	Varianza residual	$yy(t) = e^{\beta_0 + \beta_1(t) + \beta_2 t_i^2 + \varepsilon_i}$	Varianza residual
A	$\hat{y}(t) = e^{2.447207 - 0.004606(t)}$	0.00001332	$\hat{y}\hat{y}(t) = e^{2.447185 - 0.004604(t) - 0.00000004t_i^2}$	0.00001776
B	$\hat{y}(t) = e^{2.471270 - 0.006124(t)}$	0.00137323	$\hat{y}\hat{y}(t) = e^{2.441316 - 0.002723(t) - 0.00005247t_i^2}$	0.00093536
C	$\hat{y}(t) = e^{2.463368 - 0.006553(t)}$	0.00068419	$\hat{y}\hat{y}(t) = e^{2.457503 - 0.005887(t) - 0.00001027t_i^2}$	0.00087792

Tabla 4.10 Resumen de resultados de modelos de desgaste constante y acelerado para espesores de tuberías del sobrecalentador secundario segunda sección.

De la tabla 4.10 se desprende que para las zonas A y C el mejor modelo corresponde al desgaste lineal y para la zona B, el cuadrático. Sin embargo de acuerdo a la situación física asociada al problema no se considera posible que una zona que se localiza en condiciones mejores que la zona C presente dicho comportamiento. Por lo tanto se propone como modelo general el modelo de desgaste lineal. En la figura 4.17 se observan los gráficos correspondientes.

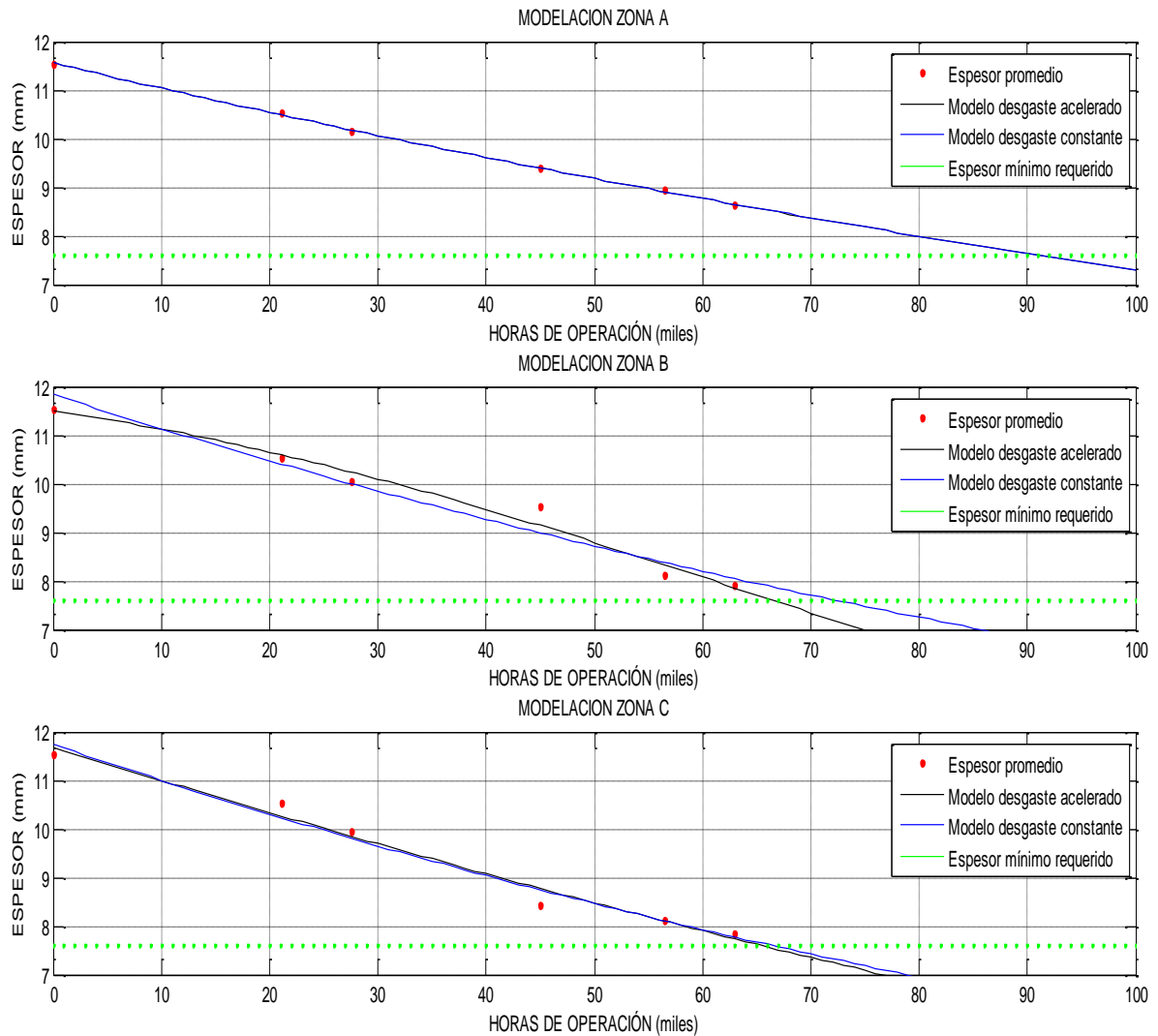


Figura 4.17 Modelo de desgaste constante y acelerado para las zonas A, B y C de los elementos 1-6, 22-32 del sobrecalentador secundario banco inferior.

Considerando que se tiene una variabilidad constante y han sido definidas las $\tilde{y}(t)$ con un modelo de desgaste constante para cada zona, puede calcularse la banda de operación de ancho dos sigma inferior mediante la desviación de los espesores:

$$y(t) = e^{\beta_0 + \beta_1 t - 2\sigma}$$

La figura 4.19 ilustra la banda inferior de ancho dos sigma para cada una de las zonas.

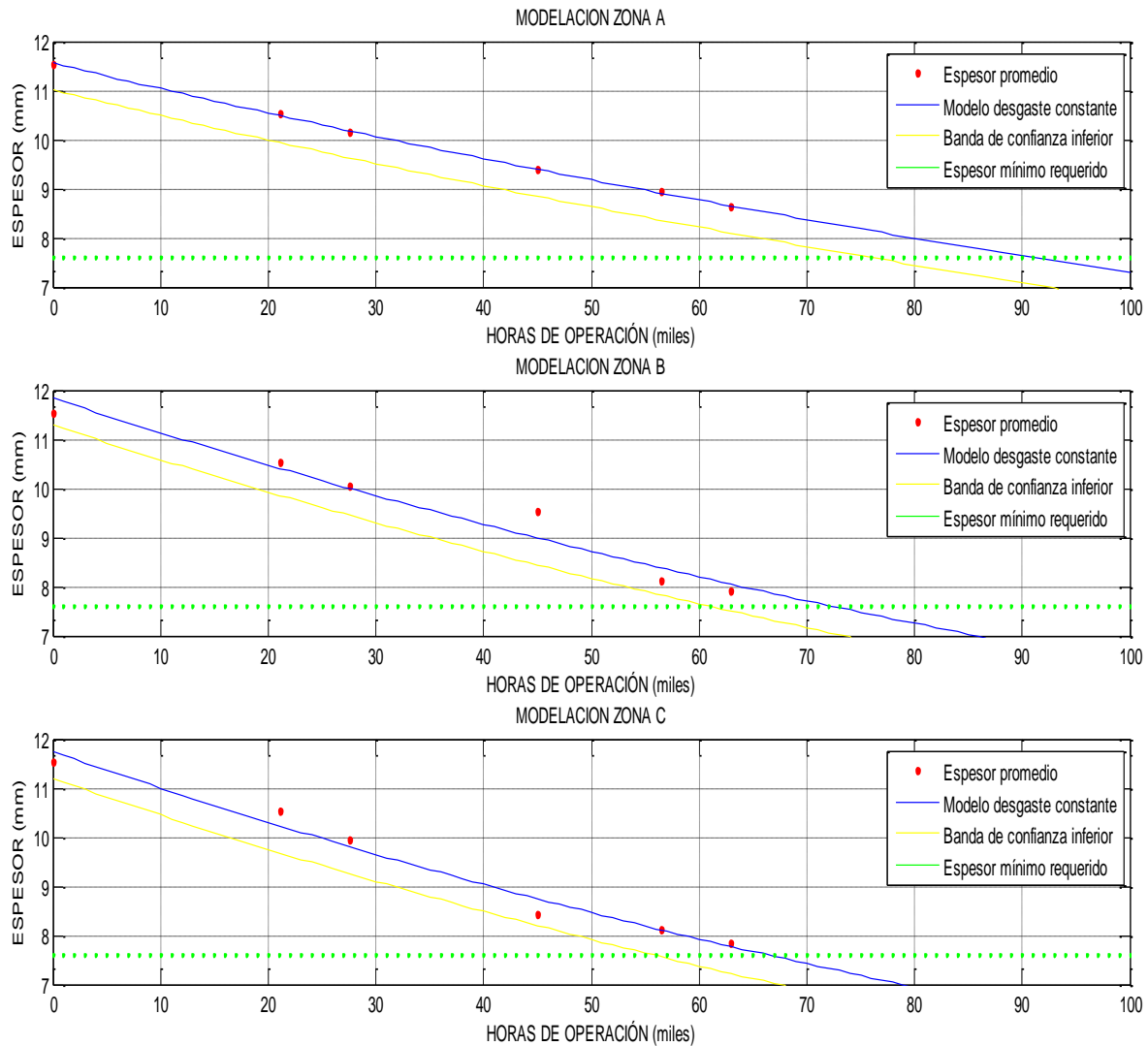


Figura 4.19 Modelación de bandas de confianza inferiores para el modelo de desgaste constante y de las zonas A, B y C de los elementos 1-6, 22-32 del sobrecalentador secundario banco inferior.

Si t_0 representa el tiempo necesario para alcanzar el diámetro mínimo permisible con probabilidad $\alpha/2$ para que un tubo siga en operación, entonces la última ecuación permite su obtención mediante:

$$t_0 = (\ln(y_{min} + 2\rho) - \beta_0) / \beta_1$$

Aplicando la ecuación a cada zona se obtiene la tabla 4.11 que muestra las horas de operación acumuladas necesarias para que la banda de ancha inferior alcance el espesor mínimo permisible en cada una de las zonas:

		Horas de operación (miles)
A	$\ln(7.6 + 2(0.275)) - 2.447207/0.004606$	75.8050
B	$\ln(7.6 + 2(0.275)) - 2.471270/0.006124$	60.9490
C	$\ln(7.6 + 2(0.275)) - 2.463368/0.006553$	55.7573

Tabla 4.11 Estimación de banda de confianza inferior del modelo de desgaste constante

De la tabla anterior, se concluye que en la zona A al transcurrir 75, 805 horas se tendrá la probabilidad de por lo menos el 2.5% de los tubos puede presentar un espesor igual al mínimo permisible, sin embargo, considerando que a inicios del 2011 ya habían transcurrido 66,107 horas de operación desde el año 2000 este valor aun no es alarmante ya que se tiene un rango de 9,697 horas antes de que aparezca un elemento con un espesor de 7.6 mm tal como se ilustra en la figura 4.19. En la zona B se obtuvo un valor para la banda inferior de 60,949 horas y en base al historial de horas acumuladas fue a finales del año 2009 en el cual se cumplieron estas horas de operación, por tal motivo en el 2010 se obtuvieron varias mediciones cercanas al espesor mínimo permisible (elemento No. 23 con un espesor de 7.66, y elementos No. 3,23 y 27 con espesores de 7.7).

Por último la zona C muestra la banda inferior más baja con 55, 757. 3 horas de operación, las cuales se presentaron a inicios del año 2009 y en este año se obtuvo que el elemento No. 25 tuvo un espesor de 7.71 y para el año 2010 se incrementaron el número de elementos con valores cercanos al mínimo permisible.

Considerando que las mediciones son realizadas en tres zonas de un mismo elemento y de acuerdo al análisis anterior se tiene que la zona C es el área con la

cantidad de horas acumuladas menor para contar con una probabilidad de que por lo menos el 2.5% de los tubos puede presentar un espesor igual al mínimo permisible, se propone un tiempo de reemplazo de los elementos de 55,757.3 horas.

4.2.6 Mantenimiento Preventivo

Continuando con la asignación de las tareas de mantenimiento y en base a la siguiente etapa de la fase III de la metodología, se han asignado tareas de mantenimiento preventivo para evitar que los mecanismos de falla se presenten, de tal manera que las condiciones de operación sean constantes.

Sin embargo, si estas condiciones no son respetadas, el elemento puede fallar antes de lo programado; por tal motivo las tareas de mantenimiento preventivo van encaminadas a mantener esas condiciones y lograr que la tubería cumpla con la vida útil. En el AMEF se enlistaron un total de 54 actividades de las cuales 48 pertenecen a este tipo de mantenimiento, siendo la mayoría de ellas programadas y ejecutadas en la CT. En el anexo 4.3 puede apreciarse que las 54 actividades impactan a varios mecanismos de falla, ayudando a contrarrestar a que estos se presenten y las actividades de mantenimiento preventivo de mayor impacto son la revisión física ocular de los elementos cercanos al fallado, programas de limpiezas químicas, control químico del sistema precaldera, caldera y poscaldera. Sin embargo, es importante considerar la planeación, ejecución y control de cada una de ellas.

Actualmente las centrales generadoras cuentan con varias herramientas de apoyo para la realización de los mantenimientos, el proceso consiste en cuatro etapas que inicia con la identificación y establecimiento de necesidades de mantenimiento, después se realiza la planeación de los mantenimientos en donde se involucran los recursos humanos, materiales y presupuestos tomando en cuenta el tipo de mantenimiento, así como la atención a la problemática relevante; la siguiente etapa es la ejecución y por último la verificación del mismo. La medición de los objetivos del proceso de mantenimiento se basan en: el cumplimiento de la indisponibilidad por

mantenimientos programados, cumplimiento de las unidades a mantenimiento y la reducción por indisponibilidad cada uno de los cuales posee indicadores de aceptación. Además de que se tienen procedimientos instituciones, registros y software de apoyo para la coordinación y ejecución de las tareas de mantenimiento. Por lo tanto, en este apartado solo se enuncian las actividades de mantenimiento resultantes en el AMEF en donde se muestran los indicadores para cada una de ellas, su frecuencia de ejecución y área responsable, con la encomienda de que sean consideradas en los procedimientos de mantenimientos de la CT.

4.2.7 Propuesta de plan de mantenimiento predictivo para Sobrecalentador

Derivado de los análisis realizados se define un plan de mantenimiento predictivo para el sobrecalentador secundario segundo paso. A continuación se detallan las etapas:

Identificación de equipos a monitorear por unidad: la selección del equipo que estará sujeto al plan de mantenimiento será aquel que resulte como crítico o importante, de acuerdo a:

- Análisis histórico del registro de fallas, considerando índice de frecuencia e impacto de la falla (ENOG).
- Experiencia de personal involucrado.

Definición ubicación de zonas de medición: la medición de espesores deberá realizarse en todos los elementos que componen al equipo, para la asignación de los puntos de medición se tendrá que considerar lo siguiente:

- Asignación de un número de puntos representativo para cada elemento
- Localización de los puntos de medición en las zonas expuestas a condiciones de operación más agresivas (altas temperaturas).

- Considerar la localización de los puntos de medición en áreas que permitan el acceso para realizar las mediciones.
- Ubicar la localización exacta de los puntos de medición en plano e identificar cada punto con la asignación de nomenclatura apropiada que facilite su identificación, para ello se propone lo siguiente: No. elemento, No. cama, zona (ejemplo elemento 12, cama 1, zona A: 12-1-A).
- Establecer frecuencias de monitoreo: la frecuencia estará definida en función de la programación de los mantenimientos los cuales se realizan anualmente, durante la programación deberá contemplarse la asignación del tiempo necesario para realizar la toma de lecturas.

Ejecución de toma de lecturas: las mediciones se realizarán en cada uno de los puntos definidos, considerando lo siguiente:

- Calibración de equipo y su certificado, se recomienda que sea el mismo equipo el que se utilice cada vez que se realicen las mediciones.
- Capacitación de personal que realiza las mediciones en el uso del equipo, toma de lecturas (uso de técnicas de control de calidad y metrología) y conocimiento de los componentes.
- Ubicación exacta de los puntos de medición, apoyados en el uso de planos.
- Definir las unidades de medida (Sistema Métrico Decimal)
- Conocer las especificaciones del material y espesor nominal del tubo, para detectar cualquier incoherencia en la lectura.

Configuración de base de datos: con la finalidad de facilitar análisis posteriores, se definirá una base de datos que permita llevar seguimiento de los registros obtenidos en la medición de lecturas, la cual deberá considerar como mínimo la siguiente información:

- Fecha de instalación de cada elemento

- Especificaciones de diseño del elemento (tipo de material, espesor nominal, recomendaciones fabricante)
- Determinación de espesor mínimo requerido
- Horas de operación acumuladas al momento de realizarse la lectura
- Registro de histórico de mediciones por elemento.

Análisis descriptivo de los registros de mediciones: esta actividad comprende el análisis del comportamiento de los espesores promedio, con la finalidad de identificar las diferencias entre las zonas de medición y con apoyo de personal experto, definir los motivos de la variabilidad. Así mismo, realizar un gráfico de series de tiempo para visualizar datos atípicos, los cuales no deberán ser considerados para análisis posteriores.

Ejecución de modelo definido: utilizando MATLAB y regresión lineal se propone:

- Modelar la tasa de desgaste promedio de la tubería por zonas a una tasa constante y acelerado.
- Selección del modelo mediante el cálculo de la varianza mínima residual para verificar el mejor ajuste.
- Definición de la banda de operación de ancho inferior mediante la desviación de los espesores, determinando la probabilidad de falla.
- Estimación de número de horas acumuladas necesarias para alcanzar el espesor mínimo permisible con la probabilidad definida.

Evaluación: Se realizará la evaluación del programa de mantenimiento predictivo con personal de la CT y apoyo de personal externo para su revisión y aprobación. Para determinar el reemplazo de los elementos deberá considerarse:

- Resultado de la modelación, considerando la zona que haya resultado con el menor número de horas de operación acumuladas.

- Estudios metalográficos para confirmar el deterioro que han sufrido los materiales y la pérdida de propiedades.
- Histórico de fallas generadas, considerando su ubicación y mecanismo de falla.
- Experiencia de personal involucrado.

Retroalimentación: los resultados obtenidos en la evaluación perduran hasta que se realice nuevamente la toma de lecturas, con el fin de realizar el análisis descriptivo y modelación de la tasa de desgaste, y luego nuevamente realizar la evaluación de resultados y definir el tiempo de reemplazo de los elementos.

Este plan puede ser adoptado a otros componentes efectuando previamente los análisis realizados en esta investigación.

CONCLUSIONES

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) ha demostrado ser una alternativa para identificar las actividades encaminadas al mantenimiento de los equipos. En esta investigación se planteo el desarrollo de un plan de MCC que permite trabajar con anticipación en las posibles fallas de las tuberías que integran a los generadores de vapor, siendo los componentes con mayor incidencia de fallas en la central termoeléctrica (CT) el sobrecalentador con un índice de frecuencia del 32% y las paredes de agua con un 10%, en ambos casos las fallas son generadas por tubería rota.

Se presentan dos modelos para pronosticar la ocurrencia de fallas por tubería rota en el sobrecalentador secundario banco inferior: el primero de ellos asume una tasa de desgaste constante mientras que el segundo una tasa de desgaste acelerado. Considerando el criterio de la varianza mínima residual se obtiene que el modelo de desgaste constante presenta un mejor ajuste a los datos observados. En la estimación de las horas de operación acumuladas, considerando una probabilidad de que por lo menos el 2.5% de los tubos puede presentar un espesor igual o menor al mínimo permisible, se establece considerar el tiempo de reemplazo de los elementos que integran al sobrecalentador secundario a las 55,757.3 horas de operación acumuladas.

El desarrollo del modelo de desgaste constante para estimar la vida útil de las tuberías, permitirá al personal de la CT elaborar un plan de mantenimiento que considere el reemplazo de los elementos antes de que estos presenten un espesor igual al mínimo permisible, evitando la ocurrencia de posibles fallas por bajo espesor del material.

5.1 Recomendaciones

Durante el desarrollo de la investigación, fueron detectadas algunas acciones que permiten mejorar las operaciones de mantenimiento dentro de la CT. En la etapa de análisis de fallas se recomienda anexar en sus registros el tipo de mecanismo de falla que originó el problema, además de acuerdo al historial y la experiencia del personal es conocido que cercana a la ubicación de la falla pueden presentarse más adelante otras fallas, por lo que también se recomienda llevar un control histórico de la ubicación en plano de la falla (preferentemente en plano 3D).

En el análisis del histórico de los registros de medición de espesores se observaron algunas disconformidades en los datos; por lo tanto, se recomienda realizar un control más estricto de la localización de los puntos de medición, ya que las lecturas deben ser tomadas en el mismo punto para llevar un histórico del desgaste. Se propone ubicar los puntos de medición en plano con la localización exacta de los mismos y que, además, se anexe un instructivo de cómo localizar los puntos para el personal encargado de tomar las lecturas, ya que normalmente es personal externo a la CT. Así mismo, se recomienda realizar estudios R y R para mejorar el control de calidad de las mediciones y que éstas sean más confiables para análisis futuros.

5.2 Trabajos Futuros

El MCC propone una estrategia para la elección de las tareas encaminadas a mejorar los procesos de mantenimiento, siendo su objetivo utilizar los recursos de manera eficiente y dar prioridad a la atención de equipos críticos. En esta investigación se muestra el seguimiento para priorizar las actividades de mantenimiento; sin embargo, los resultados no son limitativos por lo que se propone continuar con el desarrollo del análisis de modo y efecto de falla (AMEF) para otros componentes que integran al generador de vapor, así como el

desarrollo de estrategias de mantenimiento que ayuden a minimizar la ocurrencia de cada uno de los mecanismos de falla.

Referente a la toma de decisiones para determinar el reemplazo de los elementos que integran al sobrecalentador secundario segundo paso, los cálculos realizados nos indican que el tiempo estimado de sustitución considerando una probabilidad de que por lo menos el 2.5% de los tubos puede presentar un espesor igual o menor al mínimo permisible, es a las 55,757.3 horas de operación acumuladas. Sin embargo, se propone realizar un análisis de costo-beneficio, en el que se consideren los costos por reparaciones de las fallas y los de reemplazo para los elementos; mediante los cuales se determine un punto de equilibrio que permita establecer en qué momento del tiempo (horas de operación acumuladas) es conveniente realizar la sustitución al menor costo posible.

6. BIBLIOGRAFIA

Afgan N., Coelho P. J. and Carvalho M. G. (1998). Boiler tube leakage detection expert system. *Applied Thermal Engineering*, 18, 317-326.

Ahmad J. et al, 2009. Failure investigation on rear water wall tube of boiler. *Engineering Failure Analysis* 16, 2325–2332

Azkoaga B.A.M., Olaciregui G.I., Silva C.M. 2002. Manual de investigación de accidents. Osalan.

Bulloch J.H., Callagy A.G., Scully S., Greene A. 2009. A failure analysis and remnant life assessment of boiler evaporator tubes in two 250 MW boilers. *Engineering Failure Analysis* 16, 775–793

Carazas F.G., Souza G.F.M. 2010. Risk-based decision making method for maintenance policy selection of thermal power plant equipment. *Energy* 35, 964–975

Carazas F.J.G., Salazar C.H., Souza G.F.M. 2010. Availability analysis of heat recovery steam generators used in thermal power plants. *Energy xxx* 1-16.

Carbone T.A., Tippett D.D. 2004. Project Risk Management Using the Project Risk FMEA. *Engineering Management Journal* , 16, (4), 28-35.

Central Electricity Generating board. 1971. *Moder Power Sattion Practice Vol. 2 Mechanical (oilers Fuel and Ash Handling Plant.* 2 ed. Oxford. Pergamon Press

Chase R.B., Jacobs F.R. y Aquilano N.J. 2009. Administración de operaciones producción y cadena de suministros. 12 ed. México D.F McGraw Hill Interamericana de México, S.A. de C.V.

Chen M., Lund H., Rosendahl L.A., Condra t.J. 2010. Energy efficiency analysis and impact evaluation of the application of thermoelectric power cycle to today's CHP systems. *Applied Energy* 87, 1231–1238

Chulho B., Hyunjun K., Youngtak S., Hoyong L., Seokyoung H. and Myungwon S. (2009). Development of a Web-based RCM system for the driverless Rubber-Tired K-AGT system. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 23, 1142-1156.

Comisión Federal de Electricidad. Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor. [imagen en línea]:

<<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Termoelectrica.aspx>> [consultado el 01 de junio de 2011].

Comisión Federal de Electricidad. 1994. Mecanismos de falla por tubería rota. México D.F.

Comisión Federal de Electricidad. 2007. N-2000-XXA metodología para la implementación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

Crocker J. y Kumar U.D. 2000. Age-related maintenance versus reliability centered maintenance: a case study on aero-engines. *Reliability Engineering and System Safety* 67, 113–118

Dacheng L., Jinji G. (2010). Study and application of Reliability-centered Maintenance considering Radical Maintenance. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 23, 622-629.

DaimlerChrysler Corporation, Ford Motor Company, General Motors Corporations. 2001. Potential failure mode and effects analysis (FMEA) Reference manual. 3 ed.

Deshpande V.S., Modak J.P. 2002. Application of RCM for safety considerations in a steel plant. *Reliability Engineering and System Safety* 78, 325–334

Dominguez-Garcia A.D., Kassakian J.G., Schindall J.E. 2006. Reliability evaluation of the power supply of an electrical power net for safety-relevant applications. *Reliability Engineering and System Safety* 91, 505–514

Eisinger S. y Rakowsky U.K. 2001. Modeling of uncertainties in reliability centered maintenance - a probabilistic approach

Eti A., Ogaji S.O.T., Probert S.D. 2006. Development and implementation of preventive-maintenance practices in Nigerian industries. *Applied Energy*, 83, 1163–1179.

Feigenbaum A.V. 1996. Control total de la calidad. 3 ed. Editorial CECSA. México.

Gaffert G.A. 1980. Centrales de vapor. Barcelona, España. Editorial Reverte, S.A.

Gang N., Bo-SukYang y Pecht M. 2007. Development of an optimized condition-based maintenance system by data fusion and reliability-centered maintenance. *Reliability Engineering and System Safety* 95, 786–796

García M.F., Pedregal D.J. 2007. Applied RCM2 Algorithms Based on Statistical Methods. *International Journal of Automation and Computing*. 4, (2), 109-116.

Guerrero, V. M. (1991). Análisis estadístico de series de tiempo económicas. México. Editorial Universidad Autónoma Metropolitana.

Gülsen A.K., Coskun O. 2009. An Alternative Evaluation of FMEA: Fuzzy ART Algorithm. *Quality And Reliability Engineering International*. 25, 647–66

Gutiérrez P.H. y de la Vara S.R. 2004. Control estadístico de la calidad y seis Sigma. México D.F. McGraw Hill Interamericana de México, S.A. de C.V.

Hahn G. J., Morgan C.B y Schmee J. 1981. The Analysis of a Fractional Factorial Experiment with Censored Data Using Iterative Least Squares. *Technometrics*, 23, (1), 33-36.

Hung C. A. (2009). Mantenimiento centrado en confiabilidad como estrategia para apoyar los indicadores de disponibilidad y paradas forzadas en la Planta Oscar A. Machado EDC. *Energética*, 30, (2), 13-19.

Jones D.R.H. 2004. Creep failures of overheated boiler, superheater and reformer tubes. *Engineering Failure Analysis* 11, 873–893

Jones R.B. 1995. Use reliability-centered maintenance to identify real-world risks. *Hydrocarbon Processing*, 74 (10).

Juran J.M. y Gryna F. M. 1995 Análisis y planeación de la calidad. México D.F McGraw Hill Interamericana de México, S.A. de C.V.

Kancev D. y Cepin M. 2011. Evaluation of risk and cost using an age-dependent unavailability modelling of test and maintenance for standby components. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 24, 146-155

Kohan A. L. 2000. Manual de calderas, principios operativos de mantenimiento, construcción, instalación, reparación, seguridad, requerimientos y normativas. Volumen II. McGraw-Hill. Madrid España.

Krishnasamy L., Khan F., Haddara M. 2005. Development of a risk-based maintenance (RBM) strategy for a power-generating plant. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 18, 69–81.

Marvin R. 1998. Reliability centered maintenance. *Reliability Engineering and System Safety* 60, 1211 – 132

Mendenhall, W., Scheaffer R. y Wackerly D. (2002). Estadística matemática con aplicaciones. México, D.F. Thomson Editores, S.A. de C.V.

Mesquita R.N., Ting D.K., Cabral E.L.L., Upadhyaya B.R. 2004. Classification of steam generator tube defects for real time applications using eddy current test data and self organizing maps. *Real time system*, 27, 49-70.

Moore H. 2007. Matlab para ingenieros. México D.F. Prentice Hall.

Moran M. J. y Shapiro H.N. 2004. Fundamentos de termodinámica técnica. 2 ed. Barcelona, España. Editorial Reverte, S.A.

Moubray J. 2004. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Traducido del español por Ellmann, Sueiro y Asociados. Buenos Aires, Argentina- Madrid España. Aladon LLC.

Navidi W. 2006. Estadística para ingenieros. México D.F. Editorial McGraw-Hill.

Papoulis A. 1984. Probability, Random variables, and stochastic processes. Singapore. Mc Graw Hill International Editions.

Pérez C. 2002. Matlab y sus aplicaciones en las ciencias y la ingeniería. Madrid España. Pearson Education S.A.

Pérez J.C. 2011. Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM). En: Comisión Federal de Electricidad. Seminario ejecutivo de RCM. Hermosillo, Sonora, 25 mayo. Medellín, Colombia

Plauchu L.A. 2006. Eficiencia en sistemas de generación y distribución de vapor, manual de consulta para el aprovechamiento óptimo de la energía. México D.F.

Randall G. W., Usrey M.W. 2000. reliability-centered maintenance: a case study. Engineering Management Journal, 12, Reliability Engineering and System Safety 71, 159-164.

SAEJA1011, 1999. United States of America. Society of Automotive Engineering Inc.

Selvik J.T. and Aven T. (2011). A framework for reliability and risk centered maintenance. Reliability Engineering and System Safety, 96, 324-331

Shield Carl D. 1965. Calderas Tipos, características y sus funciones. México D.F. Compañía editorial continental S.A.

Suárez C. D., Sánchez L. A., Martínez P. J. y García B. C. (2007). Diagnóstico de fallas en el generador de vapor de una termoeléctrica usando redes de Petri. Instituto de Investigaciones Eléctricas, 3-14.

Teoh P.C., Case K. 2004. Modelling and reasoning for failure modes and effects analysis generation. Mechanical and Manufacturing Engineering, 218, 289-300.

Zhonghua C., Xisheng J., Ping G., Su Wua, Jianzhao W. (2007). A framework for intelligent reliability centered maintenance analysis. Reliability Engineering and System Safety, 93, 784-792.

7. ANEXOS

ANEXO 1 FORMATO DE ENCUESTA

ENCUESTA RELACIONADA CON FALLAS EN LOS GENERADORES DE VAPOR, DIRIGIDA A PERSONAL EXPERTO

1. DATOS GENERALES DEL PERSONAL

AREA: _____ AÑOS EXPERIENCIA: _____
 FORMACION EN LA MATERIA: _____

2. IDENTIFICACION DE SUBSISTEMAS IMPORTANTES

1. De acuerdo al tiempo laborado en esta empresa, ¿Cuál de los siguientes subsistemas ha presentado mayor número de fallas?

Generador de vapor	<input type="checkbox"/>
Auxiliares del generador de vapor	<input type="checkbox"/>
Turbogruppo y auxiliares	<input type="checkbox"/>
Fallas eléctricas	<input type="checkbox"/>
Error humano	<input type="checkbox"/>
Diversos	<input type="checkbox"/>

2. En base a su experiencia, ¿Cómo definiría el impacto (ENOG) de las fallas de los siguientes subsistemas?

	ALTO	MEDIO	BAJO
Generador de vapor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Auxiliares del generador de vapor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Turbogruppo y auxiliares	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Fallas eléctricas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Error humano	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Diversos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Si en la pregunta 1 se considero al Generador de Vapor ó en la pregunta 2 se definió el impacto de la falla del Generador de Vapor como medio o alto, favor de continuar con la parte 3.

3. ANALISIS DE FALLAS EN GENERADORES DE VAPOR

3. Del siguiente listado, asigne del 1 al 6 por orden de importancia (considerando el 1 como el que ha presentado mayor número de fallas y el 6 como el que ha presentado el menor número de fallas)

Economizador	<input type="checkbox"/>	Tubo soporte	<input type="checkbox"/>
Pared de agua	<input type="checkbox"/>	Recalentador	<input type="checkbox"/>
Sobrecalentador	<input type="checkbox"/>	Otro (especifique)	<input type="checkbox"/>

4. En base a su experiencia, ¿Cuál es la causa de falla que se ha presentado más continuamente en cada uno de los siguientes equipos?

- Economizador _____
- Pared de agua _____
- Sobrecalentador _____
- Tubo soporte _____
- Recalentador _____
- Otro (especifique) _____

5. Considerando los controles operacionales instalados actualmente en la Central Termoeléctrica, ¿Estos son capaces de identificar la falla en los equipos mencionados anteriormente?

SI NO

6. ¿En qué porcentaje?

80-100% 40-80% Menos 40%

7. En su opinión, ¿Qué equipo debe ser atendido primordialmente y que estrategias propone para mejorar su rendimiento?

8. Comentarios: _____

ANEXO 2
AMEF
(ANÁLISIS DE MODO Y EFECTO DE FALLA)

ANÁLISIS DE FMEA "ANÁLISIS DE MODO DE FALLA Y SUS EFECTOS" PARA UNA CENTRAL CONVENCIONAL

PLANO: _____
 ESCALA: _____
 FECHA: _____
 AUTORA: _____
 APROBADA: _____

PROCESOS PRINCIPALES IDENTIFICADOS DEL SISTEMA
 1. Generación y transmisión de potencia eléctrica a través de un generador de CC.
 2. Regulación de voltaje y frecuencia de la potencia eléctrica.
 3. Protección y aislamiento de la potencia eléctrica.
 4. Distribución de la potencia eléctrica a través del sistema.
 5. Control de la potencia eléctrica.
 6. Mantenimiento y reparación de la potencia eléctrica.

DETERMINACION DE LA CRITICIDAD DEL COMPONENTE

CRITICIDAD	SEVERIDAD	FRECUENCIA	DETECTABILIDAD
1	1	1	1
2	2	2	2
3	3	3	3
4	4	4	4
5	5	5	5
6	6	6	6
7	7	7	7
8	8	8	8
9	9	9	9
10	10	10	10

ASIGNACION DE TAREAS DE MANTENIMIENTO

TAREA	FECHA	RESPONSABLE	ESTADO
1	1	1	1
2	2	2	2
3	3	3	3
4	4	4	4
5	5	5	5
6	6	6	6
7	7	7	7
8	8	8	8
9	9	9	9
10	10	10	10

ID	NO. DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO/COMPONENTE	PARTE DEL EQUIPO/COMPONENTE	FALLA FUNCIONAL	MECANISMO DE FALLA	FREC. DE OCURRENCIA POR AÑO	EFFECTO	SEVERIDAD	DETECTABILIDAD	DETERMINACION DE LA CRITICIDAD DEL COMPONENTE										TOTAL	RANGO	OBSERVACIONES	ASIGNACION DE TAREAS DE MANTENIMIENTO
										SEVERIDAD													
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
FALLA POR SOBRECARGA	F1.01	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	SOLICITUD EXCESIVA DE POTENCIA	SOLICITUD EXCESIVA DE POTENCIA	1	SOLICITUD EXCESIVA DE POTENCIA	SOLICITUD EXCESIVA DE POTENCIA	SOLICITUD EXCESIVA DE POTENCIA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	SOLICITUD EXCESIVA DE POTENCIA	SOLICITUD EXCESIVA DE POTENCIA
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
CONEXION FALLA	F1.02	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.03	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.04	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.05	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.06	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.07	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.08	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.09	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.11	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
MOTOR SIN CARGA	F1.12	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	MOTOR DE INDUCCION	MOTOR DE INDUCCION
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				

ANÁLISIS DE FMEA "ANÁLISIS DE MODO DE FALLA Y SUS EFECTOS" PARA UNA CENTRAL CONVENCIONAL

PLANTILLA DE FMEA... F1. Revisión de modo... F2. Revisión de causa... F3. Revisión de efecto... F4. Revisión de control... F5. Revisión de acción... F6. Revisión de prioridad...

DETERMINACION DE LA CRITICIDAD DEL COMPONENTE

Table with 2 columns: CONCORDANCIA ALA MODERADA (1-4) and CONCORDANCIA ALA ALTA (5-8). Includes criteria for 'CONCORDANCIA ALA MODERADA' and 'CONCORDANCIA ALA ALTA'.

ASIGNACION DE TAREAS DE MANTENIMIENTO

Table with 2 columns: AREA DE MANTENIMIENTO (ELECTRICIDAD, MECANICA, etc.) and RESPONSABLE (INGENIERO, TECNICO, etc.).

Main FMEA table with columns: No. de modo de falla, Tipo de defecto, Tipo de efecto, Parámetro del modo de falla, Causa, Efecto, Local, Exterior, Interno, Nivel de criticidad (I, II, III, IV, V), and Descripción de la falla. It contains multiple rows for different failure modes like 'DESCOMPOSICION DEL MOTOR', 'DESCOMPOSICION DE LA BOMBA', etc.

ANEXO 3

LISTA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

TAREAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y PREVENTIVO

MECANISMOS DE FALLA:

- | | | |
|---|--|--------------------------|
| 1. SOBRECALENTAMIENTO REPENTINO | 7. PICADURAS | 13. SOPLADORES HOLLIN |
| 2. SOBRECALENTAMIENTO PROLONGADO | 8. AGRIETAMIENTO POR CORROSION BAJO ESFUERZO | 14. PARTICULAS DE CARBON |
| 3. TERMOFLUENCIA EN SOPORTES DE SOBRECALENTADOR | 9. CORROSION PAREDES AGUA | 15. CAIDA ESCORIA |
| 4. SOLDADURA DE METALES DIFERENTES | 10. CORROSION POR CENIZAS DE CARBON | 16. FATIGA POR VIBRACION |
| 5. CORROSION CAUSTICA | 11. CORROSION POR CENIZAS DE COMBUSTOLEO | 17. FATIGA TERMICA |
| 6. DAÑO POR HIDROGENO | 12. CENIZAS EN LOS GASES | 18. CORROSION FATIGA |

- | |
|----------------------------------|
| 19. DAÑO POR LIMPIEZAS QUIM |
| 20. DAÑO PRO REACTIVOS QUIMICOS |
| 21. DEFECTOS DE MATERIAL |
| 22. DEFECTOS SOLDADURA |
| 23. CORROSION A BAJA TEMPERATURA |

CONTROL OPERACIONAL	MANTENIMIENTO		MECANISMO DE FALLA																																	
	PREDICTIVO	PREVENTIVO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23											
1. Alineación y medición de espaciamiento entre filas de tubos					X								X	X	X																					
2. Analisis de depósitos externos	X											X	X	X																						
3. Analisis de depósitos internos	X			X				X	X		X											X														
4. Analisis fisico-quimico del combustible	X													X	X																					
5. Capacitación del personal que interviene en el proceso de soldadura		X																					X		X											
6. Capacitación del personal que participa en las limpiezas químicas																						X														
7. Control de almacenamiento de electrodos de soldadura							X																		X											
8. Control de las contaminaciones de condensador								X	X			X																								
9. Control de las fugas en los PARs											X																									
10. Control de las purgas de condensado del sistema de desdeshollado																X																				
11. Control de los parámetros durante las limpiezas químicas		X							X	X													X													
12. Control de neutralizantes durante lavado hidrodinámico del GV		X									X	X		X	X							X														
13. Control de los parámetros operativos durante arranques y operación normal de la unidad			X	X	X	X					X	X		X	X																					
14. Control de presión positiva de nitrógeno para el almacenamiento en seco de los generadores		X								X				X	X																					
15. Control de purgas de condensados en St y BH en arranques		X	X																																	
16. Control nivel nivel		X																																		
17. Control químico del sistema caldera		X	X	X			X	X	X	X	X									X	X	X														
18. Control químico del sistema poscaldera		X		X			X	X	X	X										X	X	X														
19. Control químico del sistema precaldera		X					X	X	X	X	X									X	X	X														
20. Control químico durante el almacenamiento hielado de los generadores de vapor		X								X																										
21. Documentación de especificaciones de compra, embarque, recepción y almacenamiento		X																						X												
22. ENP (en almacenamiento)		X																						X												
23. ENP		X																					X													
24. ENP (Análisis de esfuerzos de los accesorios de la tubería y conexiones de los cabezales)																					X															
25. ENP (líquidos penetrantes)		X					X														X				X											
26. ENP (inspección de acoreros)		X		X	X		X	X			X	X	X	X	X	X	X	X						X												
27. ENP (metalografía)		X		X	X		X				X	X	X	X	X					X																
28. ENP (ortoflujo mametrías)																	X																			
29. ENP (radiografías)			X																						X											
30. ENP (inspección de los soldadores)			X																					X												
31. Estado de calibración del equipo de medición			X																			X														
32. Horas de operación de limpiezas químicas de los GV			X						X							X									X											
33. Inspección de los desdesholladores en mantenimiento																X																				
34. Limpieza de las superficies de transferencia de calor en los GV de acuerdo a caída de presión en el sistema aire agua																	X	X							X											
35. Mantenimiento a quemadores		X												X	X						X															
36. Presión de vapor de soñado adecuado		X														X																				
37. Presión del hogar		X											X	X	X																					
38. Presiones de combustible y de vapor iguales en todos los quemadores		X		X																		X														
39. Presiones diferenciales en quemadores, bancos del St y BH		X		X								X	X	X																						
40. Prevención de fugas de vapor en calentadores aire/vapor		X									X			X	X																					
41. Programa de limpieza y calibración de quemadores		X		X	X				X	X			X	X								X	X													
42. Programa de limpiezas químicas		X		X	X			X	X	X	X										X															
43. Programa de puestas a punto y resultados obtenidos de variables operativas																																				
44. Protección catódica y control químico: sistema agua de circulación		X			X						X	X		X	X								X													
45. Pruebas hidroestáticas de los componentes sujetos a presión		X																					X													
46. Respetar las curvas de enfriamiento		X																		X																
47. Revisión de la selección del material y sus especificaciones		X																																		
48. Revisión de los procedimientos de limpiezas químicas		X																					X	X												
49. Revisión de los procedimientos de soldadura		X					X																													
50. Revisión del estado físico Del desecador y su operación correcta		X								X															X											
51. Revisión física ocular de los elementos cercanos al fallado		X		X	X				X	X	X			X	X	X	X	X	X																	
52. Seguimiento a la operación cíclica de la unidad y fallas corrosión fatiga		X											X								X															
53. Seguimiento a número de arranques, horas de operación después del último mantenimiento		X											X																							
54. Supervisión de las cartas de soldadura		X					X																		X											
							7	11	3	6			9	9	9		9		9	9	11	5	6	12	12	6	4	2	3	1	8	7	8	4	9	