

**APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO RCM2 AL SISTEMA DE CALDERA DE
LA UNIDAD 2 DE LA PLANTA TÉRMICA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CENTRAL CARTAGENA.**

**RODRIGO A. VARGAS DIAZ
VICTOR HERNANDEZ TIRADO**



**FACULTAD DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
CARTAGENA DE INDIAS
2012**

**TRABAJO FINAL INTEGRADOR PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GERENCIA DE
MANTENIMIENTO**

**DIRECTOR TRABAJO FINAL INTEGRADOR
MSC, ME Alfredo Abuchar Curí**

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Cartagena de Indias D. T. y C., 13 de febrero de 2012

Señores:

Comité Evaluador

Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Universidad Tecnológica De Bolívar

Ciudad.

Apreciados señores:

Por medio de la presente nos permitimos someter para su estudio, consideración y aprobación el Trabajo Final Integrador titulado “Aplicación de la estrategia de mantenimiento RCM2 al sistema de caldera de la unidad 2 de la planta Térmica de generación de energía eléctrica Central Cartagena” realizada por los estudiantes Rodrigo A. Vargas Diaz y Víctor A. Hernández Tirado, para optar al título de Especialistas en Gerencia de Mantenimiento.

Cordialmente,

Rodrigo A. Vargas Diaz

Víctor A. Hernández Tirado

CESIÓN DE DERECHOS PATRIMONIALES

Cartagena de Indias D. T. y C., 13 de febrero de 2012

Yo, Víctor A. Hernández Tirado, manifiesto en este documento mi voluntad de ceder a la Universidad Tecnológica de Bolívar los derechos patrimoniales, consagrados en el artículo 72 de la Ley 23 de 1982 sobre Derechos de Autor, del trabajo final denominado “APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO RCM2 AL SISTEMA DE CALDERA DE LA UNIDAD 2 DE LA PLANTA TÉRMICA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CENTRAL CARTAGENA” producto de mi actividad académica para optar el título de Especialista en Gerencia de Mantenimiento de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

La Universidad Tecnológica de Bolívar, entidad académica sin ánimo de lucro, queda por lo tanto facultada para ejercer plenamente los derechos anteriormente cedidos en su actividad ordinaria de investigación, docencia y extensión. La cesión otorgada se ajusta a lo que establece la Ley 23 de 1982. Con todo, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada con arreglo al artículo 30 de la Ley 23 de 1982. En concordancia suscribo este documento que hace parte integral del trabajo antes mencionado y entrego al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

Víctor A. Hernández Tirado

C.C. de

CESIÓN DE DERECHOS PATRIMONIALES

Cartagena de Indias D. T. y C., 13 de febrero de 2012

Yo, Rodrigo A. Vargas Diaz, manifiesto en este documento mi voluntad de ceder a la Universidad Tecnológica de Bolívar los derechos patrimoniales, consagrados en el artículo 72 de la Ley 23 de 1982 sobre Derechos de Autor, del trabajo final denominado “APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO RCM2 AL SISTEMA DE CALDERA DE LA UNIDAD 2 DE LA PLANTA TÉRMICA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CENTRAL CARTAGENA” producto de mi actividad académica para optar el título de Especialista en Gerencia de Mantenimiento de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

La Universidad Tecnológica de Bolívar, entidad académica sin ánimo de lucro, queda por lo tanto facultada para ejercer plenamente los derechos anteriormente cedidos en su actividad ordinaria de investigación, docencia y extensión. La cesión otorgada se ajusta a lo que establece la Ley 23 de 1982. Con todo, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada con arreglo al artículo 30 de la Ley 23 de 1982. En concordancia suscribo este documento que hace parte integral del trabajo antes mencionado y entrego al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

Rodrigo A. Vargas Diaz

C.C. de

Cartagena de Indias D. T. y C., 13 de febrero de 2012

Señores:

Comité Evaluador

Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Universidad Tecnológica De Bolívar

Ciudad.

Apreciados señores:

Por medio de la presente me permito informarles que el Trabajo Final Integrador titulado “APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO RCM2 AL SISTEMA DE CALDERA DE LA UNIDAD 2 DE LA PLANTA TÉRMICA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CENTRAL CARTAGENA” ha sido desarrollado de acuerdo a los objetivos establecidos por la Especialización de Gerencia en Mantenimiento.

Como director del proyecto considero que el trabajo es satisfactorio y amerita ser presentado para su evaluación.

Atentamente

MSC, ME Alfredo Abuchar Curí

Director Trabajo Final Integrador

CONTENIDO

ANEXOS	11
GLOSARIO	12
RESUMEN	16
INTRODUCCIÓN	17
1. IDENTIFICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	19
2. OBJETIVOS.....	20
3. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	21
3.1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM).	21
3.1.1. Definiciones.....	21
3.2. CONTEXTO OPERACIONAL.....	22
3.3. FUNCIONES DE LOS ACTIVOS.....	23
3.3.1. Funciones primaria	23
3.3.2. Funciones secundarias	24
3.4. FALLAS FUNCIONALES	24
3.5. MODOS DE FALLA.....	25
3.6. LOS EFECTOS DE FALLA.....	26
3.7. CONSECUENCIA DE LA FALLA.....	26
3.7.1. Consecuencia de fallas oculta	27
3.7.2. Consecuencias ambientales y para la seguridad	27
3.7.3. Consecuencias operacionales.....	27
3.7.4. Consecuencias no operacionales.....	28
3.7.5. Tareas proactivas.....	28
3.7.6. Acciones a falta de.....	29
3.8. EL PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS DE RCM.....	29
3.8.1. Para fallas ocultas.....	29
3.8.2. Para fallas con consecuencias ambientales o para la seguridad	30
3.8.3. Si la falla tiene consecuencias operacionales.....	30
3.8.4. Si una falla tiene consecuencias no operacionales	30
3.9. FACILITADOR.....	30
3.10. ANÁLISIS DE CRITICIDAD	31

3.11.	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA APLICACIÓN DEL RCM	35
4.	ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE EQUIPOS CENTRAL CARTAGENA.....	36
4.1.	ANÁLISIS LOS SISTEMAS UNIDAD 2	37
4.2.	ANÁLISIS LOS SUBSISTEMAS UNIDAD 2 - CALDERA.....	38
5.	CONTEXTO OPERACIONAL.....	39
5.1.	INFORMACIÓN GENERAL DE LA COMPAÑÍA.....	39
5.2.	INFORMACIÓN DE LA CENTRAL TERMICA CARTAGENA	42
5.2.1.	Recurso Humano Disponible	44
5.2.2.	Operación	45
5.2.3.	Mantenimiento	46
5.3.	SISTEMA DE CALDERA U2	46
5.3.1.	Función principal sistema caldera unidad 2	48
5.3.2.	Funciones secundarias	49
5.3.3.	Designación de materiales	54
5.3.4.	Agua de alimentación y de caldera	57
5.3.5.	Fallas registradas en los últimos 3 años de caldera unidad 2.....	60
5.3.6.	Causas genéricas del por qué se producen las fallas en las paredes de caldera	67
6.	CONCLUSIONES.....	69
7.	RECOMENDACIONES	71
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	72
9.	ANEXOS.....	73

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Diagrama de flujo para la implementación del RCM2.	35
Ilustración 2. Matriz general de criticidad.	37
Ilustración 3. Ubicación geográfica de las centrales de generación de Emgesa S.A E.S.P.	41
Ilustración 4. Instalación física de la central Cartagena.	42
Ilustración 5. Organigrama del nivel gerencial Central Cartagena - Emgesa.	45
Ilustración 6. Organigrama del área de Operaciones.	46
Ilustración 7. Organigrama del área de mantenimiento.	46
Ilustración 8. Diagrama de funciones del sistema de la caldera unidad 2.	48
Ilustración 9. Función primaria del sistema de caldera unidad 2.	48
Ilustración 10. Funciones secundaria del sistema de caldera unidad 2.	50
Ilustración 11. Esquema de caldera y diseño de sobre calentadores caldera unidad 2.	57
Ilustración 12. Tubo del sobre calentador secundario fisurado.	60
Ilustración 13. Pared 1 de la caldera fracturada.	61
Ilustración 14. Fisura del tubo 110 de la pared 1 de la caldera.	62
Ilustración 15. Piting en el sobre calentador primario.	63
Ilustración 16. Fisura en la pared 4 de la caldera.	64

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Calificación de frecuencias de fallas.....	32
Tabla 2. Calificación del impacto operacional.....	33
Tabla 3. Calificación de la flexibilidad.	33
Tabla 4. Calificación de los costos de mantenimiento.....	34
Tabla 5. Calificación en seguridad, ambiente e higiene.....	34
Tabla 6. Resultados de cuadro de factores - unidad 2.....	37
Tabla 7. Resultado de cuadro de factores - caldera unidad 2.....	38
Tabla 8. Planta de generación de energía eléctrica Emgesa S.A E.S.P	40
Tabla 9. Datos técnicos de operación de la cadera unidad 2.....	47
Tabla 10. Designación de materiales.....	56

ANEXOS

Ver Anexo 1. Hoja de Información	73
Ver Anexo 2. Hoja de Decisión	73

GLOSARIO

CAPACIDAD INICIAL: El nivel de funcionamiento al que el activo o sistema es capaz de trabajar en el momento en que entra en servicio.

CONSECUENCIAS DE LA FALLA: La forma (o formas) en la cual tiene importancia un modo de falla o una falla múltiple.

CONSECUENCIAS NO OPERACIONALES: Un modo de falla tiene consecuencias no operacionales si no es oculto y no tiene consecuencia sobre la seguridad, sobre el medio ambiente ni consecuencias operacionales, pero necesita ser reparado.

CONSECUENCIAS OPERACIONALES: Un modo de falla o una falla múltiple tiene consecuencias operacionales si puede afectar de manera adversa la capacidad operacional de un activo físico o sistema (producción, calidad de producto, servicio al cliente, capacidad militar, o costos operativos además de los costos de reparación).

CONSECUENCIAS SOBRE EL MEDIO AMBIENTE: Un modo de falla o una falla múltiple tienen consecuencias sobre el medio ambiente si pudiera quebrantar cualquier estándar o regulación medioambiental corporativa, municipal, regional, nacional o internacional que se aplique al activo físico o sistema en consideración.

CONSECUENCIA SOBRE LA SEGURIDAD: Un modo de falla o una falla múltiple tiene consecuencia sobre la seguridad si puede dañar o matar a un ser humano.

CONTEXTO OPERACIONAL: Conjunto de consecuencias en la que se espera que opere un activo físico o sistema.

CONFIABILIDAD: Es la probabilidad de que un equipo desarrolle una función específica, bajo unas condiciones específicas durante un tiempo determinado.

DISPOSITIVO O SISTEMA DE PROTECCIÓN: Un dispositivo o sistema diseñado para evitar, eliminar, o minimizar las consecuencias de la falla de otro sistema.

DISPONIBILIDAD: Es la probabilidad de que un equipo funcione satisfactoriamente en el momento que sea requerido después del comienzo de su operación.

EFECTO DE LA FALLA: Que sucede cuando ocurre un modo de falla.

FALLA: Pérdida de la capacidad de servicio de una máquina o sistema, según las especificaciones de diseño con las que fue construido.

FALLA EVIDENTE: Un modo de falla que será evidente por sí mismo para los operarios en circunstancias normales.

FALLA FUNCIONAL: Estado en el cual el activo físico o sistema es incapaz de cumplir, a un nivel de funcionamiento que sea aceptable para su propietario o usuario, con una función específica.

FALLA MULTIPLE: Un evento que ocurre si falla la función protegida mientras su dispositivo o sistema de protección se encuentra en estado de falla.

FALLA OCULTA: Un modo de falla que no será evidente por sí misma para los operarios en circunstancias normales.

FALLA POTENCIAL: Una condición identificable que indica que una falla funcional está en vías de ocurrir o en proceso de ocurrir.

FUNCIÓN EVIDENTE: Una función cuya falla será evidente por sí misma para los operarios en circunstancias normales.

FUNCIÓN OCULTA: Una función cuya falla no será evidente por sí misma para los operarios en circunstancias normales.

FUNCIONES PRIMARIAS: La función que constituye la razón principal por la que su propietario o usuario adquirió un activo físico o sistema.

FUNCIONES SECUNDARIAS: Funciones que debe cumplir un activo físico o sistema además de sus funciones primarias, como aquellas que se necesitan para cumplir con

requerimientos regulatorios y aquellos que se relacionan con temas de protección, control, contención, confort, apariencia, integridad estructural, y eficiencia energética.

FUNCIÓN: Lo que el propietario o usuario quiere que el activo físico o sistema haga.

FUNCIONAMIENTO DESEADO: El nivel aceptable de funcionamiento para el propietario o usuario del activo físico o sistema.

INTERVALO P-F: El intervalo que va desde el punto en que una falla potencial se vuelve detectable y el punto que se degrada hasta ser una falla funcional (también conocido como “periodo de desarrollo de la falla” o “tiempo a la falla”).

MANTENIMIENTO “A ROTURA” (RUN-TO-FAILURE): Política de manejo de fallas que permite que ocurra un modo de falla específico sin hacer ningún intento de anticiparlo o prevenirlo.

MANTENIBILIDAD: Es la probabilidad de que un equipo sea restablecido a una condición específica dentro de un periodo de tiempo dado, usando recursos determinados.

MANTENIMIENTO: Es una combinación de acciones técnicas destinadas a reparar o restaurar un equipo a un estado en el que pueda desempeñar su función.

MODO DE FALLA: Es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de falla.

PRODUCTIVIDAD: Es la relación entre la producción obtenida por un sistema de producción o servicios y los recursos utilizados para obtenerla.

POLÍTICA DE MANEJO DE FALLA: Término genérico que abarca las tareas a condición, el reacondicionamiento programado, la sustitución cíclica, la búsqueda de fallas, el mantenimiento correctivo (run-to-failure) y el rediseño.

PROBABILIDAD CONDICIONAL DE FALLA: La probabilidad de que ocurra una falla en un periodo determinado siempre que el elemento en cuestión haya sobrevivido hasta el comienzo de dicho periodo.

PROGRAMADO: Realizado a intervalos fijos y predeterminados.

RECONDICIONAMIENTO PROGRAMADO: Una tarea que restaura la capacidad inicial de un elemento o componente a una edad determinada (o antes de la misma) sin importar en el estado en que se encuentre en ese momento.

REDISEÑO: Cualquier acción tomada para cambiar la configuración física de un activo o sistema (modificación), para cambiar el contexto operativo del activo o sistema, para cambiar el método usado por el operador o persona de mantenimiento para hacer una tarea, o para cambiar la capacidad de un operador o persona de mantenimiento (capacitación).

RUTINARIA: Lo mismo que “programada”

SUSTITUCIÓN CICLICA: Una tarea que implica descartar un elemento o componente a una edad determinada (o antes de la misma) sin importar el estado que se encuentre a este momento.

TAREA DE BUSQUEDA DE FALLAS: Una tarea programada que busca determinar si ha ocurrido una falla oculta específica (controla si el elemento ha fallado).

TAREAS ACONDICIÓN: Una tarea programada usada para determinar si ha ocurrido una falla potencial (controla si el elemento está fallando o en vías de fallar).

TECNICAMENTE FACTIBLE: Una tarea es técnicamente factible si es físicamente posible para la tarea reducir, o permitir tomar una acción que produzca, las consecuencia del modo de falla asociado al punto que el propietario o usuario del activo pueda aceptar.

RCM: (Mantenimiento centrado en confiabilidad) es un proceso usado para determinar sistemáticamente y científicamente que deber ser hecho para asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que los usuarios desea que hagan.

IHF: Índice histórico de fallas

RESUMEN

El presente trabajo, está enfocado a la aplicación de la metodología RCM2 sistema de la caldera de la unidad 2 de la central térmica de Cartagena – Emgesa S.A E.S.P, inicialmente se realiza una descripción del negocio y el proceso de generación, para posteriormente identificar cuáles son los equipos críticos de la central de generación unidad 2 y comparar estos vs la valoración actual del sistema de caldera.

Se continúa con un marco conceptual de los temas a tratar en el desarrollo del trabajo, con el propósito de contextualizar al lector y por último, se incluye el análisis pertinente y la aplicación del la táctica de mantenimiento RCM2 al sistema de caldera.

La aplicación de la metodología RCM2 sobre el equipo o sistema de caldera unidad 2 nos ayuda a extraer la experiencia de aproximadamente 20 años de los operadores y mantenedores de la central y plasmar de forma efectiva en el plan de mantenimiento de la central. Esta aplicación genera ahorros a largo plazo para la compañía y maximiza la vida útil de los equipos, garantizando la seguridad de las personas y el medio ambiente.

Palabras Claves: Caldera de vapor, RCM2, plan de mantenimiento, confiabilidad y modos de fallas.

INTRODUCCIÓN

La central térmica Cartagena consiste en tres (3) unidades de generación ciclo RANKINE. Las calderas son diseño **Foster Wheeler**, construidas por Distral, y pueden quemar Gas Natural o Fuel Oíl No. 6 (las instalaciones son exteriores). El calentamiento inicial de las calderas se realiza con el combustible liviano diesel (ACPM).

El generador de la unidad 2 fue suministrado por Westinghouse en el año 1978, tiene una capacidad nominal de 66 MW.

El interés de llevar a cabo la realización de este estudio es por la importancia que tiene para la empresa, diseñar e implantar un programa de mantenimiento que les permita controlar y garantizar el funcionamiento de la caldera, para poder brindar confiabilidad en el desenvolvimiento de las operaciones.

La aplicación de la metodología RCM nos permitirá implementar un programa de Mantenimiento a la caldera, el cual se espera minimizar los costos, maximizar la producción, búsqueda de confiabilidad que responda las operaciones, prolongar la vida útil para poder cumplir con el proceso de producción establecida, incorporar nueva tecnología que permite mejorar la productividad y reducción de costo, suplir de servicios indispensables para la continuidad operacional de los equipos e instalaciones.

De esta manera se pretende que éste estudio sirva como marco de referencia para activar y profundizar investigaciones sobre programas de mantenimiento. El desarrollo de esta investigación quiere dar respuestas a la problemática planteada y de esta manera implantar un proyecto en el ámbito de seguridad, confiabilidad y garantía derribando así los viejos esquemas sobre el mantenimiento.

Consecuentemente, la aplicación de la metodología de mantenimiento basada en RCM2, genera un valor agregado al objetivo de mejoramiento continuo de la compañía, ya que se cuenta con criterios con contenidos científicos y tecnológicos para respaldar las acciones de mantenimiento a realizar.

1. IDENTIFICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

De acuerdo al tiempo de funcionamiento y la degradación normal por el medio ambiente estas calderas tienen una tasa de falla aproximadamente de 1 por cada 10 puesta en servicio, generando riesgo para las personas y pérdida de la producción e indisponiendo la unidad aproximadamente 5 días.

Los costos asociados a las fallas son:

- Tiempo de indisponibilidad
- Penalización por el no cumplimiento del despacho por el ente regulador
- Pérdida del cargo por confiabilidad
- Pérdidas de combustibles e insumos
- Costo de reparación

2. OBJETIVOS

Objetivo General

Aplicar la estrategia de mantenimiento RCM2 al sistema de caldera de la unidad 2 de la planta Térmica de generación de energía eléctrica Central Cartagena y de este modo crear el programa de mantenimiento eficaz con el propósito de garantizar la disponibilidad y minimizar los riesgos a las personas y el medio ambiente.

Objetivos Específicos

1. Realizar la evaluación de criticidad del sistema de caldera con respecto a los demás equipos en la planta de generación.
2. Identificar y registrar los informes de las fallas que se han venido presentando.
3. Aplicar la metodología RCM2 al sistema de caldera.
4. Establecer el programa de mantenimiento.

3. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

3.1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM).

3.1.1. Definiciones¹

El RCM es un método organizado y lógico para construir o modificar un plan de mantenimiento a un costo justificable. Es un medio para documentar las bases de un plan de mantenimiento para futuras referencias. Es una filosofía para conservar un balance óptimo entre el costo del mantenimiento de rutina y la confiabilidad del servicio. Es un método organizado, lógico y documentado, para construir o modificar un plan de mantenimiento, conservando un balance óptimo entre sus costos y la confiabilidad del servicio.

Filosofía de gestión del mantenimiento, en el cual, un equipo multidisciplinario de trabajo, se encarga de optimizar la confiabilidad operacional de un sistema, que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento, en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los posibles efectos que originaran los modos de falla de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones

El proceso de RCM formula siete preguntas acerca del activo o sistema que se intenta revisar:

¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?

¿De qué manera falla en satisfacer dicha funciones?

¹ ORTIZ, Germán Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, posgrado en gerencia de mantenimiento, universidad industrial de Santander. 2003.p.22-23.

- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
- ¿En qué sentido es importante cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir la falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

3.2. CONTEXTO OPERACIONAL

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando (primera pregunta del RCM), se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes. Antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional, breve descripción donde se debe indicar: Régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo (producción perdida o reducida, recuperación de producción en horas extra, tercerización), objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc.

El contexto operacional define todo el entorno que afecta o puede afectar las funciones y el mantenimiento del equipo que se va a estudiar dentro del análisis RCM, por lo tanto este es un punto de partida del proceso, y de su claridad depende en gran parte del éxito del mismo, ya que es en otras palabras aquí se debe detallar la relación del equipo y su entorno en la fabrica o industria y las condiciones de servicio que el dueño del activo exige.

Este contexto puede tener en cuenta los siguientes aspectos:²

² MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. 2 ed. New York: Industrial Press Inc, 1997. P.28 - 35

- ✓ Definir si el activo físico es parte de un proceso continuo o por lotes.
- ✓ Describir si se tiene presencia de redundancia o modos de producción alternativa.
- ✓ Definir los parámetros de calidad que se requieren del producto terminado.
- ✓ Describir las características de operación normal del equipo y los estándares ambiental aplicables.
- ✓ Definir los riesgos para la seguridad de las personas que se tienen durante la operación y el mantenimiento normal.
- ✓ Relacionar los turnos u horarios y las cargas de trabajo aplicable a esta máquina tanto del personal de operación como el de mantenimiento.
- ✓ Determinar los volúmenes de almacén de producto terminado y de trabajo en proceso que se producen durante el funcionamiento normal del equipo.
- ✓ Definir con exactitud los tiempos más críticos de reparación que se aplican al activo.
- ✓ Describir la política que sigue la organización en cuanto al manejo de cantidades en stocks de repuestos y consumibles de almacén.
- ✓ Relacionar las tendencias y fluctuaciones estacionales de la demanda del mercado, el ingreso de materia prima y las condiciones generales del mismo.

3.3. FUNCIONES DE LOS ACTIVOS

El primer paso del RCM es definir la función³ de los activos en su contexto operacional, junto con los parámetros de funcionamiento deseados. Lo que los usuarios esperan que los activos sean capaces de hacer puede ser dividido en dos categorías:

3.3.1. Funciones primaria

En primera instancia resumen el por qué de la adquisición del activo. Esta categoría de funciones cubre temas como velocidad, producción, capacidad de almacenaje o carga, calidad del producto y servicio al cliente.

³ MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. SI.: Aladon, 2004. P.37 - 48

3.3.2. Funciones secundarias

La cual reconoce que se espera de cada activo que haga más que simplemente que cubrir su función primaria. Los usuarios también tienen expectativas relacionadas con las áreas de seguridad, control, contención, confort, integridad estructural, economía, protección, eficiencia operacional, cumplimiento de regulación ambientales, y hasta apariencia del activo.

3.4. FALLAS FUNCIONALES⁴

Los objetivos del mantenimiento son definidos por las funciones y expectativas de funcionamiento asociadas al activo en cuestión. Pero ¿Cómo puede el mantenimiento alcanzar estos objetivos?

El único hecho que puede hacer que un activo no puede desempeñarse conforme a los parámetros requeridos por sus usuarios es alguna clase de falla. Esto sugiere que el mantenimiento cumple sus objetivos al adoptar una política apropiada para el manejo de una falla. Sin embargo, antes de poder aplicar una combinación adecuada de herramientas para el manejo de una falla, necesitamos identificar que fallas pueden ocurrir.

El proceso de RCM lo hace en dos niveles:

- ✓ En primer lugar, identifican las circunstancias que llevaron a la falla.
- ✓ Luego se pregunta qué eventos pueden causar que el activo falle.

⁴ ELLMAN Y ASOCIADO, Realiability – centered maintenance. Sl.: Aladon, 2004. P.1-5

En el mundo del RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ocurren cuando el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable.

Sumando a la incapacidad total de funcionar, esta definición abarca fallas parciales en las que el activo todavía funciona pero con un nivel de desempeño inaceptable (incluyendo las situaciones en las que el activo no puede mantener los niveles de calidad o precisión). Evidentemente estas solo pueden ser identificadas luego de haber definido las funciones y parámetros de funcionamiento del activo.

3.5. MODOS DE FALLA⁵

Como se mencionó en el párrafo anterior, una vez que se ha identificado cada falla funcional, el próximo paso es tratar de identificar todos los hechos que de manera razonablemente posiblemente puedan haber causado cada estado de falla. Estos hechos se denominan **modos de fallas**. Los modos de falla “razonablemente posibles” incluye aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto, fallas que actualmente están siendo prevenidas por régimen de mantenimiento existentes, así como fallas que aun no ha ocurrido pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

La mayoría de las listas tradicionales de modos de falla incorporan fallas causadas por el deterioro o desgaste por uso normal. Sin embargo, para que todas las causas probables de fallas en los equipos puedan ser identificadas y resueltas adecuadamente, esta lista debería incluir fallas causadas por errores humanos (por parte de los operadores y el personal de mantenimiento), y errores de diseño. También es importante identificar la causa de cada falla con suficiente detalle para asegurarse de no desperdiciar tiempo y esfuerzo intentando tratar síntomas en lugar de causas reales. Por otro lado es igualmente importante asegurar de no malgastar el tiempo en el análisis mismo al concentrarse demasiado en los detalles.

⁵ ELLMAN Y ASOCIADO, Realiability – centered maintenance. Sl.: Aladon, 2004. P.1-5

3.6. LOS EFECTOS DE FALLA⁶

El cuarto paso en el proceso de RCM tiene que ver con hacer un listado de los efectos de fallas, que describen lo que ocurre con cada modo de fallas. Esta descripción debería incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla, tal como:

- ✓ Que evidencia existe (si la hay) de que la falla ha ocurrido.
- ✓ De qué modo representa una amenaza a la seguridad y el medio ambiente (si la representa).
- ✓ De qué manera afecta a la producción o a las operaciones (si las afecta).
- ✓ Que daños físicos (si los hay) han sido causados por la falla.
- ✓ Que debe hacerse para reparar la falla.

3.7. CONSECUENCIA DE LA FALLA⁷

Un análisis detallado de la empresa industrial promedio probablemente muestra entre tres mil y diez mil posibles modos de falla. Cada una de estas fallas afecta a la organización de algún modo, pero en cada caso, los efectos son diferentes. Pueden afectar operaciones. También pueden afectar a la calidad del producto, el servicio al cliente, la seguridad o el medio ambiente. Pueden afectar operaciones. También pueden afectar a la calidad del producto, el servicio al cliente, la seguridad o el medio ambiente.

Todas para ser reparadas tomaran tiempo y costaran dinero.

⁶ MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. SI.: Aladon, 2004. P.76 - 77

⁷ MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. SI.: Aladon, 2004. P.10 - 11

Son estas consecuencias las que más influyen en el intento de prevenir cada falla. En otras palabras, si una falla tiene serias consecuencias, haremos un gran esfuerzo para intentar evitarla, Por otro lado, si no tiene consecuencias o tienen consecuencias leves, quizás decidamos no hacer más mantenimiento de rutina que una simple limpieza y lubricación básica.

Un punto fuerte del RCM es que se reconoce que las consecuencias de las fallas son más importantes que sus características técnicas. De hecho reconoce que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no es evitar las fallas si no evitar las consecuencias de las fallas. El proceso de RCM clasifica estas consecuencias en cuatro grupos de la siguiente manera:

3.7.1. Consecuencia de fallas oculta

Las fallas ocultas no tienen impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas. (La mayoría está asociados sistemas de protección sin seguridad inherente).

3.7.2. Consecuencias ambientales y para la seguridad

Una falla tiene consecuencias para la seguridad si es posible que causen daño o a la muerte de alguna persona. Tiene consecuencias ambientales si infringe alguna normativa o reglamento ambiental tanto corporativo o regional, nacional o internacional.

3.7.3. Consecuencias operacionales

Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (cantidad, calidad del producto, atención al cliente o costos operacionales) además del costo directo de la reparación.

3.7.4. **Consecuencias no operacionales**

Las fallas que caen en esta categoría no afectan la seguridad ni la producción, solo relacionan con el costos directos de la reparación.

Luego vemos como el proceso del RCM hace uso de estas categorías como la base de su marco de trabajo estratégico para la toma de decisiones en el mantenimiento. Al establecer una revisión obligada de las consecuencias de cada modo de falla en relación de las categorías recién mencionadas, integra los objetivos operacionales, ambientales, y de seguridad de la función del mantenimiento. Esto contribuye a la seguridad y el medio ambiente en la corriente principal de la gestión del mantenimiento.

El proceso de evaluación de las consecuencias también cambia el énfasis de la idea que toda falla es negativa y debe ser prevenida. De esta manera se focaliza la atención de sobre las actividades de mantenimiento que tienen mayor efecto sobre el desempeño de la organización, y resta importancia a aquellas que tiene escasos efectos.

También nos alienta en pensar de una manera más amplia acerca de diferentes maneras de manejar las fallas, más que concentrarnos a prevenir fallas. La técnica de manejo de falla se divide en dos categorías

3.7.5. **Tareas proactivas**

Estas tareas se emprenden antes de que ocurra una falla, para prevenir que el equipo llegue al estado de falla. Abarca lo que se conoce tradicionalmente mantenimiento “predictivo” o “preventivo”, aunque veremos luego que el RCM utiliza el término de reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica, y mantenimiento a condición.

3.7.6. **Acciones a falta de**

Están tratadas directamente con el estado de falla y son elegidas cuando no es posible identificar una tarea proactiva efectiva. Las acciones “a falta de” incluyen tareas de búsqueda de falla, rediseñar, y mantenimiento a rotura. (Correctivo).

3.8. **EL PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS DE RCM⁸**

Un punto fuerte del RCM es la manera que provee criterios simples, precisos y fáciles de entender, para decidir cuál de las tareas es técnicamente factible en el contexto operacional dado (si existe alguna), y para decidir quién debería hacerla y con qué frecuencia.

Si una tarea proactiva es técnicamente factible o no, está determinado por las características técnicas de la tarea y de la falla que pretende prevenir. Si vale la pena hacerlo o no depende de la manera en que manejes las consecuencias de la falla. De no hallarse una tarea proactiva que sea técnicamente factible y que valga la pena hacerse, entonces debe tomarse una acción a falta de adecuada. La esencia del proceso de selección es el siguiente:

3.8.1. **Para fallas ocultas**

La tarea proactiva vale la pena si reduce significativamente el riesgo de falla múltiple asociado con esa función a un nivel tolerablemente bajo. Si esto no es posible, debe realizarse una tarea de búsqueda de falla. De no hallarse una tarea de búsqueda de falla que sea adecuada, la decisión a falta de secundaria indicará que el componente pueda ser rediseñado (dependiendo de las consecuencias de la falla múltiple).

⁸ MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. SI.: Aladon, 2004. P.15 - 16

3.8.2. Para fallas con consecuencias ambientales o para la seguridad

Una tarea proactiva solo vale la pena si por si sola reduce el riesgo de la falla a un nivel muy bajo, o directamente lo elimina. Si no puede encontrarse una tarea que reduzca el riesgo a niveles aceptables bajos, entonces el componente debe ser rediseñado o debe cambiarse el proceso.

3.8.3. Si la falla tiene consecuencias operacionales

Una tarea proactiva solo vale la pena si el costo total de realizarla a largo de un cierto periodo de tiempo es menor al costo de las consecuencias operacionales mas el costo de la reparación en el mismo periodo de tiempo. En otras palabras, la tarea debe tener justificación en el terreno económico. Si no se justifica, la decisión a falta de iniciar es ningún mantenimiento programado. (Si esto ocurre y las consecuencias operacionales siguen siendo inaceptables, entonces la decisión a falta de secundarias es nuevamente el rediseño).

3.8.4. Si una falla tiene consecuencias no operacionales

Solo vale la pena una tarea proactiva si el costo de la tarea a largo de un periodo de tiempo es menor al costo de la reparación en el mismo tiempo. Entonces estas tareas también deben tener justificación en el terreno económico. Si no se justifica, la decisión a falta de inicial es otra vez ningún mantenimiento programado, y si los costos son demasiado elevado entonces la siguiente decisión a falta de secundaria es nuevamente el rediseño.

3.9. FACILITADOR

Los grupos de análisis de RCM trabajan bajo la guía de un especialista en RCM, llamados facilitadores. Son los integrantes en el proceso de revisión. Su rol es asegurara que el análisis de RCM se lleve a cabo en el nivel correcto, que los límites del

sistema sean claramente definido que ningún ítem importante sea pasado por alto, y que los resultados del análisis sean debidamente documentados.

Que el RCM sea claramente comprendido y aplicado correctamente por parte de los miembros del grupo.

Que el grupo llegue al consenso de forma rápida y ordenada, reteniendo el entusiasmo individual de los miembros.

Que el análisis progrese razonablemente rápido y termine a tiempo.

Los facilitadores también trabajan con los patrocinadores o responsables del proyecto para asegurar que cada análisis sea debidamente planeado y reciba el apoyo de directivo y logístico apropiado.

3.10. ANÁLISIS DE CRITICIDAD

Para poder tomar la decisión de a qué equipo aplicar el proceso de RCM y dentro de los análisis de los subsistemas que surjan dentro de estos equipos decidir también a cual dar prioridad, se hace necesario adoptar una metodología de selección que nos permita enfocar el estudio hacia los equipos que realmente son importante y aportan valor con su disponibilidad y confiabilidad al progreso de la empresa.

El análisis de criticidad permite identificar y jerarquizar por su importancia los elementos de una instalación sobre los que vale la pena dirigir recursos (humano, económico). Para el caso del análisis de la caldera de la unidad 2, se propone seguir la metodología desarrollada por la consultoría inglesa “ ***The Woodhouse Partnership Limited***”, llamado el modelo de criticidad “factores ponderados basado en el riesgo”. Este concepto está basado en el concepto del riesgo así:

Riesgo = Frecuencia de falla x Consecuencias

O mejor definiendo criticidad.

Criticidad = frecuencia x consecuencia

Es importante anotar que la frecuencia se define como el rango de fallas en un tiempo determinado, en el mismo equipo bajo estudio, y las consecuencias se analizan en grupo bajo consenso.

Tanto la frecuencia como las consecuencias se evalúan en tablas que la metodología sugiere, pero pueden ser evaluadas de acuerdo a la realidad de la empresa y el activo que se está examinando.

Al final de toda la evaluación es mas critico el equipo que tengan mayor puntaje y menos critico el que tenga menos califique.

Para la frecuencia el método contempla cuatro puntajes que se muestran en la tabla 1.

FRECUENCIA	PUNTAJE
Pobre: mayor a 2 fallas / año	4
Promedio: 1-2 fallas / año	3
Buena: 0.5-1 fallas / año	2
Excelente: Menos 0.5 fallas / año	1

Tabla 1. Calificación de frecuencias de fallas.

Las consecuencias se miden en términos de impacto operacional asociados a la flexibilidad en la operación del equipo, los costos de mantenimiento y el impacto en seguridad, ambiente e higiene.

La fórmula que relaciona los apartes de consecuencia es el siguiente:

Consecuencia = ((impacto operacional x flexibilidad) + costos de mantenimiento + impacto de seguridad, ambiente e higiene).

Cada uno de estos apartes se califica en una tabla, los criterios para el impacto operacional se muestran en la tabla 2.

IMPACTO OPERACIONAL	PUNTAJE
Pérdida de todo el despacho	10
Parada del subsistema y tiene repercusión en otros sistemas	7
Impacta en niveles de inventario o calidad	4
No genera ningún efecto significativo sobre producción	1

Tabla 2. Calificación del impacto operacional.

FLEXIBILIDAD	PUNTAJE
No existe opción de producción y no hay función de repuesto	4
Hay opción de repuesto compartido / almacén	2
Función de repuesto disponible	1

Tabla 3. Calificación de la flexibilidad.

Aunque para evaluar los costos de mantenimiento, se debe revisar con detenimiento el tamaño de la empresa y el valor del activo, en la tabla 4 se muestra la valoración de los costos de mantenimiento para el caso de los equipos de la central Cartagena.

Y por último la valoración del impacto en seguridad, ambiente e higiene se muestra en la tabla 5.

COSTOS DE MANTENIMIENTO	PUNTAJE
Mayor o igual a U\$ 20.000.00	2
Inferior a U\$ 20.000.00	1

Tabla 4. Calificación de los costos de mantenimiento.

IMPACTO EN SEGURIDAD, AMBIENTE E HIGIENE	PUNTAJE
Afecta seguridad humana y requiere notificación a entes externos	8
Afecta el ambiente / instalaciones	7
Afecta instalaciones causando daños severos	5
Provoca daños menores	3
No provoca daños a personas, instalaciones o ambiente	1

Tabla 5. Calificación en seguridad, ambiente e higiene.

Una vez realizada la evaluación se consignan los mismos en una tabla y a continuación para tener una visión global y rápida del resultado, los equipos se clasifican dentro de una matriz general de criticidad.

3.11. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA APLICACIÓN DEL RCM

De acuerdo con la metodología de la investigación, en la ilustración 1. Se visualiza el diagrama de flujo de los pasos de la aplicación de la estrategia de mantenimiento de RCM2 sobre el equipo seleccionado caldera unidad 2.

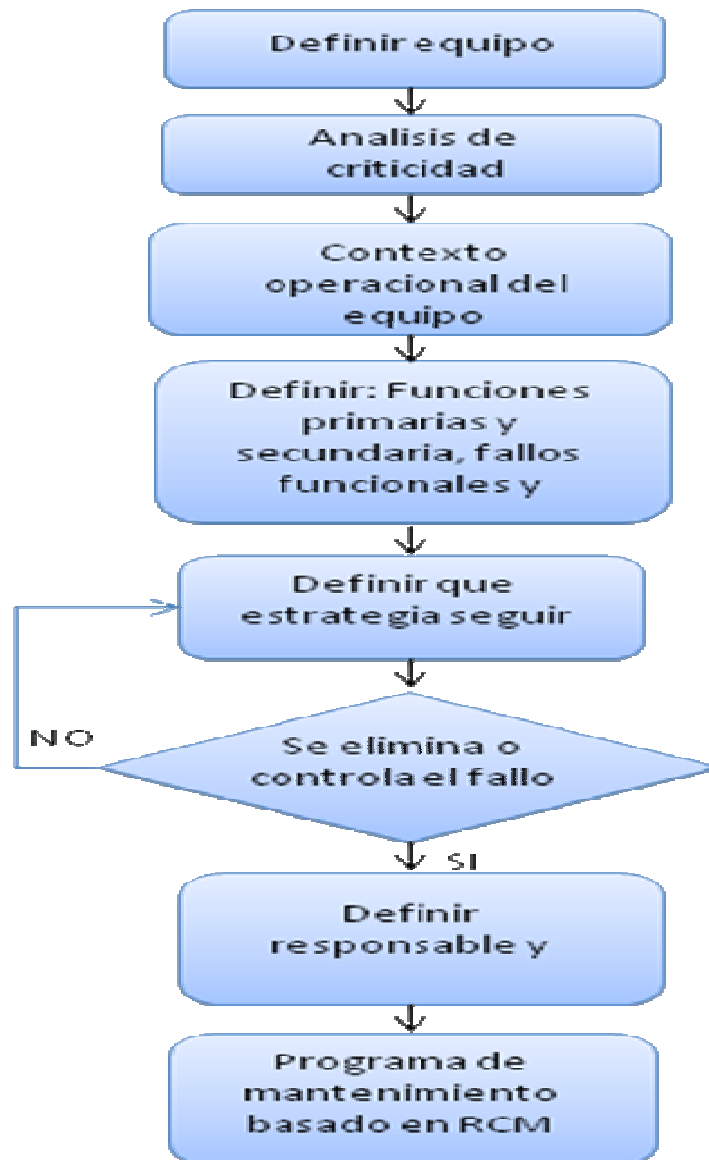


Ilustración 1. Diagrama de flujo para la implementación del RCM2.

4. ANALISIS DE CRITICIDAD DE EQUIPOS CENTRAL CARTAGENA

El análisis de criticidad se realizó por el método de los factores ponderados basados en el riesgo, para el cual se usó la base de datos de las fallas generadas entre el 2009, 2010 y 2011.

Para el análisis y evaluación participaron las siguientes personas:

Jefe de Central = Jaime Quintero Parra

Jefe de mantenimiento = Osvaldo Novoa Arroyo

Jefe de operaciones = Lenin Salazar

Supervisor en turno = Alberto Viola

Ingeniero de resultados = Alejandro Espel

Jefe de Planeación = Wilfrido Velásquez

Técnico Mecánico = Hugo Contreras

Facilitador: Rodrigo A. Vargas Díaz

Víctor Hernández Tirado

La estructura para el análisis fue la siguiente:

- A. Análisis de los sistemas de la unidad seleccionada.
- B. Subsistemas (caldera) de la unidad seleccionada.

Los resultados se pueden observar en las tablas 6 y 7 y clasificar los sistemas y equipos de acuerdo a la matriz de criticidad que se visualizan en la ilustración 2:

Matriz General de Criticidad									
Frecuencia	4	10	20	30	40	50			
	3	10	20	30	40	50			
	2	10	20	30	40	50			
	1	10	20	30	40	50			
			Consecuencia						

Ilustración 2. Matriz general de criticidad.

4.1. ANÁLISIS LOS SISTEMAS UNIDAD 2

Cuadro de Factores								
SISTEMA / EQUIPO	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MTO	SAH	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL	RANKING
SISTEMA CALDERA CT-TCG U-2	4	10	4	1	7	48	192	1
SISTEMA AGUA VAPOR CT-TCG U-2	4	10	4	1	5	46	184	2
SISTEMA TURBINA UNIDAD 2 CT-TCG	4	10	4	1	3	44	176	3
SISTEMA AIRE COMP CT-TCG U-2	3	10	4	2	3	45	135	4
SISTEMA INYECCION QUIMICOS U-2	4	4	4	1	7	24	96	5
SISTEMA AIRE - GASES CT-TCG U-2	2	10	4	1	1	42	84	6
SISTEMA AGUA DE CIRC CT-TCG U-2	4	7	2	2	5	21	84	6
SISTEMA COMBUSTIBLES CT-TCG U-2	4	4	2	1	1	10	40	8
SISTEMA ELECTRICIDAD CT-TCG U-2	2	4	2	1	5	14	28	9
SISTEMA ACEITE CT-TCG U-2	1	1	2	1	5	8	8	10
SISTEMA GENERADOR CT-TCG U-2	1	1	4	1	1	6	6	11
SISTEMA AGUA DE ENF CT-TCG U-2	1	1	1	1	1	3	3	12

Tabla 6. Resultados de cuadro de factores - unidad 2.

4.2. ANÁLISIS LOS SUBSISTEMAS UNIDAD 2 - CALDERA

Cuadro de Factores								
SISTEMA / EQUIPO	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MTO	SAH	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL	RANKING
SISTEMA PAREDES DE CALDERA UNIDAD 2	2	10	4	1	7	48	96	1
SISTEMA QUEMADORES U-2	4	4	2	1	7	16	64	2
SISTEMA INTERCAMBIO DE CALOR UNIDAD 2	1	10	4	1	5	46	46	3
SISTEMA SOBRECALENTADORES DE VAPOR U-2	1	10	4	1	5	46	46	3
SISTEMA VALVULAS DE SEGURIDAD UNIDAD 2	1	7	4	1	8	37	37	5
SISTEMA SOPORTE Y ESTRUCTURA UNIDAD 2	1	7	4	1	5	34	34	6
SISTEMA CONTROL CALDERA UNIDAD 2	4	4	1	1	3	8	32	7
SISTEMA SOPLADORES CALDERA U-2	3	1	2	1	3	6	18	8
SISTEMA AISLAMIENTO REFRAC CALDERA U-2	1	1	1	1	3	5	5	9

Tabla 7. Resultado de cuadro de factores - caldera unidad 2.

5. CONTEXTO OPERACIONAL

5.1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA COMPAÑÍA

Emgesa S.A E.S.P es la primera empresa generadora de energía eléctrica del país conformada por Central Hidroeléctrica El Gavió 1250 MW., plantas menores 95,6 MW., Cadena hidroeléctrica PAGUA 600 MW., Betania 540 MW, Central Térmica Martín del Corral 223 MW., Central Cartagena 203 MW para un total de 2911.6 MW. Qué corresponde al 24% de la capacidad instalada en el país. En la tabla 8 se visualiza la descripción de los activos o plantas generadoras de energía eléctrica de Emgesa en Colombia, clasificadas por centrales hidráulicas y térmicas. De igual forma en la ilustración 3 se muestra la ubicación geográfica de dichas plantas de generación.

CENTRALES HIDROELECTRICAS					
Nombre	Ubicación	Capacidad Neta (MW)	Generación Media Anual (GW-h)	Tipo de Turbina	Año Puesta en Servicio
Guavio	180 Km. Al Nor Oriente De Bogotá	1.250	5.050	Pelton Vertical	1992
Paraiso	45 Km. Al Sur Oeste De Bogotá	276	1.020	Pelton Vertical	1986
Guaca	60 Km. Al Sur Oeste De Bogotá	324	1.193	Pelton Vertical	1986
Charquito	28 Km. Al Sur Oeste De Bogotá	19,4	33	Francis Vertical	1972
Tequendama	36 Km. Al Sur Oeste De Bogotá	19,4	91	Pelton Vertical	1995
La Junca	56 Km. Al Sur Oeste De Bogotá	19,4	140	Pelton Horizontal	1970
Limonar	41 Km. Al Sur Oeste De Bogotá	18	104	Francis Vertical	1957
La Tinta	56 Km. Al Sur Oeste De Bogotá	19,4	140	Pelton Horizontal	1970

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS				
Central	Ubicación	Potencia	Generación Media Anual (GW-h)	Combustible
Termozipa	40 Km. Al Norte de Bogotá	223,0 MW	2091	Carbón
Cartagena	4 Km. al suroeste de Cartagena y 1200 Km. al norte de Bogotá	203 MW	10.27	Principal: Gas Natural Alternativo: Fuel oil

Tabla 8. Planta de generación de energía eléctrica Emgesa S.A E.S.P





Bolívar

Ilustración 3. Ubicación geográfica de las centrales de generación de Emgesa S.A E.S.P.

5.2. INFORMACIÓN DE LA CENTRAL TERMICA CARTAGENA



Ilustración 4. Instalación física de la central Cartagena.

La central Cartagena está ubicada en el kilómetro 4 vía a Mamonal, Cartagena de Indias - Colombia.

Las condiciones ambientales del sitio son las siguientes:

Altitud sobre el nivel del mar	0.0 Mts
Temperatura ambiente máxima	35 °C
Temperatura ambiente mínima	20 °C
Temperatura ambiente promedio	30 °C
Velocidad máxima del viento	100 Km/Hr
Humedad relativa promedio	85 %
Presión barométrica promedio	759 mm Hg

La central térmica Cartagena consiste en tres (3) unidades de generación ciclo RANKINE. Las calderas son diseño **Foster Wheeler**, construidas por Distral, y

pueden quemar Gas Natural o Fuel Oil No. 6 (las instalaciones son exteriores). El calentamiento inicial de las calderas se realiza con el combustible liviano diesel (ACPM). Las calderas 1 y 2 cuentan con precipitadores electroestáticos y en las tres unidades se previeron los espacios requeridos para todas las instalaciones e implementación del sistema de carbón como combustible.

Los generadores de las unidades 1 y 2 fueron suministrados por Westinghouse en el año 1978, cada uno tiene una capacidad nominal de 66 MW. El generador de la unidad 3 fue suministrado por Siemens en el año 1980 y tiene una capacidad nominal de 71 MW. La capacidad actual de generación de la planta es de aproximadamente 203 MW. El sistema de refrigeración de los condensadores de las unidades es del tipo **once-through cooling** alimentado por agua mar de la bahía de Cartagena.

El suministro de Gas Natural se hace desde los pozos de la región Guajira, siendo este transportado hasta Cartagena por el Gaseoducto Ballenas – Barranquilla – Cartagena por medio de tuberías de 20” y 24” hasta la planta por tuberías de 10”. El Fuel Oil N° 6 oíl es despachado hasta la planta en Barcazas por la bahía de Cartagena y almacenados en tres (3) Tanques, con una capacidad total de 4,500 barriles, cantidad suficiente para abastecer la operación de la planta durante 24 horas a plena carga.

Las tres (3) unidades de generación de la central fueron originalmente diseñadas para quemar tres tipos de combustibles principales: Gas Natural, Fuel Oil y Carbón. No obstante, desde su instalación solamente se adquirieron los equipos necesarios para los dos (2) combustibles disponibles en ese momento, Fuel Oil No. 6 y Gas Natural.

Desde su construcción, todas las unidades han operado más de 135,000 horas cada una y todas han sido sometidas a Overhalls, los cuales están incluidos en el programa de mantenimiento de la planta. Los Overhalls de las unidades 1 y 3

fueron realizados en los años 1997 y 1998 respectivamente, mientras que el overhaul de la unidad 2 se realizó en el 2007.

En Colombia el mercado de las plantas de generación térmica dependen de los fenómenos de hidrología crítica (El Niño) y las restricciones en los sistemas transmisión bien sean por capacidad o para el sostenimiento de tensión en algunas áreas. El mercado de la energía eléctrica en Colombia es controlado en gran parte por la oferta hidráulica, ubicando los precios de la energía en bolsa en niveles inferiores a los costos variables de las térmicas.

EMGESA S.A E.S.P participa en el Mercado de Energía Mayorista, donde la energía ofrecida es comprada por los comercializadores usando un sistema de bolsa basado en méritos económicos.

5.2.1. Recurso Humano Disponible

En la ilustración 5 se muestra el organigrama a nivel de gerencia y staff de la central Cartagena Emgesa S.A E.S.P.

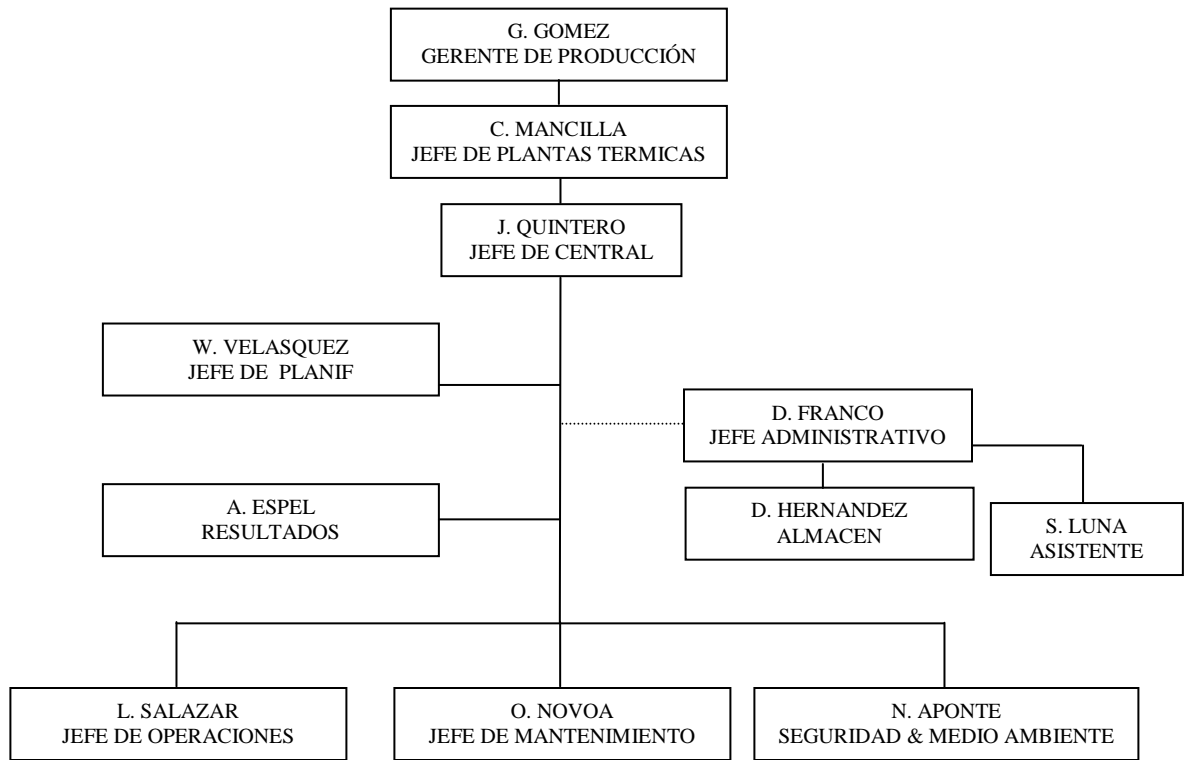


Ilustración 5. Organigrama del nivel gerencial Central Cartagena - Emgesa.

5.2.2. Operación

El equipo de operación en la planta trabaja bajo el esquema de tres turnos de ocho horas por día, cubiertos por cuatro equipos de trabajo, de acuerdo a lo que se visualiza en la ilustración 6.

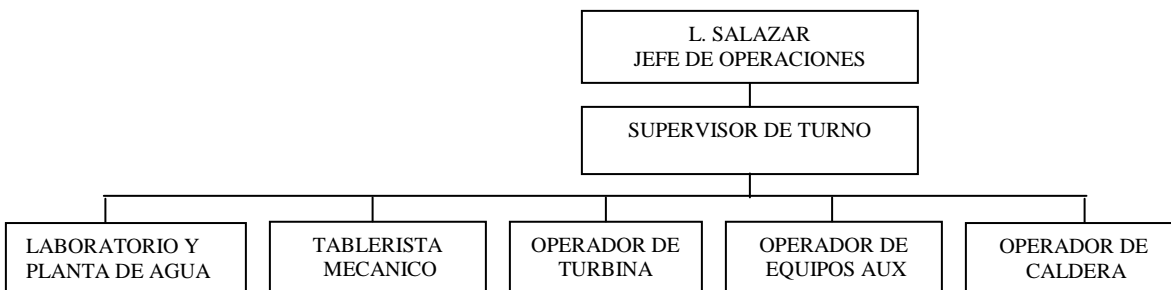


Ilustración 6. Organigrama del área de Operaciones

5.2.3. Mantenimiento

El personal de mantenimiento trabaja en jornadas de ocho horas por día, de acuerdo a lo que se visualiza en la ilustración 7.

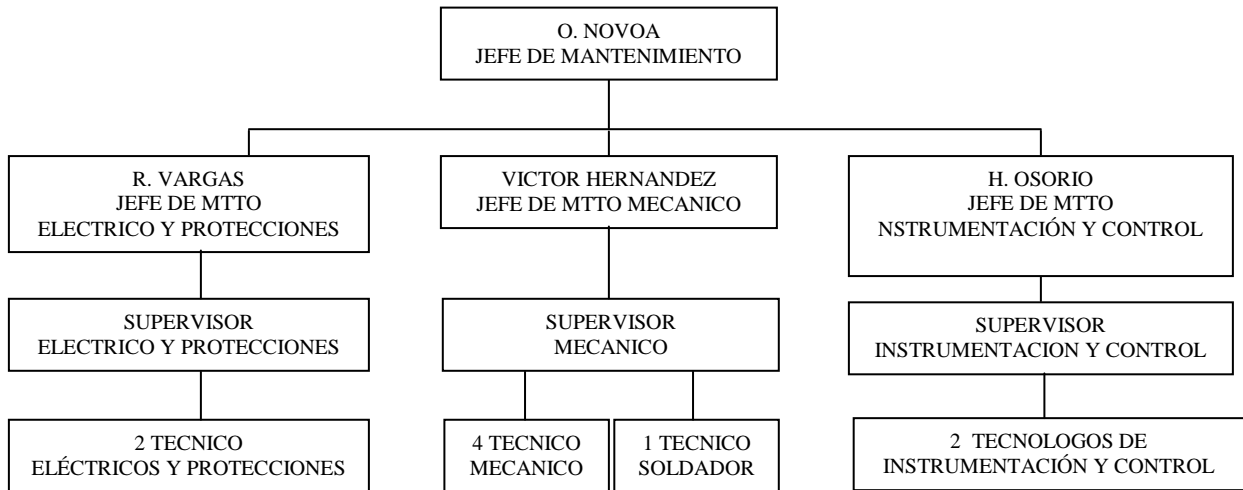


Ilustración 7. Organigrama del área de mantenimiento.

5.3. SISTEMA DE CALDERA U2

La unidad de generación de vapor, la cual fue suministrada por Distral S.A. tiene una garantía máxima de continuidad, rateada en base a las 24 horas del día, quemando fuel oil N° 6, los parámetros principales a máxima carga se describen en la tabla 9.

Ítem	Unidades métricas
Salida de vapor sobrecalentado	280.320 kg. /hr.
Presión de salida del sobrecalentador	88 kg./cm ²
Temperatura de salida del sobrecalentador	515° C

Vapor saturado de salida de Servicio Auxiliar	4536 kg. / hr.
Temperatura de agua de alimentación	227° C
Eficiencia de la caldera con quemadores de Fuel Oil N° 6	88.57 %
Presión del tambor Superior	97 kg./cm ²
Sólidos máximos en vapor de sobrecalentador de salida	1 ppm.
liberación de calor por hogar de caldera (volumen)	146 306 Kcal./hr./ m ²
liberación de calor caldera proyectado de superficie radiante	196218 Kcal./hr./ m ²
Temperatura de gas saliendo del hogar	1080° C

Tabla 9. Datos técnicos de operación de la caldera unidad 2.

La caldera tiene una presión de diseño de 107.2 kg. /cm². La caldera está soportada en la parte superior, tiene dos tambores, tubos con curvaturas, circulación natural, de tiro balanceado, de tipo radiante con hogar compuesto por paredes de agua para quemadores paralelos.

En la ilustración 8 se visualiza el diagrama de flujo de la relación que existe entre el sistema a analizar y los demás sistemas del proceso, es decir lo que ingresan al sistema a analizar (caldera unidad 2) y lo que sale o el producto final. Dicho diagrama nos ayudara a comprender y a visualizar las funciones y de este mismo modo limitar nuestro análisis.

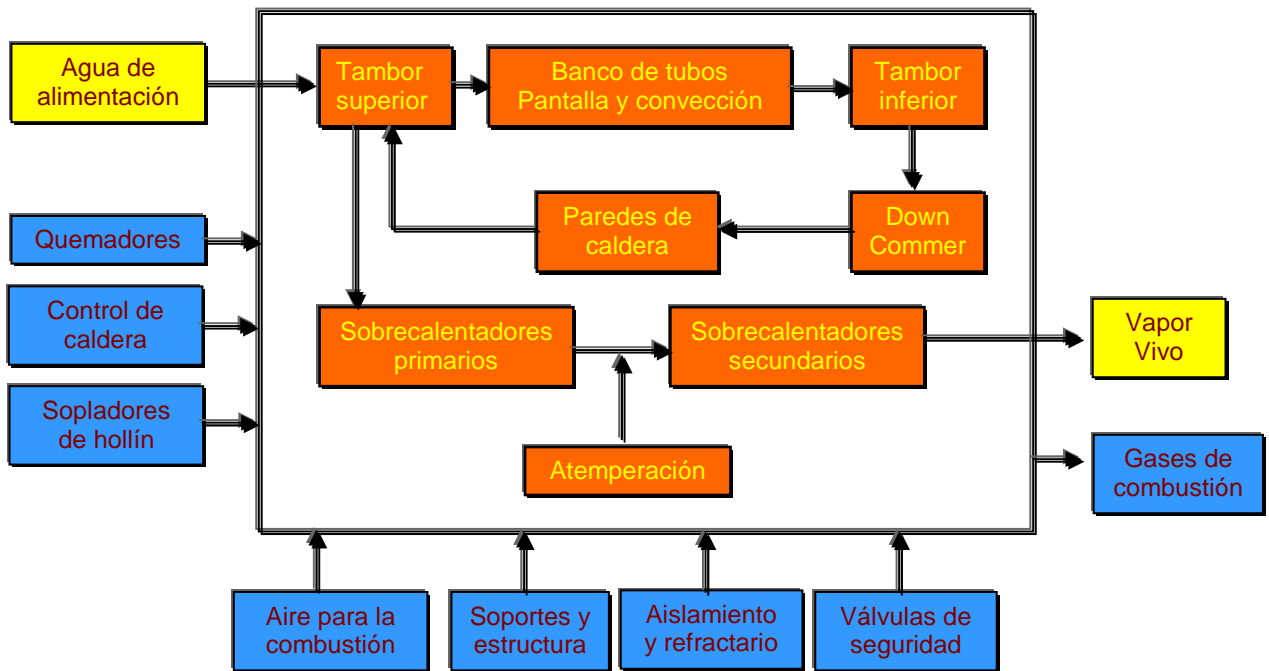


Ilustración 8. Diagrama de funciones del sistema de la caldera unidad 2.

5.3.1. Función principal sistema caldera unidad 2

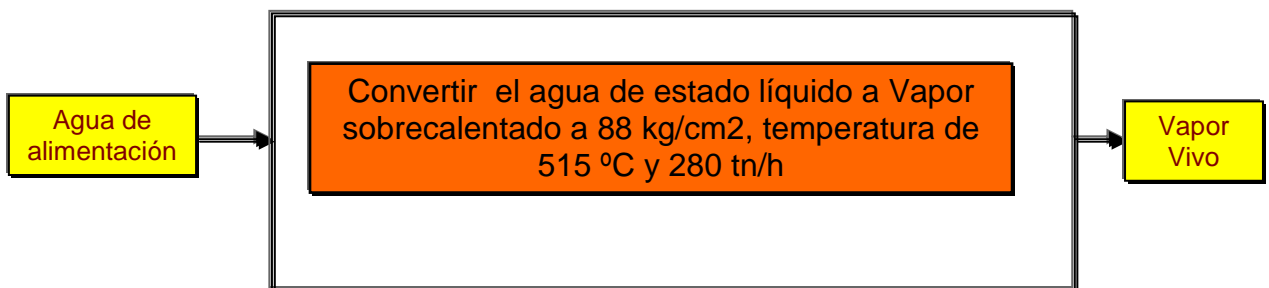
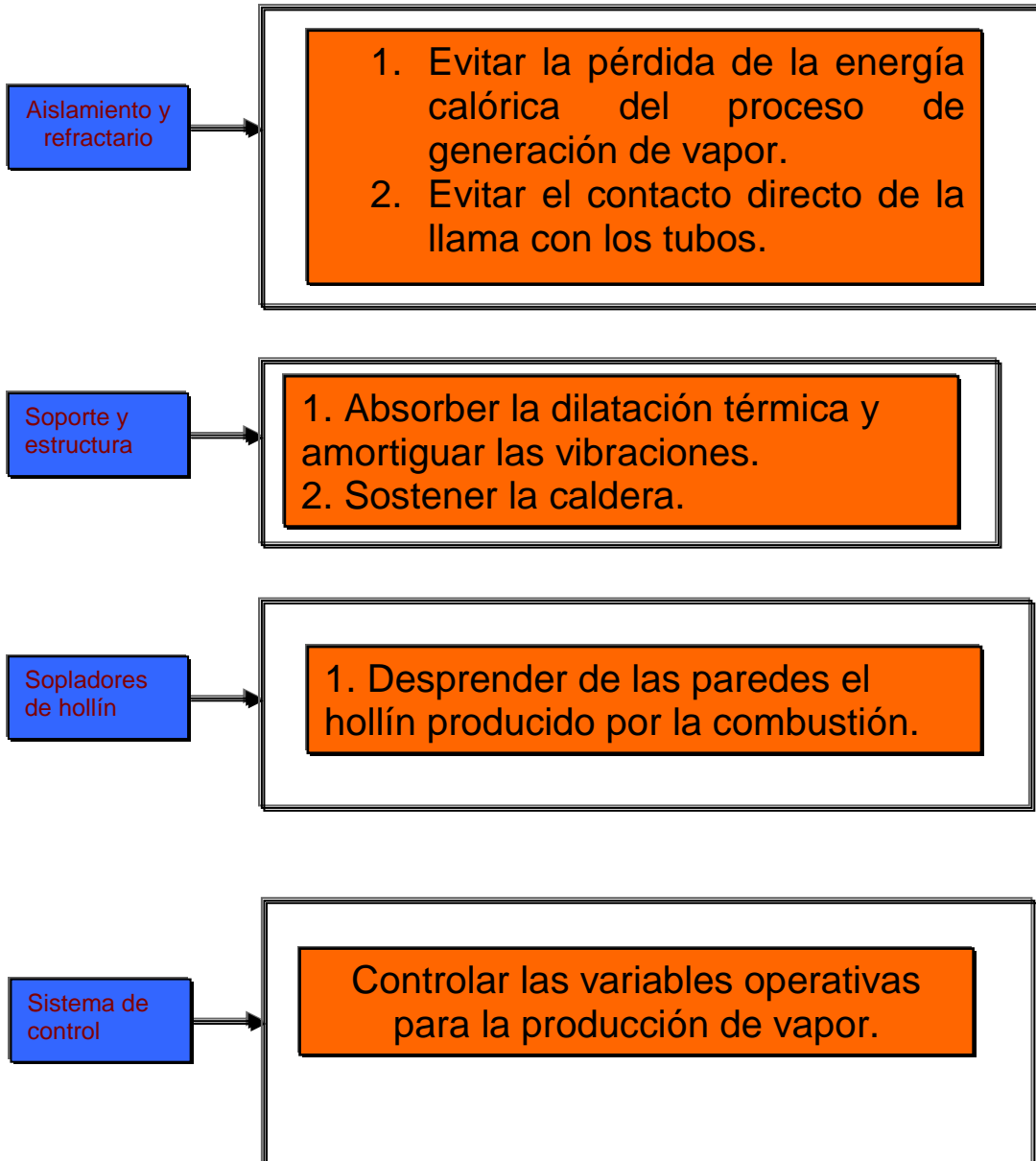


Ilustración 9. Función primaria del sistema de caldera unidad 2.

5.3.2. Funciones secundarias



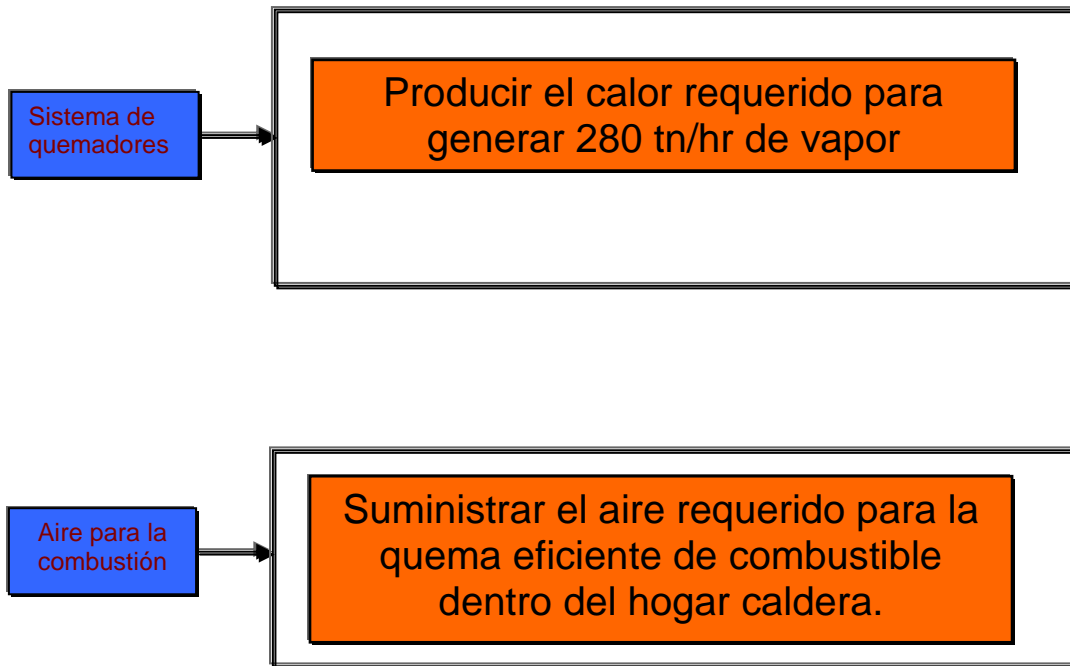


Ilustración 10. Funciones secundaria del sistema de caldera unidad 2.

En las ilustraciones 9 y 10 se describen las funciones principal y secundaria del sistema de caldera unidad 2 a analizar, donde posteriormente estaremos analizando sus fallas funcionales y los pasos de acuerdo a la metodología del RCM2.

DATOS FÍSICOS DE LA CALDERA

<u>Superficies de calentamiento</u>	unidades métricas
Caldera banco de tuberías de convección	2945 M ²
Pared de agua	719 M ²
Sobre calentadores	1767 M ²
Precaalentador de aire	5611 M ²

Hogar

Ancho interno	9138 mm
Dimensión del frente interior	6775 mm
Superficie radiante efectiva proyectada	992 m ²

Contenido de agua aproximado

Operacional	109 M ³
Llenado total	175 M ³
Diámetro interno del tambor superior	1524 mm
Diámetro interno Tambor inferior	1066 mm

La caldera está diseñada de acuerdo con las aplicaciones de los códigos ASME y AISC. La construcción básica de la caldera y soportes estructurales son de acero realizado por la corporación FOSTER WHEELER. Los detalles de ingeniería y las pruebas e inspecciones de taller de ASME fueron presentados por DISTRAL.

El sobrecalentador consiste de una sección primaria de tipo de convección, y una sección secundaria con platina tipo tubos. Los tubos del sobrecalentador son verticales, serpentines suspendidos desde arriba no drenables. La temperatura de salida del sobrecalentador de vapor es regulada por una inyección de atemperación de agua de alimentación de la caldera dentro de una sección atemperadora entre el cabezal de los sobrecalentares primario y secundario de vapor. La rata de flujo de agua de inyección es automáticamente regulada para mantener una temperatura constante en el sobrecalentador de salida. La

capacidad del sobrecalentador es tal que el vapor será entregado a una temperatura no menor de 515° C, cuando la operación en carga está por encima del 50% o por encima de 137.347 Kg/hora. Cuando en la operación el flujo de vapor es menor que este, la temperatura de vapor del sobrecalentador de salida será menor.

Las unidades de generación de vapor están ubicadas al aire libre con sus precipitadores, calentadores de aire, VTF y VTI.

La caldera ha sido diseñada y equipada para máxima carga, quemando Fuel Oil N° 6 o Gas, cualquiera en separado o combinados.

El ACPM es usado para los ignitores y para calentamiento inicial de la caldera. El diseño de cada caldera es tal que el equipo de quemadores pueda ser modificado en el futuro para permitir máxima carga con quemadores de carbón.

De esta manera, en el primer piso de quemadores será instalado en el futuro quemadores de carbón pulverizado.

Cada quemador está equipado con un ignitor (ACPM) para encender el quemador de gas o combustible principal. Cada ignitor requiere 4 pies cúbicos de aire atomizado por libra de diesel a una presión de 20 psi, sobre la presión del diesel. La rata de entrada de combustible a la caldera es incrementada o decrementada variando la presión de entrada de este en el ignitor o quemador. En la medida que cada ignitor en su piso de quemadores esté rateado para una capacidad de aproximadamente 3.628.800 Kcal./hr. (14'400 000 Btu/hr.) Los ignitores pueden también ser usados para suministrar el calor en el hogar por un periodo corto de tiempo si es necesario. La mínima capacidad de cada ignitor con su piso de quemadores normal, es aproximadamente 756 000 Kcal./hr.(3'000 000 Btu/hr).

Para un arranque en frío, pueden ser usados seis ignitores para entregar o para permitir una alta rata de vapor en la caldera en caso de una indisponibilidad de gas. La capacidad de cada uno de estos pisos especiales, es aproximadamente 5'564 160 Kcal. /hr (22'080 000 Btu/hr). Estos seis quemadores pueden proveer una rata de vapor de aproximadamente 29'612 459 Kcal./hr(117'509 760 Btu/hr). Con un flujo total de combustible de aproximadamente 54 409 litros (14.37 gpm.) por minuto y una presión de entrada de combustible de 4.22 Kg. /cm² (60 psi.) con este flujo para 6 ignitores se requiere un flujo total de 13.03 m³ (460 ft³) por minuto de aire atomizado. La rata de vapor puede ser incrementada si es necesario alrededor de 36'540 000 Kcal. /hr (145'000 000 Btu/hr). Por incremento temporal de la presión de combustible y aire en la entrada de los ignitores.

Cada caldera tiene un calentador de aire, (a veces llamado precalentador de aire) un precalentador de aire a vapor, un precipitador electrostático, un VTF y un VTI. Ambas calderas tienen una chimenea común de descarga.

Un calentador de aire regenerativo tipo *Ljungstrom* (luvo) está provisto en cada circuito de aire para enfriamiento de gases de salida de la caldera por precalentamiento de aire de combustión para suministrar a la caja de aire. Estos calentadores de aire son protegidos con una carcasa sobredimensionada para proveer elementos adicionales para quemadores de carbón en el futuro.

El rotor del calentador de aire regenerativo es movido a una velocidad constante, conectado a un motor eléctrico de 7,5 HP a 1800 rpm mediante una caja reductora. El calentador está equipado con una turbina de aire auxiliar de arranque automático cuando el motor eléctrico se detiene, un embrague manual, puertas de inspección e iluminación, puertas de acceso y conexiones de agua para facilitar el lavado de las partes estacionarias internas. El cojinete de soporte está provisto con una termocupla para monitorear su temperatura.

5.3.3. Designación de materiales

En la tabla 10 se describen la características técnicas de la tubería y la designación del material que están construidas la caldera de la unidad 2 y el la ilustración 11 se visualiza el plano esquemático de la caldera donde se pueden apreciar la ubicación exacta de cada una de las tuberías clasificadas de acuerdo a su función.

Paredes de Agua

Diámetro	Espesor (in)	material
2 1/2" O.D.	0,165"	SA 210 A1

Banco principal

Diámetro	Espesor (in)	material
3" O.D.	0,180"	SA 210 A1

Sobrecalentador

Diámetro	Espesor (in)	material
2 1/4"	0,165"	SA 210 A1
2 1/4"	0,200"	SA 213 T11
2 1/4"	0,360"	SA 213 T22
2 1/4"	0,165"	SA 213 T11
2 1/4"	0,300"	SA 213 T22
2 1/4"	0,360"	SA 213 T22

Down Commers

Diámetro	Espesor (in)	material
16" O.D.	0,875"	SA 106 C

Risers

Diámetro	Espesor (in)	material
4" O.D.	0,260"	SA 210 A1

Feeder

Diámetro	Espesor (in)	material
4" O.D.	0,260"	SA 210 A1

Drums

No.	Diámetro interno (in)	Longitud Interna (in)	material	Espesor (in)	Radio interno (in)
1	60	33'1/2"	SA 515-70	3 3/8"	30 5/8"
2	42	32'1/2"	SA 515-70	2 9/32"	21 7/16"

Drum 1., 2 y 3

Steam Drum	Diam = 60" (1,524 mts)
	Inside Legth = 33'5" (10.071 mts)
	Material= SA 5151 grado 70
	Shelle plates Thk: 3 3/8", insides radius = 30 5/8"
	Tubes thk: 5 3/4", insides radius = 29 3/8"
	Desig Pressure = 1525 psi
	Hydrostatic test field = 2287 psi
	Head = SA 515 grado 70 thk = 3 1/4"
	Manholes = 16" (ID), cant = 2

Mud	Diam = 42" (1,066 mts)
-----	------------------------

Drum	Inside Legth = 32'5" (9,766 mts)
	Material= SA 5151 grado 70
	Shelle plates Thk: 2 9/32", insides radius = 29 3/8"
	Tubes sheets thk: 4 1/32", insides radius = 20 9/16"
	Head = SA 515 grado 70 thk = 3 1/4"
	Head = SA 515 grado 70 thk = 3 1/4", r= 2:1
	Manholes = 16" (ID), cant = 2

Tabla 10. Designación de materiales

Banco Principal

Posee 24 filas X 83 columnas = 1992 tubes

Cinturones de Amarres (Buckstays): 27

Pared 1 (este): 4

Pared 2 (sur): 8

Pared 3 (oeste): 7

Pared 4 (sur): 8

Material: W16 x 36

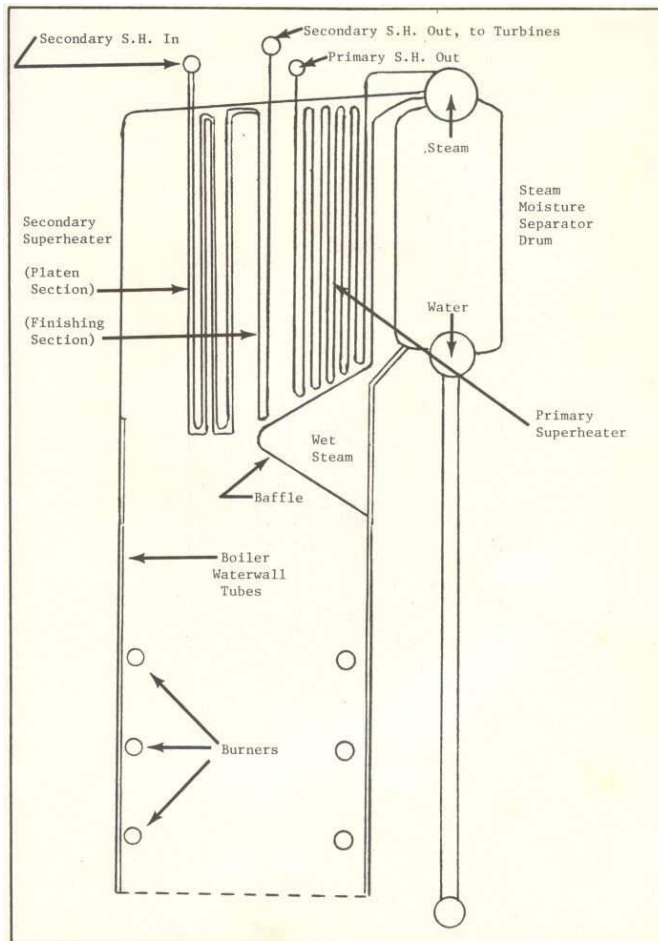


FIG. 1 - Schematic of boiler and superheater design of CORELGA Unit 2.

Ilustración 11. Esquema de caldera y diseño de sobre calentadores caldera unidad 2.

5.3.4. Agua de alimentación y de caldera

Los requerimientos de agua, para el caso particular de la central, están dados de acuerdo con la finalidad de su utilización. El equipo generador de vapor, y de acuerdo con la localización, requiere diferentes calidades de agua. Cada localización define una calidad:

- Agua de Alimentación.
- Agua de Caldera.
- Vapor.

- Condensado.

Solo analizaremos el agua que interactúa con el equipo analizar.

5.3.4.1. Agua de Alimentación

Por definición, es el agua que se alimenta a la unidad generadora de vapor con el propósito de mantener el nivel de operación. Debe cumplir con:

- Bajo contenido de sólidos disueltos.
- Bajo contenido de sílice.
- No debe ser ni corrosiva ni incrustante.
- No contener en solución gases nocivos (CO_2 , O_2)

La casi totalidad de esta corriente está conformada por el vapor condensado, luego de que este ha pasado por la etapa de producción y retorna al estado líquido. Por el tiempo de residencia en el condensador, donde llegan el retorno de gases no condensables del desaireados y el agua de reposición, la corriente de agua de alimentación se ve contaminada por gases no condensables, que deben ser retirados para prevenir la corrosión principalmente.

La fracción correspondiente al agua de reposición, en el Agua de Alimentación, se obtiene por tratamiento externo en columnas de intercambio iónico por etapas, o desmineralización.

En el proceso de desmineralización se emplean diferentes tipos de resinas, las cuales pueden dividirse en cuatro categorías primarias, análogas a los ácidos y bases y a sus reacciones.

5.3.4.2. Agua de Caldera

El tratamiento puede variar desde el uso de aditivos sencillos para el ablandamiento interno, hasta el control preciso de todos los constituyentes. El ámbito del tratamiento normalmente incluye el control de incrustaciones complejas de silicatos, tipos de corrosión, depósitos adherentes en Sobre calentadores y turbinas, y otras dificultades de operación.

El tratamiento debe ser balanceado para poder mantener el control sobre la eficiencia del mismo.

Este balance se efectúa:

- Por el mantenimiento del pH y de la alcalinidad.
- Precipitando los agentes que puedan originar dureza.
- Utilizando dispersante que aseguren la homogeneidad del agua, en cuanto a sólidos se refiere.
- Empleando agentes que impidan la formación de espumas, factor de arrastre y contaminación.

5.3.5. Fallas registradas en los últimos 3 años de caldera unidad 2

Evento del 3 de febrero de 2009

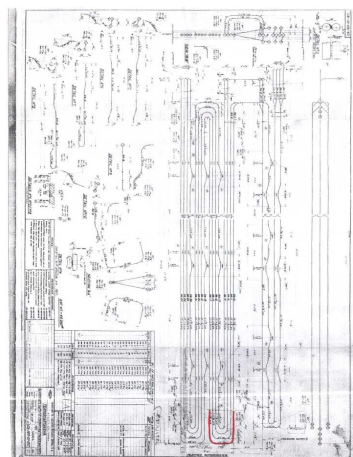


Ilustración 12. Tubo del sobre calentador secundario fisurado.

Nº DE TUBOS AFECTADOS	Serpentín #7 tubo SS-17 SA-213 T11 calibre 0.165”.
ZONA LOCALIZADA (PARED, RECALENTADOR, SOBRECALENTADOR, ECONOMIZADOR, CONDENSADOR, ETC.)	Sobrecalentador secundario
CAUSAS PROBABLES DE ROTURA, SOLUCIONES O MEDIDAS ADOPTADAS AL RESPECTO	La causa de la fisura encontrada en el interior de la pared del tubo se produjo por la alta temperatura y encostramiento interno de la pared del tubo, en el cual se origino una mala transferencia de calor, presentándose puntos calientes que ocasiono la formación de una vejiga o bulging y por consiguiente el adelgazamiento de la pared del tubo hasta fisurarse por el esfuerzo mecánico a que está sometido. Solución: Se cambió la curva afectada.
TUBOS REPARADOS	1 Curva del sobrecalentador secundario
ORDEN DE TRABAJO	312859
FECHA DE REPARACIÓN	4 - 6 de febrero del 2009

Evento del 6 de marzo de 2009

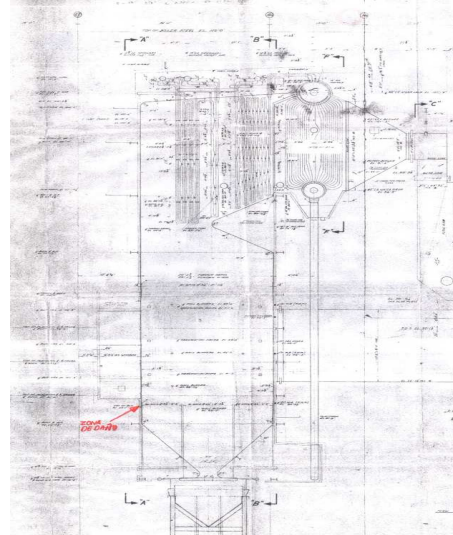


Ilustración 13. Pared 1 de la caldera fracturada.

Nº DE TUBOS AFECTADOS	Tubo 26 de la Pared 1
ZONA LOCALIZADA (PARED, RECALENTADOR, SOBRECALENTADOR, ECONOMIZADOR, CONDENSADOR, ETC.)	Nivel 34 Ft (10,5 mts) en la pared 1
CAUSAS PROBABLES DE ROTURA, SOLUCIONES O MEDIDAS ADOPTADAS AL RESPECTO	La soldadura se vió afectada por la corrosión exterior. Se procedió a realizar el cambio de zona afectada
TUBOS REPARADOS	1 Curva del sobrecalentador secundario
ORDEN DE TRABAJO	319761

Evento del 6 de marzo de 2009



Ilustración 14. Fisura del tubo 110 de la pared 1 de la caldera.

FECHA EVENTO/DESCRIPCIÓN	
CALDERA	Unidad 2
Nº DE TUBOS AFECTADOS	Tubo 110 de la Pared 1
ZONA LOCALIZADA (PARED, RECALENTADOR, SOBRECALENTADOR, ECONOMIZADOR, CONDENSADOR, ETC.)	Nivel 34 Ft (10,5 mts) en la pared 1
CAUSAS PROBABLES DE ROTURA, SOLUCIONES O MEDIDAS ADOPTADAS AL RESPECTO	La soldadura se vió afectada por la corrosión exterior. Se procedió a realizar el cambio de zona afectada
TUBOS REPARADOS	1 Curva del sobrecalentador secundario
ORDEN DE TRABAJO	319761
FECHA DE REPARACIÓN	6-7 de marzo del 2009
OBSERVACIONES	

Evento del 26 de junio de 2009



Ilustración 15. Piting en el sobre calentador primario.

Nº DE TUBOS AFECTADOS	serpentín #10 tubo SS-17 SA-213 T11 calibre 0.165"
ZONA LOCALIZADA (PARED, RECALENTADOR, SOBRECALENTADOR, ECONOMIZADOR, CONDENSADOR, ETC.)	Sobre calentador Primario.
CAUSAS PROBABLES DE ROTURA, SOLUCIONES O MEDIDAS ADOPTADAS AL RESPECTO	La causa fue piting localizado en el fondo de la curva , se revisó con medidor de espesores la zona alrededor y se encontró disminución alta de espesores hasta un 40% del espesor original Solución: Se cambió la curva afectada
TUBOS REPARADOS	1 Curva del sobrecalentador primario

Evento: 4 de enero de 2010.



Ilustración 16. Fisura en la pared 4 de la caldera.

Nº DE TUBOS AFECTADOS	Tubo 57 Pared 4			
ZONA LOCALIZADA (PARED, RECALENTADOR, SOBRECALENTADOR, ECONOMIZADOR, CONDENSADOR, ETC.)	Nivel 8, Elevación: 105' 11 7/16" (32,3 mts), Panel Central			
CAUSAS PROBABLES DE ROTURA, SOLUCIONES O MEDIDAS ADOPTADAS AL RESPECTO	La fisura se produjo por el debilitamiento de la pared del tubo por fatiga térmica que rompe en la parte más delgada que corresponde al área donde se encuentra la socavadura, imperfección proveniente del montaje de la caldera. La fisura del tubo N° 57 fue eliminada desbastando la membrana biselando la fisura y cerrándola en los dos extremos. Posteriormente se realizó un recargue alrededor y sobre la fisura porque el espesor del material en esa área era de 0.130" por el cual se podía efectuar ese recargue con soldadura ER 70S-6.			
TUBOS REPARADOS	1			
FECHA DE REPARACIÓN	04-Ene-10			

Nº DE TUBOS AFECTADOS	Tubo 82 pared 4 cabezal 1			
ZONA LOCALIZADA (PARED, RECALENTADOR, SOBRECALENTADOR, ECONOMIZADOR, CONDENSADOR, ETC.)	Cabezal 1 alimentador (feeder) inferior			
CAUSAS PROBABLES DE ROTURA, SOLUCIONES O MEDIDAS ADOPTADAS AL RESPECTO	La causa de la fractura de la soldadura del tubo N°82 se debió al desgaste de la soldadura por la corrosión causada por las condiciones ambientales externas (aislamiento térmico, humedad que forman una capa de herrumbre que con el tiempo debilita el material). La fractura de la soldadura del tubo N°82 fue eliminada biselando toda la soldadura afectada y aplicando soldadura nueva ER-70S-6..			
TUBOS REPARADOS	1			

Evento: 2 de marzo de 2010.

Nº DE TUBOS AFECTADOS	Tubo de drenaje 1 1/2"			
ZONA LOCALIZADA (PARED, RECALENTADOR, SOBRECALENTADOR, ECONOMIZADOR, CONDENSADOR, ETC.)	Pared lateral N°4 zona muerta se encontró con fuga el tubo de $\varnothing 1 \frac{1}{2}$ " que drena el colector lateral inferior esquina pared 4 con 3 entrando por el manhole del cenicero			
CAUSAS PROBABLES DE ROTURA, SOLUCIONES O MEDIDAS ADOPTADAS AL RESPECTO	La fisura en el tubo de drenaje del colector inferior se produjo por adelgazamiento de la pared de la tubería por corrosión causado por la cantidad de herrumbre que se ha acumulado en esa área. La fisura del tubo de drenaje del colector inferior fue eliminada desbastando el área afectada, biselando la fisura y cerrándola en los dos extremos. Posteriormente se realizo un recargue alrededor y sobre la fisura porque el espesor del material en esa área era de 0.130" por el cual se podía efectuar ese recargue con soldadura ER 70S-6.			

FECHA	2 MARZO 2010 (REPARACIÓN 2)			
EVENTO/DESCRIPCIÓN				
CALDERA	Unidad 2			
Nº DE TUBOS AFECTADOS	Serpentín N° 3 del sobrecalentador secundario en la curva exterior adyacente al soporte fijo más bajo del sobrecalentador.			
ZONA LOCALIZADA (PARED, RECALENTADOR, SOBRECALENTADOR, ECONOMIZADOR, CONDENSADOR, ETC.)	Sobrecalentador Secundario			
CAUSAS PROBABLES DE ROTURA, SOLUCIONES O MEDIDAS ADOPTADAS AL RESPECTO	La causa de la fisura en la zona tubo-soporte fijo del sobrecalentador se debe al desgarre que se ha presentado en la zona adyacente a la soldadura del soporte fijo por la alta concentración de esfuerzo a que está sometido esa zona por las continuas dilataciones a que es sometida la tubería estando en servicio la caldera. La fisura en el serpentín del sobrecalentador fue eliminada biselando toda el área afectada y aplicando soldadura nueva E-NiCrFe-3.			
FECHA DE REPARACIÓN	2 - 3 Marzo 2010			
OBSERVACIONES	Los tubos del sobrecalentador secundario se encuentran bastante encostrados causados por el combustible líquido y partículas de polvo. Se debe realizar una limpieza en los tubos para mejorar la eficiencia térmica.			

5.3.6. Causas genéricas del por qué se producen las fallas en las paredes de caldera

- ✓ Defectos de diseños
- ✓ Defecto de fabricación
- ✓ Mantenimiento deficiente
- ✓ Operaciones indebidas
- ✓ Inadecuado tratamiento del agua
- ✓ Sobrecalentamiento de larga duración, se presenta en los tubos enfriados por agua o por vapor: flujo reducido de refrigerante, temperatura de los gases del hogar muchas veces mayor a 1.093 °C, oxidación térmica, capa gruesa y frágil de magnetita
- ✓ Sobrecalentamiento de corta duración, se asocia a los tubos enfriados por vapor o por agua, causada por un trastorno en la operación de la caldera: taponamiento total o parcial del tubo y el flujo insuficiente de refrigerante
- ✓ Efecto de los depósitos, los depósitos en los tubos suelen estar formados por productos de la corrosión que han sido arrastrados desde sus sitios originales, los depósitos provienen de cuatro fuentes: los minerales arrastrados por el agua, los productos químicos para tratamiento, los productos de corrosión y los contaminantes, lodos tambor inferior.
- ✓ Fragilización, es resultado directo de las reacciones electroquímicas de corrosión en las que se libera hidrogeno en forma atómica, el daño causado por el hidrogeno se restringe a los tubos enfriados por agua que se estén corroyendo en forma activa, el daño puede provenir de una reacción de corrosión por alto pH o de una reacción de corrosión por bajo pH.
- ✓ Grafitización, resulta de la descomposición de la perlita en ferrita y carbón y puede fragilizar ciertas partes del acero, se puede presentar después de un sobrecalentamiento de larga duración

- ✓ Corrosión en el lado del agua: la corrosión más común encontrada en el lado del agua es debido al oxígeno
- ✓ Corrosión en el lado de fuego: a excepción de muchos combustibles gaseosos, la combustión de combustibles fósiles producen sólidos, líquidos y componentes gaseosos que pueden provocar corrosión en los componentes estructurales y las superficies de transferencia de calor, muchos de los contaminantes de los aceites combustibles son el vanadio, el sodio y los sulfuros que al depositarse pueden crear sustancias ácidas que atacan al metal.
- ✓ Corrosión por oxígeno, uno de los problemas de corrosión que se encuentra con mayor frecuencia es el resultado de la exposición del metal de la caldera al oxígeno disuelto
- ✓ Corrosión por ceniza de combustible, cuando sobre el tubo se forma escoria fundida que contiene compuestos de vanadio: cuando se usa combustible que contiene niveles elevados de vanadio, sodio o azufre, o una combinación de estos elementos; cuando se cuenta con cantidades excesivas de más de aire del necesario o cuando se alcanzan temperaturas del metal mayores que 593 °C
- ✓ Corrosión por bajo pH durante el servicio, la delgada capa de óxido magnético se disuelve y el metal es atacado

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se evidencia la complejidad de la herramienta RCM, en el sentido que se requiere conocer en detalle el proceso y contar en el grupo con personas de experiencia en la operación y mantenimiento de los equipos.

En este trabajo hemos integrado la metodología de análisis de criticidad, el cual nos ayudó a priorizar los sistemas que realmente necesitan atención, debido a que la táctica de mantenimiento no muestran el resultado esperado, ya que las frecuencias de falla se incrementan impactando en la seguridad de las personas, el medio ambiente y la producción.

La caldera unidad 2 de la central Cartagena fue construida en 1979 por la empresa Distral, por ende hasta la fecha tiene aproximadamente 141.000 horas de operaciones con alta probabilidad de falla debido a su vida residual y el ambiente agreste al que esta sometido. Si bien es cierto después de la adquisición de la planta por la nueva compañía Emgesa S.A E.S.P en el 2006, se ha realizado inversiones representativa en el cambio de varias de sus parte, estas inversiones no han asegurado la confiabilidad esperada, debido a que dichas fallas influyen otros factores que en este trabajo tuvimos la oportunidad de evidenciar tales como: el procedimiento de conservación durante la maquina fuera de servicio, monitoreo no estándar de los parámetros químicos durante la generación, operación fuera de especificaciones de los quemadores, inspecciones y pruebas de calida fuera de especificaciones etc.

Cada uno de los integrantes relata cada una de las experiencias vividas con el equipo y mediante la metodología de RCM se concluyeron tareas de mantenimiento que ayudan a minimizar la probabilidad de ocurrencia de que la falla vuelva a ocurrir bajo el criterio de una análisis costo beneficio que lo justifique.

De los resultados obtenidos, de las tareas que se generaron en el plan de mantenimiento el 40% son del tipo de reacondionamiento cíclico, el 37% son de

rediseño, el 24% de las actividades son a condición, 1,73% son de sustitución cíclica y el 1,73% son tareas de búsqueda de fallas.

Se resalta el alto porcentaje de las tareas que obligatoriamente requieren un rediseño y que en algunos casos obedece a realizar procedimientos de mantenimientos y de operación con el objeto de garantizar de esta forma la calidad del los trabajos y operativamente extender la vida útil del equipo.

Tal como se muestra en los objetivos se estableció el programa de mantenimiento mediante la utilización de la metodología de RCM2, describiendo las frecuencias y el área responsable de ejecutar la actividad.

Con la implementación de este plan de mantenimiento se espera que el porcentaje de fallas de disminuya y por ende sus impactos.

Del mismo modo en este trabajo se describen los conceptos básicos para la implementación de futuros análisis.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda incluir las rutinas de mantenimiento en el software de gestión de mantenimiento SAP con el objeto de que estas tareas se gestionen de manera adecuada.

Incluir en el plan de inversión las tareas que en este trabajo se plantean como rediseño para ejecutar al más corto plazo.

Establecer los criterios necesarios para medir CMD (confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad) sobre el equipo analizado y de este modo realizar el seguimiento de la efectividad de las tareas.

De acuerdo con los resultados que se plantean en el análisis de criticidad, se debe continuar aplicando la metodología a los demás sistema que muestran alta criticidad.

8. BIBLIOGRAFÍA

BOTERO COTERO, Ernesto. Mantenimiento preventivo, posgrado en gerencia de mantenimiento, universidad industrial de Santander, 2003.

ELLMAN Y ASOCIADO. Reability – centered Maintenance. Sl.: Aladon, 1999.

CORELCA POWER PLANT, Volumen XIII y XIV, Boiler operation and Maintenance. 1979

GROSSO PERALTA, Juan Carlos. RCM aplicado a generadores hidraulicos, aspectos teoricos, 2003.

Moubray J M (1991) “Reliability-centred Maintenance”. Butterworth-Heinemann, Oxford .

Nowlan F S and Heap H (1978) “Reliability -centered Maintenance” National Technical Information Service, US Department of Commerce, Springfield, Virginia.

Resnikoff H L (1978) “Mathematical Aspects of Reliability-centered Maintenance”. Dolby Access Press, Los Altos, California.

<http://mantenimientoindustrial.wikispaces.com/Que+es+RCM>

Moubray, John, 1992, Reliability-centered Maintenance, Industrial Press, New York IEEE.

Reliability Centerd Maintenance United Airlines. F.S. Noelan, NTIS Document No. AD/A066 579, diciembre (1978).

Smitch, A.M. “Reliability Centered Maintenance”, McGraw Hill, New York, N.Y. (1993).

9. ANEXOS

Ver Anexo 1. Hoja de Información

Ver Anexo 2. Hoja de Decisión