

REPÚBLICA DE CUBA.  
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR.  
UNIVERSIDAD DE CIENFUEGOS.  
FACULTAD DE INGENIERÍA.



## TESIS DE DIPLOMA.

**Título: Diseño de una metodología para la aplicación del diagnóstico en calderas y equipos auxiliares de la Central Termoelectrica “Carlos Manuel de Céspedes”.**

**AUTOR: Luis Enrique González Quintana.**

**TUTORES: MsC. Silvino Chaviano Bernal.  
Espec. en END, David Calzadilla Olivera.  
Ing. Jesús del Junco García.**

**“AÑO 60 DE LA REVOLUCIÓN”  
Cienfuegos, 2019**

# *Pensamiento*

*El éxito lo consiguen aquellos que siempre son humildes y aun siendo grandes no se olvidan ni de dónde vienen ni quiénes son.*



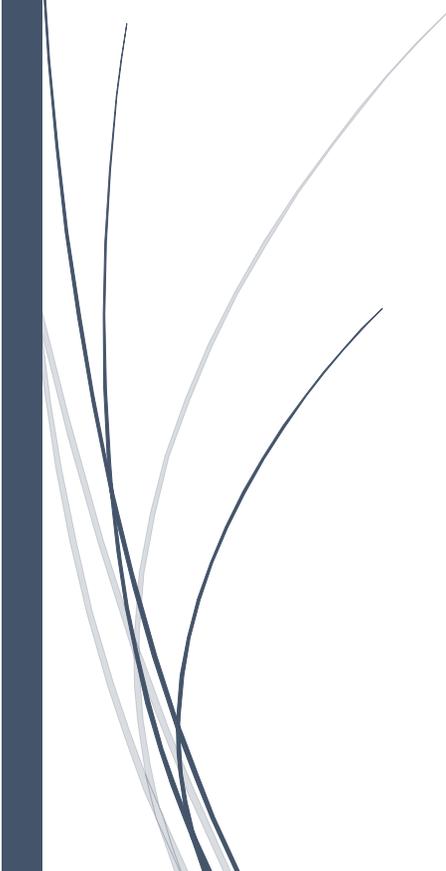
# *Dedicatoria*

*A mis padres, quienes con mucho sacrificio y dedicación  
me han convertido en el hombre que soy.*

*A mi hermana, por todo el apoyo que me ha brindado.*

*A mis abuelos, que siempre han estado cuando los he  
necesitado.*

*Y a todas esas personas que han confiado en mí y me han  
apoyado en todo.*



# *Agradecimientos*

*A todos los que alguna forma u otra han contribuido a mi formación como profesional. En especial:*

*A mis padres, por ser los motivos de que yo haya llegado hasta aquí y por enseñarme a luchar por mis sueños.*

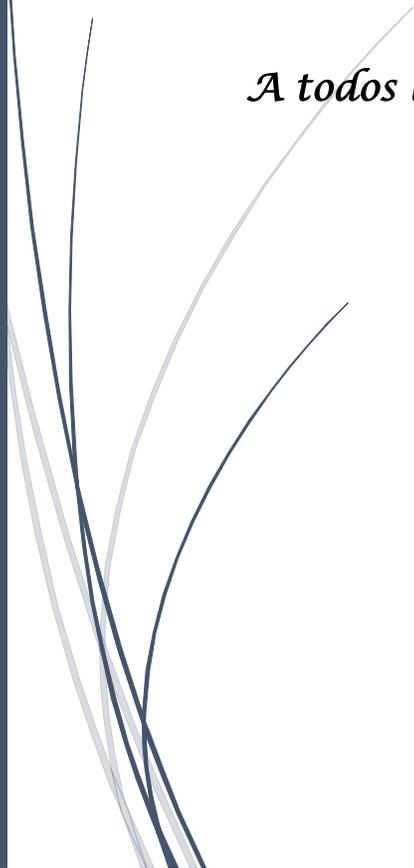
*A mi hermana y abuelos, que nunca me han dejado solo.*

*A mis tutores, que han sido mis guías a lo largo de este camino.*

*A todos mis amigos y compañeros de estudio.*

*A todos los profesores de la universidad por formarme como profesional.*

*A todos los trabajadores de la Termoeléctrica que me brindaron su ayuda incondicional.*



## RESUMEN

En el presente trabajo de diploma se lleva a cabo el diseño de una metodología para la aplicación del diagnóstico en las calderas y equipos auxiliares de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”, en el cual se realiza una valoración técnica de la organización del mantenimiento en la Central Termoeléctrica de Cienfuegos, se realiza una valoración de las nuevas técnicas y metodologías mediante el desarrollo del análisis metalográfico, posibles a aplicar del diagnóstico. Se desarrolla la aplicación de la metodología de diagnóstico propuesta en la cual se hace un diagnóstico del sistema organizativo del mantenimiento en la Central Termoeléctrica, posterior a esto se realiza la clasificación de los equipos según su importancia productiva. Se determinan cuáles son los equipos a evaluar a partir de la cantidad de averías mediante la aplicación de la Técnica de “Pareto”. Se aplican los métodos y técnicas para la determinación de los parámetros de estado a controlar durante la aplicación del diagnóstico, en la cual se realiza el análisis Causa – Efecto, la determinación de los instrumentos necesarios y organización del sistema de monitoreo para el diagnóstico en calderas y sistemas auxiliares. Se determinan los Parámetros de estado a controlar para el diagnóstico, y se realiza el cálculo de la vida útil residual por Creep, que arrojó como resultados la influencia que tiene la temperatura para la vida del material de los tubos, donde a mayor temperatura disminuye enormemente la vida útil del material.

**PALABRAS CLAVES:** Análisis metalográfico, Caldera, Diagnóstico y Equipos auxiliares.

## SUMMARY

In the present work of diploma is carried out the design of a methodology for the application of the diagnosis in the boilers and auxiliary equipment of the Thermoelectric Power Plant "Carlos Manuel de Cespedes", in which a technical assessment of the maintenance organization is carried out at the Cienfuegos Thermoelectric Power Plant, an assessment of the new techniques and methodologies is carried out through the development of metallographic analysis, possible to apply the diagnosis. The application of the proposed diagnostic methodology is developed in which a diagnosis is made of the organizational system of maintenance in the Thermoelectric Power Plant, after which the classification of the equipment is made according to its productive importance. The equipment to be evaluated is determined based on the number of breakdowns through the application of the "Pareto" technique. The methods and techniques for the determination of the parameters of state to be controlled during the application of the diagnosis are applied, in which the Cause - Effect analysis is carried out, the determination of the necessary instruments and organization of the monitoring system for the diagnosis in boilers. and auxiliary systems. The parameters of state to be controlled are determined for the diagnosis, and the calculation of the residual useful life by Creep is carried out, which gave as a result the influence that the temperature has for the life of the material of the tubes, where at a higher temperature it decreases enormously The useful life of the material.

**KEYWORDS:** Metallographic Analysis, Boiler, Diagnosis and Auxiliary Equipment.

# Contenido

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.....</b>	<b>4</b>
<b>1.1 - Principales características de las calderas de la Central Termoeléctricas “Carlos Manuel de Céspedes”.....</b>	<b>4</b>
1.1.1 - Descripción general. ....	4
1.1.2 - Partes principales de la caldera. Características fundamentales. ....	5
<b>1.2 - Otros sistemas donde se aplican las técnicas de ensayos de metales por su configuración de altas tecnologías. ....</b>	<b>6</b>
1.2.1 - Sistemas de bombas de agua de alimentar. ....	6
1.2.2 - Sistema de aire para la combustión.....	7
1.2.3 - Sistema de Gases.....	7
1.2.4 - Precalentadores de Aire (PRE-CAL).....	8
1.2.5 - Calentador de Aire Regenerativo (CAR). ....	8
<b>1.3 - Conceptos generales y principales características del mantenimiento en la industria.....</b>	<b>9</b>
1.3.1 - Objetivos del mantenimiento. ....	9
1.3.2 - Funciones del mantenimiento.....	10
1.3.3 - Tipos de mantenimientos aplicables en la industria.....	11
1.3.4 - Sistema Alternativo o Flexible de Mantenimiento (SAM) utilizado en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.....	12
1.3.5 - Comparaciones entre los tipos de mantenimiento aplicados en la industria. ....	13
<b>1.4 - Mantenimiento Predictivo o por Diagnóstico. ....</b>	<b>14</b>
1.4.1 - Diagnóstico en el mantenimiento.....	16
<b>1.5 - Tipos de pruebas utilizadas en el diagnóstico en la industria. ....</b>	<b>16</b>
1.5.1 - Pruebas no destructivas.....	17
1.5.1.1 - Inspección visual (VT).....	18
1.5.1.2 - Inspección por Ultrasonido. ....	20
1.5.1.3 - Partículas Magnéticas (MT). ....	22
1.5.1.4 - Líquidos penetrantes.....	22
1.5.1.5 - Pruebas de corrientes de Foucault (ET). ....	23
1.5.1.6 - Método de prueba radiográfica (RT).....	24
1.5.1.7 - Pruebas de Termografía infrarroja.....	25

1.5.2 - Pruebas destructivas. ....	26
1.5.2.1 - Ensayo de dureza. ....	26
1.5.2.2 - Ensayo de tracción. ....	27
1.5.2.3 - Ensayo de impacto o de Charpy. ....	28
1.6 - Otros ensayos del diagnóstico de estado que se relacionan estrechamente con los ensayos de metales. ....	29
1.7 - Conclusiones del Capítulo I. ....	30
<b>CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL DIAGNÓSTICO EN CALDERAS Y EQUIPOS AUXILIARES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTICA “CARLOS MANUEL DE CÉSPEDES”</b> .....	<b>31</b>
2.1 - Pasos para la aplicación del diagnóstico en calderas y equipos auxiliares de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”. ....	31
2.1.1 - Diagnóstico del sistema organizativo del mantenimiento en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”. ....	32
2.1.2 - Clasificación de los equipos según su importancia productiva y selección de los tipos de mantenimientos a aplicar para cada caso. ....	33
2.1.3 - Determinación de los equipos a evaluar a partir de la cantidad de averías. ....	35
2.1.3.1 - Aplicación de la Técnica de “Pareto” .....	36
2.1.4 - Métodos y Técnicas aplicadas para la determinación de Parámetros de Estado a controlar durante la aplicación del Diagnóstico. ....	37
2.1.4.1 - Resultados del Mantenimiento. ....	37
2.1.4.2 - Aplicación Técnica del Análisis Causa - Efecto. ....	38
2.1.4.3 - Determinación de los instrumentos necesarios y organización del sistema de monitoreo para el diagnóstico en calderas y sistemas auxiliares. ....	39
2.1.4.4 - Determinación de Parámetros de estado a controlar para el diagnóstico. ....	40
2.1.4.5 - Estimación de la Vida Útil. ....	40
2.2 - Conclusiones del Capítulo 2. ....	43
<b>CAPÍTULO 3. APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL DIAGNÓSTICO EN CALDERAS Y EQUIPOS AUXILIARES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTICA “CARLOS MANUEL DE CÉSPEDES”</b> ..	<b>44</b>
3.1 - Diagnóstico del sistema organizativo del mantenimiento en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”. ....	44
3.1.1 - Situación técnica organizativa del mantenimiento en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”, antes de la aplicación de las nuevas técnicas para el diagnóstico del estado de los Equipos. ....	45

<b>3.2 - Clasificación de los equipos según su importancia productiva y selección de los tipos de mantenimientos a aplicar para cada caso.....</b>	<b>47</b>
<b>3.3 - Determinación de los equipos a evaluar a partir de la cantidad de averías. ..</b>	<b>48</b>
<b>3.3.1 - Aplicación de la Técnica de “Pareto”. .....</b>	<b>49</b>
<b>3.4 - Métodos y Técnicas aplicadas para la determinación de Parámetros de Estado a controlar durante la aplicación del Diagnóstico.....</b>	<b>51</b>
<b>3.4.1 - Resultados del Mantenimiento. ....</b>	<b>51</b>
<b>3.4.2 - Aplicación Técnica del Análisis Causa – Efecto. ....</b>	<b>52</b>
<b>3.4.3 - Determinación de los instrumentos necesarios y organización del sistema de monitoreo para el diagnóstico en calderas y sistemas auxiliares....</b>	<b>52</b>
<b>3.4.4 - Determinación de Parámetros de estado a controlar para el diagnóstico. ....</b>	<b>55</b>
<b>3.4.5 - Estimación de la Vida Útil Residual. ....</b>	<b>58</b>
<b>3.5 - Ejemplos de la aplicación de la metodología propuesta para otros equipos o sistemas.....</b>	<b>60</b>
<b>3.6 - Conclusiones del Capítulo 3. ....</b>	<b>65</b>
<b>CONCLUSIONES. ....</b>	<b>67</b>
<b>RECOMENDACIONES. ....</b>	<b>68</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>69</b>
<b>ANEXOS. ....</b>	<b>74</b>

# INTRODUCCIÓN

La Empresa Termoeléctrica de Cienfuegos es una de las organizaciones de referencia de la Unión Nacional Eléctrica (UNE), dentro del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y de todo el país, siendo esta la única entidad en alcanzar los 39 años de Vanguardia Nacional, con un palmarés único de eficiencia y eficacia en el ámbito nacional, alcanzando indicadores técnico-productivos de primer nivel mundial, manteniendo y priorizando la cultura en la gestión de seguridad, salud y medio ambiente, sobre sólidos valores y un alto sentido de pertenencia de los trabajadores, caracterizado además, por una elevada gestión de los recursos humanos.

Es creada por la Resolución No. 78 del Ministro de la Industria Básica (MINBAS), aunque existe como unidad generadora desde el año 1953, con la entonces Termoeléctrica O'Bourke de la Compañía Cubana de Electricidad. En el año 1969 es creada la Central Termoeléctrica "Carlos Manuel de Céspedes", con dos unidades de procedencia checa, ambas con capacidad de 30 MWh. En el año 1980, se concluye el proceso inversionista de las dos plantas de tecnología japonesas de 158 MWh cada una. Ya en el 2008 salen de servicio por baja técnica las dos plantas de tecnología checas por tener un consumo específico alto, agravada por las malas condiciones técnicas. Luego se acomete una modernización a la Unidad No.4 (japonesa), en la cual se cambia toda la instrumentación de campo y se sustituyen las paredes de agua de la caldera. A mediados del año 2018, se realiza la modernización de la Unidad No. 3 (japonesa), la cual culminó a finales del mismo año. Esta posee como principal misión, generar y suministrar energía eléctrica para satisfacer los requerimientos y necesidades crecientes del país, con un alto nivel de profesionalismo, garantizando el necesario equilibrio con el entorno y el medio ambiente. Entre los tantos accesorios que esta posee, se encuentra la caldera o generador de vapor, que es el elemento principal y más complejo de esta, la cual necesita de varios equipos auxiliares que complementan y hacen posible su funcionamiento, entre los cuales están las bombas de agua de alimentar, los

ventiladores de tiro forzado, los ventiladores de recirculación de gases, etc. Debido a la alta complejidad que estos poseen y lo imprescindibles que son, el paro de alguno de estos equipos debido a una avería imprevista ocasionaría la pérdida de 158 MW por cada hora que estén en reparación, lo que provocaría enormes pérdidas económicas para el país. Para evitar esto es necesario la aplicación de un mantenimiento predictivo o por diagnóstico.

El **Problema Científico** planteado se puede enunciar como sigue:

El grupo de diagnóstico de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes” no cuenta con una metodología que permita aplicar el mantenimiento predictivo o por diagnóstico en calderas y equipos auxiliares ya que este solo era utilizado en equipos roto - dinámicos.

La identificación de este problema ha permitido formular la siguiente **Hipótesis**:

Es posible diseñar una metodología que permita la aplicación del diagnóstico en las calderas y equipos auxiliares de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.

En el presente trabajo se aspira a demostrar la viabilidad de la hipótesis formulada, para lo cual se ha definido el siguiente **Objetivo general**:

Diseñar una metodología para la aplicación del diagnóstico en calderas y equipos auxiliares de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.

Los **Objetivos Específicos** del Trabajo son:

1. Realizar una búsqueda bibliográfica acerca del mantenimiento en la industria.
2. Realizar una valoración técnica de la organización del mantenimiento en la Central Termoeléctrica de Cienfuegos.
3. Realizar una valoración de las nuevas técnicas y metodologías mediante el desarrollo del análisis metalográfico, posibles a aplicar del diagnóstico.
4. Diseñar y proponer una metodología para la aplicación paulatina del mantenimiento predictivo o por diagnóstico en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.

5. Aplicar la metodología propuesta de diagnóstico en calderas y equipos auxiliares de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.

## CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.

En este capítulo se abordarán las principales características de las calderas y equipos auxiliares de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”. Se abordará también acerca del mantenimiento, los tipos de mantenimientos, que se deben tener en cuenta para comprender la relación existente entre el diagnóstico y el mantenimiento en general. Se darán a conocer, además, los tipos de pruebas aplicadas en el diagnóstico.

### 1.1 - Principales características de las calderas de la Central Termoeléctricas “Carlos Manuel de Céspedes”.

Las calderas de las unidades No. 3 y No. 4 de la Central Termoeléctrica "Carlos Manuel de Céspedes" que se encargan de suministrar el vapor para alimentar los turbogeneradores de 158 MW, son de domo simple y de circulación natural de agua, diseñadas para usar petróleo como combustible. Este tipo de caldera es conocida como "El Paso".

Estos generadores están diseñados para mantener una alta eficiencia con la menor pérdida de calor debido al bajo exceso de aire, una combustión total del petróleo, la hermeticidad en la construcción de las paredes de agua y una suficiente insolación bajo las condiciones técnicas que se resumen en el **Anexo 2, tabla 2.1**.

#### 1.1.1 - Descripción general.

Constructivamente la caldera es un intercambiador de calor de paredes de agua compuesta además por un domo separador de fases. En total son cuatro paredes de agua y una pared divisoria que forma el festón y sirve de división entre los conductos radiante y convectivos. Las paredes lateral izquierda y derecha están formadas por 101 tubos de intercambio que a su vez se alimentan de 6 cabezales inferiores de la caldera, ubicados a diferentes alturas para formar el cenicero; una pared frontal o de quemadores formada por 119 tubos que se alimentan de 3 cabezales frontales inferiores y una pared trasera formada por 119 tubos que se divide luego en dos partes; una parte formada por 60 tubos continúa para formar la pared trasera conjuntamente con 58 tubos descendientes de vapor saturado y otra

parte formada por 59 tubos que después se doblan en 119 pasan a formar la pared divisoria entre el horno y el eje convectivo. En la parte superior estas 5 paredes se unen en el cabezal de techo desde donde la mezcla de vapor y agua regresa al domo. El domo es un intercambiador de calor donde se produce la separación de las fases del agua. Los tubos de la pared divisoria después de formar la "P" invertida abandonan la formación lineal y hacen una formación de ajedrez para permitir la fijación de los serpentines de los SH y RH. En la parte superior estos tubos vuelven a tomar una formación lineal para permitir el paso de los gases al eje convectivo.

Las paredes de agua tienen las siguientes dimensiones:

<b>Alto del horno</b>	<b>20.7 m</b>
<b>Ancho del horno</b>	9.14 m
<b>Fondo del horno</b>	8.5 m

### 1.1.2 - Partes principales de la caldera. Características fundamentales.

**Horno:** Cuenta con nueve quemadores divididos en grupos de tres y se encargan de la combustión del combustible propiamente dicho, para de esta forma lograr la cantidad de calor necesaria para el cambio de fase del agua que circula por las paredes del horno.

**Domo:** Al domo llega agua de alimentación procedente del economizador, por este último se conoce el nivel de agua que tiene la caldera y además ocurre la separación de la mezcla agua vapor por mediación de los separadores y ciclones, encargados de condensar el vapor húmedo y dejar salir solo el más seco.

**Economizador:** Es un intercambiador de calor en el cual los gases del producto de la combustión le seden calor al agua de alimentar.

**Sobrecalentador primario:** Intercambiador de calor por radiación donde el vapor que sale del domo absorbe calor y pasa a ser vapor sobrecalentado.

**Sobrecalentador secundario:** Este es también un intercambiador, pero de tipo convectivo y también el vapor absorbe calor y también es vapor sobrecalentado con mejores propiedades.

**Recalentador:** Es el encargado de recalentar el vapor extraído de la turbina

para aumentar sus propiedades.

**Quemadores:** Forman la mezcla aire-combustible y de forma atomizada con el empleo de vapor formando así la llama portadora del calor dentro del horno.

## **1.2 - Otros sistemas donde se aplican las técnicas de ensayos de metales por su configuración de altas tecnologías.**

A parte de la caldera, también existen otros sistemas que, por su complejidad e importancia productiva dentro de la planta, necesitan de técnicas avanzadas de diagnóstico para detectar precozmente las posibles averías que pudieran ocasionar el paro de la planta, lo que significaría grandes pérdidas tanto energéticas como económicas para el país. Estos sistemas son:

- Sistemas de bombas de agua de alimentar
- Sistema de aire para la combustión
- Sistema de Gases
- Precalentadores de Aire (PRE-CAL).
- Calentador de Aire Regenerativo (CAR).

A continuación, se da una breve descripción de cada uno de ellos.

### **1.2.1 - Sistemas de bombas de agua de alimentar.**

Las bombas de agua de alimentación al tren de generación de vapor son bombas de alta presión, capaces de elevar ésta por encima de 120 bar. Como el vapor generado en el evaporador puede alcanzar los 100 bares de presión es necesario que las bombas levanten algo más, para poder introducirlo en la caldera. Además, tienen que vencer la resistencia que ofrecen los precalentadores de alta presión y el economizador, además de las tuberías, válvulas y accesorios del circuito. (Garrido, 2017)

Las bombas de alimentación de la unidad japonesa de la CTE “Carlos Manuel de Céspedes”, tienen la función de succionar el agua del tanque del desareador y darle la presión suficiente, para que circule a través de los calentadores de alta presión No. 5, 6 y 7, el economizador y, finalmente penetre al domo de la caldera. El sistema

de agua de alimentar calderas está compuesto por tres bombas centrifugas conectadas en paralelo de 1.8 MW de potencia cada una, cuyas especificaciones técnicas aparecen en el **anexo 6**.

Se trata generalmente de bombas multietapas, ya que en una sola etapa sería complicado conseguir elevar tanto la presión con un buen rendimiento (**Anexo 5**). En funciones normales, dos de ellas se encuentran en funcionamiento, mientras que la otra se mantiene en reserva. (Santana, 2014)

### **1.2.2 - Sistema de aire para la combustión.**

El sistema de aire para la combustión consta de dos ventiladores de tiro forzado, encargados de suministrar el aire para la combustión garantizando siempre un exceso de aire que evite la incombustión y asegurar además la circulación de los gases y su expulsión por la chimenea, teniendo en cuenta que esta es una caldera presurizada y por tanto no posee ventiladores de tiro inducido.

El aire de la descarga de los ventiladores pasa por precalentadores de aire y los CAR donde adquiere la temperatura adecuada y de allí a la caja de aire para su distribución a cada quemador. Un conducto situado en la descarga de los VTF garantiza el aire a los diferentes consumidores de la caldera. (**ver anexo 2, tabla 2.2**).

### **1.2.3 - Sistema de Gases.**

Los gases de la combustión obligados por la pared diafragma entregan el calor a las superficies de intercambio y al ECO, pasando a continuación por los CAR y de allí a la chimenea. Una parte de los gases es succionada por el VRG y enviado a la parte inferior del horno logrando de esta forma dos funciones; regular la temperatura del vapor RH ya que este se encuentra a contraflujo con respecto a los gases y por otra parte refresca la parte inferior del horno. Con este método de control se logra una eficiencia relativamente alta y se logra una regulación bastante exacta sobre un amplio rango de regulación. (**ver anexo 2, tabla 2.3**)

#### 1.2.4 - Precalentadores de Aire (PRE-CAL).

Con el objetivo de proteger los metales de los CAR de la corrosión a baja temperatura provocada por la presencia de uniones de azufre en los gases de la combustión, la caldera cuenta con precalentadores de aire (Pre-CAL). Estos son intercambiadores verticales de tubos aleteados instalados en el conducto de aire entre la descarga de los VTF y los CAR. La temperatura del aire de salida de los Pre-CAL se controla automáticamente o de forma manual desde la Sala de Control Central (BTG), regulando el flujo de vapor proveniente de la estación reguladora. El vapor de calentamiento se suministra desde el Cilindro de media presión (CMP) a través de la extracción 5 para potencias superiores al 75%; para cargas menores del 75% se alimenta de vapor proveniente del cabezal auxiliar de vapor (15 kgf/cm<sup>2</sup>). El condensado del vapor se receptiona en los tanques de condensado del vapor desde donde se puede enviar al canal o al CBP-1 o el condensador. **(ver anexo 2, tabla 2.4).**

#### 1.2.5 - Calentador de Aire Regenerativo (CAR).

El CAR es un intercambiador de calor donde una masa de gases procedentes del eje convectivo luego de entregar el calor en la caldera entrega el calor a una masa metálica que se encuentra girando, calentándola; este metal al hacer contacto con la masa de aire frío la calienta hasta una temperatura adecuada. Este tipo de intercambiador presenta ventajas con respecto a los de tipo tubular ya que es más eficiente, las temperaturas del metal son uniformes y se eliminan los focos de calor.

En su conjunto cada CAR cuenta con tres grupos de cestos que se colocan en forma horizontal en tipo cuña. Los grupos se colocan verticalmente formando los cestos calientes, tibios y los fríos. La fuente para el giro del CAR la constituye un motor que se alimenta de 380 V a través de un reductor con una rueda dentada. El CAR se apoya en dos chumaceras, superior e inferior las cuales son enfriadas con agua procedente del circuito de enfriamiento, y cuenta además con compuertas de cierre tanto por la parte de aire como por la parte de gases, así como con tuberías para el lavado de estos en explotación y registros para el acceso al interior de este, posee

además un motor de aire que permite el giro de este en caso que no pueda usarse el motor eléctrico. Para la limpieza de las superficies de intercambio el CAR está equipado con un soplete tipo oscilante movido por un motor de 380 va dirigido desde un panel en BTG. (ver anexo 2, tabla 2.5)

### **1.3 - Conceptos generales y principales características del mantenimiento en la industria.**

Primeramente, para lograr entender la importancia del mantenimiento para la industria, así como su relación con el diagnóstico, es necesario conocer los principales conceptos y las características esenciales del mantenimiento.

A gran escala, existen diversos conceptos que se han utilizado para describir y explicar el mantenimiento; cada uno de ellos han sido abordados por grandes autores que de una forma u otra dan la esencia de lo que es el mantenimiento en sí, entre ellos están: Van Kessel (1992), Portuondo Pichardo (1994), Borroto Pentón (2005), García Garrido (2009 y 2012), Mora Gutiérrez (2012) y De la Paz Martínez (2014). El concepto que más se adecua al objeto de estudio de esta tesis es:

El mantenimiento es el conjunto de técnicas o tecnologías que aseguran la correcta utilización de edificios e instalaciones y el continuo funcionamiento de la maquinaria para conseguir a un costo competitivo la disponibilidad de los activos. Por lo que se puede decir que son todas las acciones necesarias para que un ítem sea conservado o restaurado de modo tal que permanezca de acuerdo con una condición específica. (Morrow, 1973) (Corrales, 1993) (Knezevic, 1996)

En otras palabras, el mantenimiento es una serie de acciones o actividades dirigidas a conservar o reparar los equipos e instalaciones con el menor costo posible durante un período de tiempo determinado obteniendo una mejor calidad y eficiencia de los activos.

#### **1.3.1 - Objetivos del mantenimiento.**

Una vez conocido el significado del mantenimiento, es necesario dar paso a los objetivos, los cuales son de suma importancia para llegar a una comprensión mucho

mayor de lo que trata el mantenimiento en sí. A lo largo de los años, diversos autores han desarrollado diversos estudios sobre el mantenimiento, en los cuales han abordado sobre los objetivos del mantenimiento. Un grupo considerable de autores como son: Moubray (1997), Batista Rodríguez (2000), Sotuyo Blanco (2002), García Garrido (2003), Torres (2005), Lodola (2006), Mora Gutiérrez (2012) y Ochoa Guzmán & Urquiza (2014), coinciden en definir el objetivo del mantenimiento, de manera general, como: “conseguir el nivel máximo de efectividad en el funcionamiento del sistema productivo y/o de servicios con la menor contaminación del medio ambiente y mayor seguridad para el personal al menor costo posible”.

Específicamente, los objetivos del mantenimiento en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes” son:

- Asegurar que la fracción de tiempo de la planta en operación sea el adecuado (Disponibilidad).
- Garantizar que la planta no tenga fallas inesperadas (Confiabilidad).
- Garantizar que cuando ocurra una falla esta sea solucionada lo más rápido posible (Mantenibilidad).
- Asegurar que la vida útil de los activos sea lo más larga posible.
- Optimizar los recursos que le asigna la empresa. (Knezevic, 1996)

### **1.3.2 - Funciones del mantenimiento.**

Portuondo Pichardo (1990) plantea que las funciones del mantenimiento caracterizan y se encargan de justificar la existencia de una subdivisión de la empresa dedicada al mantenimiento. Acerca de esto describió las funciones básicas de mantenimiento las cuales se dividen en primarias y secundarias. Las funciones primarias están referidas al mantenimiento, inspecciones, servicio de lubricación y protección contra la corrosión, recuperación y modificación de equipos, instalaciones y edificaciones. Las funciones secundarias incluyen la protección técnica y los medios técnicos para la limpieza tecnológica de equipos e instalaciones, los medios técnicos para la eliminación de desechos y la generación

y distribución de algunas producciones auxiliares como energía eléctrica, vapor, aire comprimido, aire para instrumentos y agua de enfriamiento.

García Garrido (2012) coincide con esta clasificación de las funciones del mantenimiento. A continuación, se dan a conocer dichas funciones:

#### **Funciones primarias:**

- Mantener, reparar y revisar los equipos e instalaciones.
- Generación y distribución de los servicios eléctricos, vapor, aire, agua, gas, etc.
- Modificar, instalar, remover equipos e instalaciones.
- Nuevas instalaciones de equipos y edificios.
- Desarrollo de programas de Mantenimiento Preventivo y Programado.
- Selección y entrenamiento de personal.

#### **Funciones secundarias:**

- Asesorar la compra de nuevos equipos.
- Hacer pedidos de repuestos, herramientas y suministros.
- Controlar y asegurar un inventario de repuestos y suministros.
- Mantener los equipos de seguridad y demás sistemas de protección.
- Llevar la contabilidad e inventario de los equipos.
- Cualquier otro servicio delegado por la administración.

#### **1.3.3 - Tipos de mantenimientos aplicables en la industria.**

El mantenimiento es un fenómeno evolutivo que ha ido cambiando a lo largo de la historia. A partir de esto se han generado una infinidad de tipos o filosofías de mantenimiento, lo cual hace difícil la selección de los más adecuados para su implementación en la empresa. Un grupo de autores como son: Sotuyo Blanco (2002), Torres (2005), García Garrido (2009), entre otros; coinciden en destacar que los tipos de mantenimientos básicos utilizados en la industria son el mantenimiento correctivo, el mantenimiento preventivo planificado, el mantenimiento predictivo o por diagnóstico y el mantenimiento total productivo. A continuación, se dan a conocer las principales características de cada uno de ellos:

Mantenimiento Correctivo (a rotura), es todos los servicios ejecutados a los equipos con fallos o defectos, se puede definir como la actividad humana desarrollada sobre los recursos cuando como consecuencias de alguna falla han dejado de prestar los servicios esperados.

Mantenimiento Preventivo Planificado (MPP), son todos los servicios de inspección sistemática, ajustes, conservación y eliminación de defectos que contribuyan a evitar averías. El MPP puede ser según recomendaciones del fabricante, medición de parámetros de síntomas y basado en la fiabilidad.

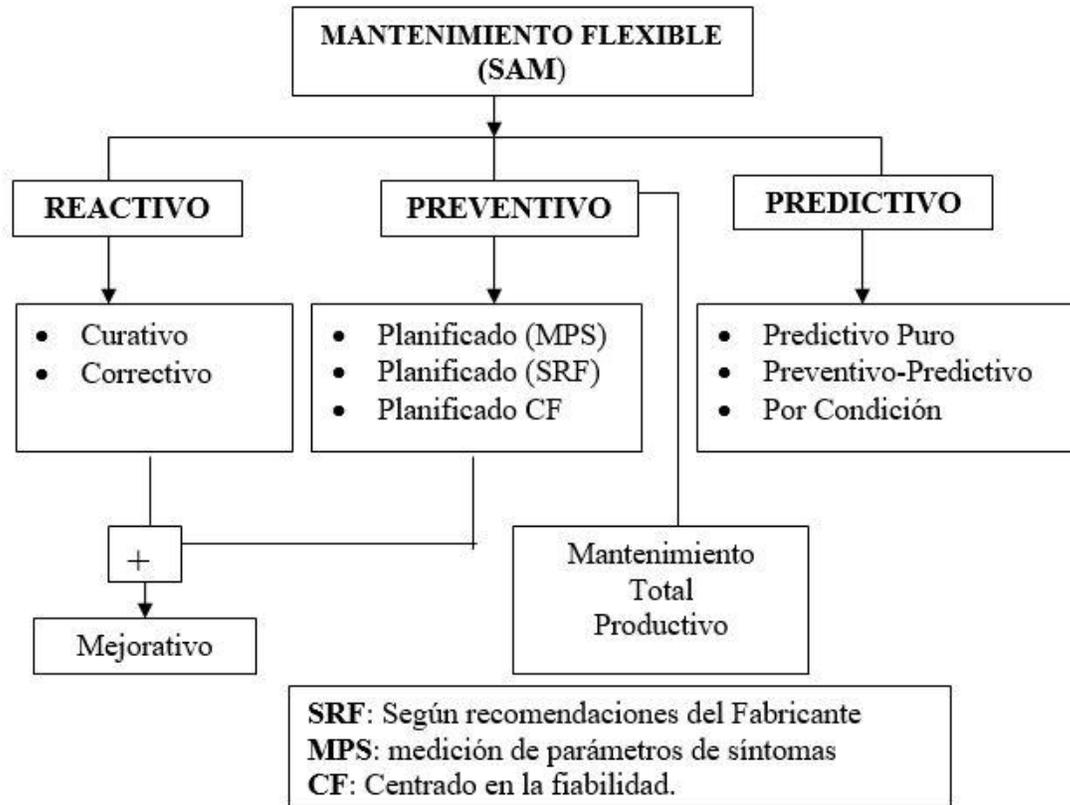
Mantenimiento Predictivo o por diagnóstico, son todos los servicios de inspección sistemática que se realizan, procurando prever, predecir qué es lo que puede ocurrir a un recurso y (o) a su servicio, con vistas a entonces actuar preventivamente y evitar las acciones correctivas.

Mantenimiento Total Productivo, este mantenimiento también llamado autónomo, es una técnica que promueve un trabajo donde están siempre unidos en función de los mismos, el Hombre, la Maquina y la Empresa, su filosofía elemental es "Conservación de los medios de producción por todos".

#### **1.3.4 - Sistema Alternativo o Flexible de Mantenimiento (SAM) utilizado en la Central Termoeléctrica "Carlos Manuel de Céspedes".**

El Sistema Alternativo de Mantenimiento (SAM) no es más que la combinación de diferentes sistemas de mantenimientos a partir de los requerimientos impuestos por la explotación del parque de máquinas analizado, o sea, este sistema establece cual debe ser el sistema de mantenimiento a aplicar a cada máquina y (o) tipos de máquinas, e incluso en una misma máquina. (Leiva Castro, 1996)

En la **figura 1.1**, se muestran las diferentes formas que pueden adoptar los sistemas de mantenimiento en la industria atendiendo a las características técnicas propias de cada equipo, que van desde su construcción, costos de mantenimiento, importancia económica en los procesos productivos, entre otros. Que están presente en cada equipo durante la explotación de su vida útil.



**Figura 1.1. Formas Organizativas del Sistema Alterno de Mantenimiento. Fuente:** (IRD.Mechanalysis, 1998)

### 1.3.5 - Comparaciones entre los tipos de mantenimiento aplicados en la industria.

Luego de conocidos los tipos de mantenimientos que forman parte del sistema alternativo de mantenimiento empleado en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”, es necesario conocer cuál de estos mantenimientos es el más adecuado a emplear, para evitar las paradas innecesarias e imprevistas de la central termoeléctrica y lograr que esta trabaje de la manera eficiente.

En la **tabla 1.1**, se muestra una comparación realizada entre los tipos de mantenimientos aplicados en la industria teniendo en cuenta sus principales características. Esta comparación muestra que el mantenimiento más adecuado a utilizar específicamente en la Central Termoeléctrica es el mantenimiento predictivo o por diagnóstico ya que permite analizar, detectar y tener un control mediante el

monitoreo de los defectos y fallas, para planificar en forma conveniente su reparación, minimizando las pérdidas en la producción por parada de las máquinas.

**Tabla 1.1 - Comparaciones entre los tipos de mantenimientos aplicados en la industria. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Mantenimiento Correctivo</b>	<b>Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Mantenimiento predictivo o por diagnóstico</b>
1.-Las averías son de forma imprevista creando trastornos a la producción	1.- Reduce las probabilidades de avería imprevistas	1.-Detecta precozmente los defectos, sin necesidad de parar las máquinas
2.-Las reparaciones pueden ser costosas	2.- Reduce el costo la reparación imprevista.	2.-Permite programar solo las intervenciones necesarias.
3.- No es posible contar siempre con los recursos y personal de reparación por ser imprevistas.	3.- Aumentan los gastos en mano de obra y materiales, que se compensan al final	3.-Programa el stock de materiales y mano de obra
4.- Pueden repercutir en la seguridad del personal o las instalaciones.	4.- Genera paradas innecesarias en las maquinas.	4.- Control sobre los defectos con la máquina funcionando
5.- Se explota al máximo los agregados.	5.- Se planifican los gastos y las pérdidas de producción	5.- Permite técnicas de computación para el análisis y seguimiento de las fallas.

#### **1.4 - Mantenimiento Predictivo o por Diagnóstico.**

Hace más de dos décadas el sistema de mantenimiento predictivo no era muy utilizados por las principales compañías de empresas debido a la existencia de problemas que invalidaban este uso. Dentro de esas dificultades se encontraba la falta de equipos de diagnóstico que indicaran el momento oportuno de las sustituciones de partes o piezas caras en las máquinas. No se estimaba el tiempo de vida que le quedaba a los elementos mecánicos. No se sabía si el

usuario seguía correctamente las normas de explotación. Además, se tenía que suspender de forma imprevista los servicios debido a la ocurrencia de averías. Posteriormente en el período de 1990 y 1994 surgieron en la ingeniería más de 124 instrumentos de diagnóstico que anularon la mayoría de las dificultades que se presentaban en años anteriores. En la actualidad las principales industrias del mundo desarrollado utilizan como sistema de mantenimiento el predictivo. Se fundamenta en el análisis de parámetros de funcionamiento de un equipo, cuya evolución permite detectar un fallo antes de que suceda y ocasione consecuencias mucho más graves, dando tiempo a corregirla sin dañar el servicio. El mantenimiento se apoya en instrumentos de diagnóstico y pruebas no destructivas para estudiar la evolución temporal de ciertos parámetros y asociarlos a la evolución de fallos. Esto permite determinar en qué período de tiempo ese fallo va ocurrir y así poder planificar las intervenciones técnicas con tiempo suficiente. Así se garantiza que el fallo nunca tenga consecuencias graves sobre los elementos mecánicos. El mantenimiento predictivo no debe alterar el funcionamiento normal del equipo en explotación, o sea, las mediciones de parámetros se realizan en las máquinas sin llegar a su detención. Las mediciones hechas por el diagnóstico indican cuando es necesario intervenir con un mantenimiento.

**Las principales ventajas de este mantenimiento por diagnóstico son:**

- Permite atender oportunamente los equipos de acuerdo a su estado de salud.
- Reduce gastos económicos en la aplicación del mantenimiento.
- Brinda un análisis estadístico de todo el sistema y su sistema de averías.
- Conoce el tiempo de vida sin riesgo de desarme de las máquinas.
- Permite confeccionar un archivo histórico de comportamiento mecánico y operacional de los equipos.
- Puede seguir la evolución de un defecto en el tiempo.

**Sin embargo, posee desventajas como:**

- Se necesita de una preparación de todo el personal referido a obreros, técnicos e ingenieros con el fin de realizar las actividades de forma correcta.

- Contar con una elevada inversión para la compra de los equipos de diagnósticos de última generación.

#### **1.4.1 - Diagnóstico en el mantenimiento.**

En toda actividad que se desee mejorar lo primero es saber su estado actual, entonces hay que establecer los mecanismos para medirlo, esto es, hay que hacer un diagnóstico.

El diagnóstico técnico es la rama de la ciencia que estudia y establece los síntomas de un estado de fallo de un equipo; son métodos, principios y equipamientos que ayudan llegar a conclusiones respecto al estado técnico de los sistemas que forman las máquinas sin tener que desarmarlos, y además poder pronosticar los recursos necesarios para restablecer su funcionalidad. En otras palabras, consiste en saber medir de forma continua o discreta los parámetros que caracterizan el estado técnico de un equipo, permitiendo establecer su estado real y determinar su posible tiempo de explotación hasta el momento en que alcance su fase límite de avería. Dentro de los fundamentos del diagnóstico se puede afirmar que lo que falla no son los equipos o las máquinas, sino sus componentes, y que siempre se producen síntomas que anteceden a las fallas. Algunos de los parámetros mecánicos de diagnóstico pueden ser las vibraciones, el caudal, la velocidad, aceleración, tensión, deformación, presión, entre otros. (Matienzo, 2006), (Olave, 2010)

#### **1.5 - Tipos de pruebas utilizadas en el diagnóstico en la industria.**

Para la correcta realización del diagnóstico en las centrales termoeléctricas específicamente, se realizan chequeos o controles sistemáticos de las condiciones de los materiales de los tubos de la caldera y otros agregados u equipos empleados en el proceso de generación, como bombas, ventiladores, otros. Estos chequeos se realizan mediante dos tipos de pruebas, las cuales son: Pruebas destructivas y pruebas no destructivas. A continuación, se dan a conocer los principales aspectos y características esenciales de cada una de ellas.

### 1.5.1 - Pruebas no destructivas.

Las pruebas no destructivas o Nondestructive Testing (NDT) son técnicas prácticas utilizadas para detectar, ubicar, reconocer y medir la heteroestructura interna del material o componente sin causar daños por su efectividad o confiabilidad. Las técnicas NDT más utilizadas incluyen: pruebas de ultrasonido, pruebas de rayos X, pruebas de partículas magnéticas, pruebas de penetrantes, pruebas de corrientes de Foucault, termografía infrarroja, etc. Las aplicaciones prácticas incluyen estructuras de panal y estructuras estructurales de unión en los aviones, componentes estructurales y sistemas de tuberías interiores en los barcos, partes de automóviles, palas de aerogeneradores, calderas y diversos tipos de equipos de presión en las empresas petroquímicas, etc. Las técnicas NDT también se han convertido en una parte indispensable de la fabricación, instalación y mantenimiento del producto, debido a sus características de conveniencia, alta eficiencia y bajo costo. (Weixiang Du 2018)

Las pruebas no destructivas no comprenden solamente el proceso de inspección utilizando varias técnicas no destructivas para localizar y medir uno o varios defectos en un elemento estructural o mecánico, sino también todo un análisis con el que se da una interpretación desde el punto de vista estructural o mecánico del comportamiento en cuestión, considerando la localización y características del defecto identificado y las condiciones de carga a las que está sometido. Todo ello con objeto de calcular la vida útil, o remanente en las condiciones presentes y futuras de operación y establecer un criterio cuantitativo de la sanidad del elemento que en particular.

Los métodos de NDT van desde lo simple a lo complicado. La inspección visual es la más sencilla de todas. Las imperfecciones superficiales invisibles al ojo pueden ser reveladas por métodos penetrantes o magnéticos. Si se encuentran defectos superficiales realmente graves, a menudo hay poco sentido para proceder a exámenes más complicados del interior mediante ultrasonidos o radiografías. (Agency, 2000) A continuación, se darán a conocer los principales aspectos y características de los ensayos no destructivos más utilizados en la industria, mencionados anteriormente.

### 1.5.1.1 - Inspección visual (VT).

La definición más aceptada para la inspección visual (VT) es: “... *El proceso de examen y evaluación de un sistema o sus componentes, mediante el cual se utilizan los sentidos humanos auxiliados únicamente con algún dispositivo que magnifique la capacidad sensorial del inspector. El proceso de inspección puede constituirse por acciones, como observar, escuchar, sentir, oler, agitar o revolver. Incluye una componente cognoscitiva que, con las observaciones, se correlacionan con la información técnica del sistema o la estructura y de los datos sobre las condiciones de servicio pasadas y presentes.*” (Spencer, 1996 ). Es importante destacar que en esta definición se pueden considerar, además de la vista, otros sentidos humanos para cualquier proceso de decisión y búsqueda. A pesar de que la inspección visual (ver **figura 1.2**) depende fuertemente de las capacidades del observador, el sistema que conforma el sentido humano y el cerebro, conforman un sistema de inspección de muy alta sensibilidad y con una muy alta capacidad de discernimiento que puede ser entrenada para encontrar e interpretar variaciones mínimas en un sistema.



**Figura 1.2. Inspección visual a un cordón de soldadura. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

La inspección visual es la técnica IND más utilizada, y en la industria es la que permite detectar el 80% de las grietas o defectos que se presentan en los componentes mecánicos o estructurales (Eds, 1992). De manera general, la técnica de inspección visual se puede dividir en dos grandes grupos:

La inspección directa es aquella en la que análisis se realiza a tiempo real, o sea, al mismo tiempo en que se lleva la inspección. Esta puede incluir el empleo de telescopios, microscopios, endoscopios, periscopios, proyectores ópticos, comparadores, video en tiempo real, o cualquier otro dispositivo de procesamiento de imágenes en tiempo real o de tratamiento para resaltar los defectos o grietas, como pueden ser líquidos penetrantes o las partículas magnéticas.

La inspección indirecta es aquella en la que se obtienen imágenes fijas (fotografías) o en movimiento (video grabaciones) para un análisis posterior.

Un aspecto fundamental de toda inspección, pero en especial de la visual, es el conocimiento detallado de las propiedades y características físicas del material constitutivo y del diseño de la pieza a inspeccionar. En gran parte, e independientemente de los métodos o dispositivos de ayuda utilizados, una acertada interpretación depende significativamente de esta información.

Una consideración especial que se debe tener para la inspección visual es la habilidad y conocimiento de un inspector para complementar su trabajo con una adecuada interpretación de los planos de diseño y de toda la información técnica disponible. De igual forma, deberá adquirir la capacidad para definir estrategias de evaluación, o considerar el uso de dispositivos de ayuda para mejorar la calidad de observación.

A pesar de ser esta la más utilizada, posee ciertas limitaciones que pueden ser negativas para la inspección, las cuales son:

- Sólo puede detectar defectos superficiales
- La superficie de inspección debe estar limpia.
- Debe haber acceso visual.
- La iluminación debe ser consistente con el método de inspección y el tipo de defectos que se pueden observar.
- Depende fuertemente de la agudeza visual del inspector.
- Susceptible a factores humanos (capacidad, experiencia, estado de ánimo).

- Respecto a otros métodos, tiene una probabilidad de detección muy pequeña que disminuye con el tamaño del defecto.

### 1.5.1.2 - Inspección por Ultrasonido.

El método del ultrasonido en la ingeniería es utilizado para el ensayo de los materiales, es una técnica de ensayo no destructivo (END) y tiene diversas aplicaciones, en especial para conocer el interior de un material o sus componentes según la trayectoria de la propagación de las ondas sonoras, al procesar las señales de las ondas sonoras se conoce el comportamiento de las mismas durante su propagación en el interior de la pieza y que dependen de las discontinuidades del material examinado, lo que permite evaluar aquella discontinuidad acerca de su forma, tamaño, orientación, debido que la discontinuidad opone resistencia (conocida como impedancia acústica) al paso de una onda. Las ondas pueden ser sónicas comprendidas en el intervalo de frecuencias entre 20 y 500 kHz y las ultrasónicas con frecuencias superiores a 500 kHz.

En el método ultrasónico se utilizan instrumentos que transmiten ondas con ciertos intervalos de frecuencia y se aplican para detectar defectos como poros, fisuras, también para conocer las propiedades básicas de los líquidos y sólidos como la composición, estructura.

El análisis de los materiales mediante ultrasonido se basa en el principio físico: El movimiento de una onda acústica, sabido es que la onda acústica es afectada por el medio a través del cual viaja y se distinguen los siguientes tipos: onda longitudinal, transversal y superficial (Rayleigh), debido a ello ocurren los cambios asociados con el paso de una onda sonora de alta frecuencia a través de un material en uno o más de los cuatro parámetros siguientes: tiempo de tránsito, atenuación, reflexión y frecuencia. Estos parámetros a menudo pueden estar correlacionados con los cambios de las propiedades físicas, dureza, módulo de elasticidad, densidad, homogeneidad, estructura y grano del material.

El examen de ultrasonido se utiliza en las calderas para la detección de adelgazamiento de paredes debido a picaduras, erosión o corrosión; para la

detección de daños por hidrógeno y fatiga por corrosión; y para la detección de defectos materiales del subsuelo (ver **figura 1.3**). Los levantamientos de espesor de UT se realizan periódicamente en el tubo de la caldera para medir el espesor actual de la pared. Los datos de las encuestas de espesor anteriores tomadas en la misma ubicación se pueden usar para calcular una tasa de adelgazamiento, para estimar el nivel de estrés y para predecir cuándo será necesario reemplazar el tubo. (Society, 1973)

Los métodos de análisis de datos asistidos por computadora ahora están disponibles ya que la cantidad total de puntos de datos ultrasónicos puede ser grande para una caldera de utilidad. Las técnicas de mapeo de datos también se logran fácilmente con los programas de administración de bases de datos de computadora (Society, 1980). Se puede obtener una precisión de  $\pm 0,005$  pulgadas (0,13 mm) con la calibración y el funcionamiento adecuados del instrumento ultrasónico.



**Figura 1.3. Aplicación de la técnica por ultrasonido. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

Se han desarrollado técnicas ultrasónicas para la detección de daños por hidrógeno y fatiga por corrosión. La degradación producida por el daño del hidrógeno hace que la atenuación del sonido dentro del material sea mayor que en el material no dañado. Se puede hacer una comparación calibrando primero el instrumento ultrasónico con acero no dañado y luego inspeccionando la reducción en la señal

de sonido de retorno causada por el material dañado por el hidrógeno. El examen de UT para detectar fisuras por fatiga por corrosión es una técnica de onda de corte, ya que la dirección de propagación de la fisura es normal a la superficie del tubo (8).

#### **1.5.1.3 - Partículas Magnéticas (MT).**

La prueba de partículas magnéticas (MT) se utiliza para localizar discontinuidades en la superficie o cerca de la superficie en materiales ferromagnéticos. Los exámenes de MT se realizan para la detección de agrietamiento por corrosión bajo tensión, agrietamiento por fatiga y defectos de materiales relacionados con la superficie. La MT se utiliza principalmente en el proceso de fabricación de tubos, pero también puede emplearse para detectar defectos de soldadura.

Los factores involucrados en la MT son la corriente de magnetización, la dirección y la densidad del flujo magnético, el método de magnetización y las propiedades del material del tubo. La corriente eléctrica utilizada para generar el campo magnético puede ser alterna (AC) o directa (DC). Los campos magnéticos producidos por DC son más penetrantes que los producidos por AC y permiten la detección de discontinuidades más profundas en el material.

MT no se puede utilizar para inspeccionar materiales no ferromagnéticos como los aceros austeníticos. Las uniones entre aceros de características magnéticas diferentes pueden crear indicaciones de partículas magnéticas incluso si las uniones son sólidas.

#### **1.5.1.4 - Líquidos penetrantes.**

La prueba de penetración de líquidos (PT) se utiliza para localizar grietas o poros en los materiales, siempre que las discontinuidades estén limpias y abiertas a la superficie. Este método es aplicable a materiales magnéticos y no magnéticos y es particularmente útil cuando no se pueden usar los exámenes de partículas magnéticas. Los exámenes de PT se realizan para la detección de grietas de soldaduras metálicas diferentes, grietas por corrosión bajo tensión, grietas por fatiga y defectos de soldadura.

Los factores involucrados en el PT son el tipo de penetrante, la agudeza visual del examinador y la necesidad de que la discontinuidad sea limpia y abierta a la superficie. El penetrante puede ser un tinte visible o un tinte fluorescente. Por lo general, se usa un tinte rojo para el contraste de color y se ve con luz normal. Sin embargo, es menos probable que se pasen por alto las indicaciones muy pequeñas si se revelan mediante un resplandor fluorescente en la oscuridad cercana. Los penetrantes pueden tener un efecto perjudicial en algunos materiales y afectar su vida útil. La limpieza de la superficie del tubo antes y después de la aplicación del líquido penetrante son pasos importantes en el método PT.

#### **1.5.1.5 - Pruebas de corrientes de Foucault (ET).**

Este método se usa ampliamente para detectar fallas en la superficie, para clasificar materiales, para medir paredes delgadas de una sola superficie, para medir recubrimientos delgados y en algunas aplicaciones para medir la profundidad de la caja. Este método es aplicable solo a materiales eléctricamente conductores. En el método, las corrientes de Foucault se producen en el producto al acercarlo a una bobina portadora de corriente alterna. El campo magnético alterno de la bobina es modificado por los campos magnéticos de las corrientes de Foucault. Esta modificación, que depende de la condición de la parte cercana a la bobina, se muestra como una lectura del medidor o una presentación del tubo de rayos catódicos. (Agency, 2000)

Hay tres tipos de sondas. Las sondas internas se utilizan generalmente para las pruebas en servicio de los tubos del intercambiador de calor. Las sondas circundantes se utilizan comúnmente para probar varillas y tubos durante la fabricación. Los usos de las sondas de superficie incluyen la ubicación de las grietas, la clasificación de los materiales, la medición del espesor de la pared y el revestimiento, y la medición de la profundidad de la caja. Este método puede ser utilizado para:

1. Para la detección de defectos en tuberías.
2. Para la clasificación de materiales.
3. Para la medición del espesor de pared delgada 'desde una sola superficie.

4. Para la medición de recubrimientos finos.
5. Para medir la profundidad de la caja.

#### **1.5.1.6 - Método de prueba radiográfica (RT)**

El método de prueba radiográfica se utiliza para la detección de fallas internas en muchos materiales y configuraciones diferentes. Una película radiográfica apropiada se coloca detrás de la muestra de prueba y se expone pasando rayos X o rayos gamma (radioisótopos Co-60 e Ir-192) a través de ella. La intensidad de los rayos X o rayos gamma mientras pasa a través del producto se modifica de acuerdo con la estructura interna de la muestra y, por lo tanto, la película expuesta, después del procesamiento, revela la imagen de la sombra, conocida como radiografía, del producto. Luego se interpreta para obtener datos sobre las fallas presentes en el espécimen. Este método se utiliza en una amplia variedad de productos, tales como piezas forjadas, piezas fundidas y soldaduras. Algunas de las ventajas de las pruebas radiográficas incluyen:

1. Se puede usar para inspeccionar grandes áreas al mismo tiempo.
2. Es útil en gran variedad de materiales.
3. Se puede utilizar para verificar mal estructuras internas, mal montaje o desalineación.
4. Proporciona registro permanente.
5. No se necesita calibración en el sitio de trabajo.
6. Los dispositivos para verificar la calidad de la radiografía están disponibles.
7. La interpretación de las radiografías se puede hacer en condiciones confortables.

Algunas de las limitaciones de este método son:

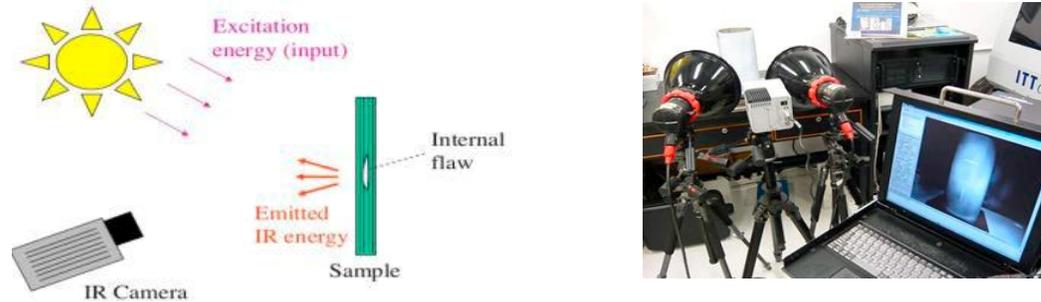
1. Los rayos X y los rayos gamma son peligrosos para la salud humana.
2. No puede detectar defectos planos fácilmente.
3. Se requiere acceso a ambos lados de la muestra.
4. El rango de espesor que se puede inspeccionar es limitado.

5. Ciertas áreas en muchos artículos no pueden ser radiografiadas debido a la consideración geométrica.
6. La sensibilidad de la inspección disminuye con el espesor de la muestra de ensayo.
7. Es más costoso.
8. No se puede automatizar fácilmente.
9. Requiere una habilidad considerable para la interpretación de las radiografías.
10. Profundidad de discontinuidad no indicada. (Agency, 2000)

#### 1.5.1.7 - Pruebas de Termografía infrarroja.

La tecnología de termografía infrarroja se divide en modos pasivo (sin excitación externa) y activo (con excitación externa) (Maldague, 2002). La termografía infrarroja pasiva es un método de detección basado en la relación entre la temperatura de la superficie de un objeto y la intensidad de la energía de radiación térmica infrarroja generada por el objeto. En función de los tipos de excitaciones, la termografía infrarroja activa se puede dividir en termografía pulsada, termografía de bloqueo, termografía vibratoria, termografía de corrientes de Foucault y termografía de punto láser (Ibarra Castanedo, Bendada, & Maladague, 2007), (Widjanarko, Tinsley, Roy, & Mehnen, 2012). La termografía pulsada es una forma bien establecida de técnica de termografía activa. El principio de funcionamiento de esta técnica es el siguiente (ver **Figura 1.4**): la temperatura de la superficie del componente se incrementa brevemente con la ayuda de una fuente de excitación óptica uniforme (por ejemplo, pulso de flash o pistola caliente). Una cámara IR o un radiómetro controlado por una computadora (PC) registra la respuesta de la temperatura de la superficie debido a la excitación térmica durante un período de tiempo conocido en un material homogéneo, el flujo de calor transitorio de la superficie al componente será ininterrumpido. Tan pronto como aparece una discontinuidad térmica, hay una ruptura en las características del flujo de calor transitorio que se muestra en la superficie como un punto caliente o frío que indica la presencia de un cuerpo extraño en la mayor parte del material (Addepalli, Roy,

Axinte, & Mehnen, 2017), utilizando los resultados de las pruebas del termograma o una imagen infrarroja para determinar los defectos.



a)

b)

**Figura 1.4 a) El esquema de la prueba de termografía activa: uso de la fuente de excitación para calentar la muestra, uso de una cámara de infrarrojos (IR) para capturar el cambio de temperatura; b) uso de la técnica de termografía pulsada en el laboratorio (Sfarra, y otros, 2012)**

### 1.5.2 - Pruebas destructivas.

A la hora de trabajar un material debemos de conocer sus propiedades mecánicas, y saber que estas propiedades mecánicas variarán en función de la velocidad de deformación y de la temperatura a la que se encuentre el cuerpo a ensayar. Los ensayos utilizados para medir estas propiedades mecánicas son las pruebas o ensayos destructivos de propiedades mecánicas, que determinan las características mecánicas de los materiales en condiciones de esfuerzo y deformación de las piezas o elementos que estarán sometidos durante su funcionamiento real. Existen diversas pruebas destructivas, las más utilizadas son: ensayo de dureza, ensayo de impacto y ensayo de tracción. A continuación, se muestran las principales características de estas pruebas anteriormente mencionadas.

#### 1.5.2.1 - Ensayo de dureza.

La dureza se define como la resistencia que opone un material a ser penetrado por un cuerpo más duro, y esta micropenetración se realiza mediante una punta. El ensayo de dureza es simple, de alto rendimiento ya que no destruye la muestra y

particularmente útil para evaluar propiedades de los diferentes componentes microestructurales del material.

El ensayo de dureza es, junto con el de tracción, uno de los más empleados en la selección y control de calidad de los metales. El ensayo de dureza es simple, aporta valiosa información y causa un daño mínimo a la probeta. Las ventajas de los ensayos de dureza hacen que su práctica sea habitual en la caracterización mecánica de materiales es que son ensayos sencillos y de bajo costo, no requieren una preparación especial la muestra, son prácticamente no destructivos, pues la huella que se genera es mínima y son versátiles, pues a partir de la dureza se pueden estimar otras propiedades como la resistencia a tracción, cuya determinación directa es más costosa en términos de equipos y preparación de muestra.

Los métodos existentes para la medición de la dureza se distinguen por la forma de la herramienta empleada (penetrador o hendidor), por las condiciones de aplicación de la carga y por la propia forma de calcular la dureza. La elección del método para determinar la dureza depende de factores tales como tipo, dimensiones de la muestra y espesor de la misma.

#### **1.5.2.2 - Ensayo de tracción.**

El termino ensayo de tensión, usualmente se usa para referirse a ensayos en los cuales una probeta preparada es sometida a una carga monoaxial gradualmente creciente, es decir, estática hasta que ocurre la falla. En un ensayo de tensión simple, la operación se realiza sujetando los extremos opuestos de la pieza de material y separándolos, produciendo un alargamiento.

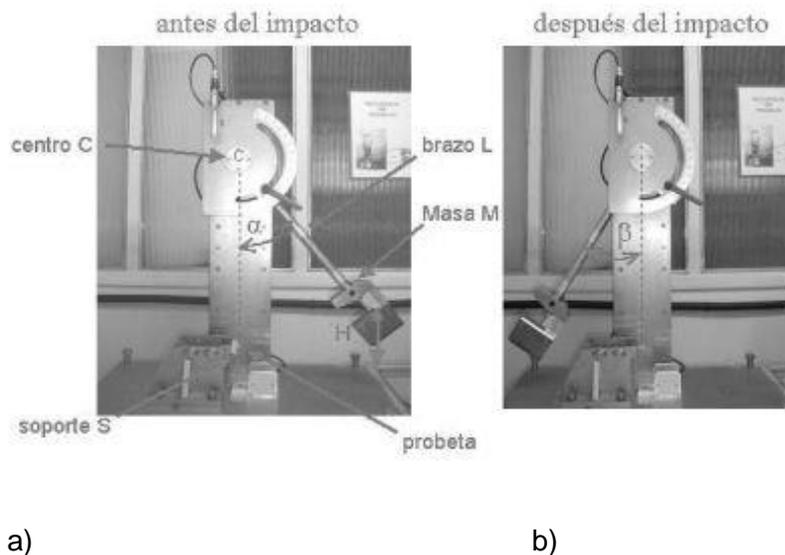
Con excepción de algunas piezas de ensayo arbitrariamente formadas, las probetas son cilíndricas o prismáticas en su forma y de sección transversal constante a lo largo del tramo dentro del cual las mediciones se toman.

El uso de los ensayos de tensión no está limitado a la determinación de las propiedades del material en forma de probetas preparadas o conformadas. Los ensayos de tamaño completo de los materiales manufacturados, las piezas

fabricadas, y los miembros estructurales se realizan comúnmente. La variedad de las piezas elaboradas y los miembros de tamaño real, a los cuales los ensayos de tensión pueden aplicarse, es muy amplia; por ejemplo: tramos seleccionados de alambre, varilla, tubería, barras de refuerzo, cables de alambre, barras tensoras, cadena para anclas, ganchos para anclas, articulaciones remachadas y soldadas.

### 1.5.2.3 - Ensayo de impacto o de Charpy.

La primera opinión que tenemos al observar el péndulo de Charpy, es que se trata de una máquina de ensayo muy simple desde el punto de vista mecánico (Fig. 5). Sin embargo, a pesar de esa sencillez mecánica, con este instrumento se pueden diseñar varias pruebas de impacto donde se demuestra de forma rápida y didáctica, la influencia que tienen determinados factores en el comportamiento mecánico de los materiales.



**Figura 1.5 - Péndulo de Charpy a) antes del impacto y b) después del impacto.**  
**Fuente:** (Ortega, 2006)

El nombre de este ensayo se debe a su creador, el francés Augustin Georges Albert Charpy (1865-1945). A través del mismo se puede conocer el comportamiento que tienen los materiales al impacto, y consiste en golpear mediante una masa una probeta que se sitúa en el soporte S (ver **Figura 1.5**). La masa M, la cual se encuentra acoplada al extremo del péndulo de longitud L, se deja caer desde una

altura  $H$ , mediante la cual se controla la velocidad de aplicación de la carga en el momento del impacto.

La energía absorbida  $E_a$  por la probeta, para producir su fractura, se determina a través de la diferencia de energía potencial del péndulo antes y después del impacto. Una vez conocido el ángulo inicial de aplicación de la carga ( $\alpha$ ) y el ángulo final ( $\beta$ ) al que se eleva el péndulo después de la rotura completa de la probeta, se puede calcular la energía  $E_a$  mediante la expresión (1.1):

$$E_a = MgL[\cos(\beta) - \cos(\alpha)] \quad (1.1)$$

donde  $g$  representa la aceleración de la gravedad.

Los modos de fractura que pueden experimentar los materiales se clasifican en dúctil o frágil, dependiendo de la capacidad que tienen los mismos de absorber energía durante este proceso. Actualmente no existe un criterio único para determinar cuantitativamente cuando una fractura es dúctil o frágil, pero todos coinciden en que el comportamiento dúctil está caracterizado por una absorción de energía mayor que la requerida para que un material fracture frágilmente. Por otra parte, el comportamiento dúctil tiene asociado altos niveles de deformación plástica en los materiales. (Ortega, 2006)

### **1.6 - Otros ensayos del diagnóstico de estado que se relacionan estrechamente con los ensayos de metales.**

Aun cuando el objetivo del ensayo no destructivo de metales se centra en lo fundamental en las calderas y recipientes a presión teniendo en cuenta que abarcan un alto % de los defectos centrales de la termoeléctrica, existe una alta relación con otros ensayos que generan un nivel de información de parámetros síntomas relacionados con las fallas metalográficas, se cita entre ellos.

**Los ensayos dinámicos** relacionados con el parámetro vibraciones, si tenemos en cuenta que un sin número de defectos que aparecen en equipos rotodinámicos están relacionados con el mismo, por citar algunos ejemplo para una mejor comprensión se destaca el defecto desbalance dinámico asociado a desgastes,

corrosión, y fallas en soldaduras de algunas de las componentes de estos sistemas tales como ventiladores, impelentes de bombas, álabes en turbinas, del mismo modo se pueden apreciar grietas, soldaduras mecánicas asociadas a soldaduras y para el caso de ejes de rotación presentes en equipos rotodinámicos de altos componentes de torsión y cargas dinámicas las grietas son un elemento clave a verificar como componente activa de los sistemas de mantenimiento, para el caso de motores sucede similar en las jaulas de ardilla, el entre hierro, otros.

De lo antes expuesto se puede deducir, que los ensayos de vibraciones ofertan una información de posibles averías asociadas a defectos metalográficos.

Todo lo antes expuesto significa que el ensayo metalográfico está presente en cualquiera de las manifestaciones de defectos asociados a fallas metalográficas dado por, empleo de materiales no adecuados, así como en las tecnologías de soldaduras no apropiadas, siendo en estos casos los ensayos metalográficos una componente fundamentas en la búsqueda de defectos en sistemas estáticos, y rotodinámicos que abarcan desde una válvula, recipientes a presión como las fuserías tanto de calderas, otros sistemas que mueven fluidos necesarios para el proceso de generación en la central.

### **1.7 - Conclusiones del Capítulo I.**

1. Como resultado de la búsqueda bibliográfica se logró recopilar toda la información necesaria acerca del mantenimiento en la industria en general y específicamente en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.
2. Se profundizó en particular en el mantenimiento predictivo o por diagnóstico que es la base de esta tesis, donde se recopiló la información necesaria relacionada con los métodos y técnicas a aplicar durante un diagnóstico.

## **CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL DIAGNÓSTICO EN CALDERAS Y EQUIPOS AUXILIARES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA “CARLOS MANUEL DE CÉSPEDES”.**

En la industria no existe probablemente una situación más desagradable que aquella en la que se produce una falla inesperada en un equipo indispensable y posterior a esta no se conozca al menos las posibles causas por lo cual ocurrió la misma. Lo anterior expuesto, ejemplifica claramente la necesidad de crear todo un sistema técnico - organizativo alrededor de esta problemática como única vía para garantizar una solución racional; para ello en este capítulo se desarrollará una metodología que permita evitar las posibles averías en los sistemas fundamentales e imprescindibles (en este caso, la caldera y equipos auxiliares fundamentales), mediante el control de los principales equipos (sus componentes) durante su explotación y después del mantenimiento de los mismos.

### **2.1 - Pasos para la aplicación del diagnóstico en calderas y equipos auxiliares de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.**

Para la elaboración de esta metodología para la aplicación del diagnóstico en calderas y equipos auxiliares, se llevaron a cabo una serie de pasos, los cuales son:

1 - Diagnóstico del sistema organizativo del mantenimiento en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.

2 - Clasificación de los equipos según su importancia productiva y selección de los tipos de mantenimientos a aplicar para cada caso.

3 - Determinación de los equipos a evaluar a partir de la cantidad de averías.

3.1 - Aplicación de la Técnica de “Pareto”.

4 - Métodos y Técnicas aplicadas para la determinación de Parámetros de Estado a controlar durante la aplicación del Diagnóstico.

4.1 - Resultados del Mantenimiento.

4.2 - Aplicación Técnica del Análisis Causa–Efecto.

4.3 - Determinación de los instrumentos necesarios y organización del sistema de monitoreo para el diagnóstico en calderas y sistemas auxiliares.

4.4 - Determinación de Parámetros de estado a controlar para el diagnóstico.

4.5 - Estimación de la vida útil residual.

Estos son los pasos que hay que tener en cuenta para la aplicación de un diagnóstico en calderas y equipos auxiliares, los cuales son explicados a continuación.

### **2.1.1 - Diagnóstico del sistema organizativo del mantenimiento en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.**

El primer paso para llevar a cabo el diagnóstico del objeto de estudio, es analizar todos los aspectos de la entidad que están estrechamente relacionados con el mantenimiento, el cual constituye uno de los pasos fundamentales de este trabajo.

Para realizar este diagnóstico, es necesario tener en cuenta una serie de aspectos, los cuales son:

1. Creación de un equipo de trabajo integrado por técnicos, especialistas y obreros más capaces dentro del desarrollo del mantenimiento.
2. Se realizan de ser necesarios proyectos de trabajos dirigidos al conocimiento del sistema y métodos que vamos a aplicar.
3. Determinar problemas fundamentales a partir de datos estadísticos y estudios de archivos existentes.

Durante el trabajo de equipo para el análisis se aplican las conocidas tormentas de ideas, encuestas dirigidas al tema a tratar, entrevistas, entre otros, mediante las cuales se aportan las mejores experiencias en temáticas similares tratando en su caso de aplicarlas y mejorarlas.

## 2.1.2 - Clasificación de los equipos según su importancia productiva y selección de los tipos de mantenimientos a aplicar para cada caso.

Para la realización de cualquier operación de mantenimiento, la clasificación de los equipos y sistemas constituye uno de los pasos elementales ya que se refiere a la organización y aplicación técnica sobre los mismos. Esto permite así, determinar el tipo de mantenimiento a emplear a cada equipo en particular.

Los equipos y sistemas, atendiendo a su importancia productiva se pueden clasificar en (Portuondo Pichardo F. , 1989):

- (A) Muy importantes o fundamentales.
- (B) Normales o convencionales.
- (C) Auxiliares o poco convencionales.

Estos criterios vienen dados por diversos factores que se deben tener en cuenta a la hora de clasificar los equipos. En la **tabla 2.1** se muestra una guía metodológica donde se expone el método a aplicar según el grado de complejidad e importancia de los equipos o sistemas. Este procedimiento es aplicado a todos los equipos de la central termoeléctrica, los cuales se evalúan atendiendo a un grupo de requerimientos que consta de 11 puntos, (este sistema se aplica a partir de trabajo en equipos o el muestreo con los especialistas de mayor experiencia, mediante la utilización de los datos propios de cada equipo y/o sistema que se encuentran en los archivos de la central termoeléctrica) y que van desde aspectos selectivos y aspectos directivos hasta aspectos generales. Teniendo en cuenta estos aspectos se ubican los equipos y/o sistemas en tres columnas (A, B, C).

Atendiendo a esta guía metodológica, se puede seleccionar así el tipo de mantenimiento adecuado a realizársele a cada equipo según el grado de complejidad y la importancia productiva que estos tengan para la central termoeléctrica.

**Tabla 2.1 - Guía metodológica aplicada para la clasificación de equipos y selección del tipo de mantenimiento. (Leiva Castro, 1996)**

ASPECTOS SELECTIVOS				A	B	C
<b>1-Intercambiabilidad</b>				Irreemplazable	Reemplazable	Intercambiable
<b>2-Importancia Productiva</b>				Imprescindible (50%)	Limitante (10-50%)	Convencional (menor 10%)
<b>3-Régimen de Operación</b>				Continuo	Seriado	Alterno
<b>4-Nivel de Utilización</b>				Muy Utilizado	Utilización Media	Esporádica
<b>TD</b>	<b>TH</b>	<b>HDS</b>				
<b>5-Nivel Consumo Energético</b>				Alto (+20%)	Medio (5-20%)	Bajo (Menos 5%)
<b>ASPECTOS DIRECTIVOS</b>						
<b>6-Complejidad del Mantenimiento</b>				Complejidad Alta	Complejidad Media	Complejidad Simple
<b>7-Conservabilidad</b>				Condiciones Especiales	Protegido	Normal
<b>8-Automatización</b>				Automático	Semi - Automático	Mecánico
<b>ASPECTOS GENERAL</b>						
<b>9-Valor de Equipo</b>				Alto	Promedio	Bajo
<b>10- Factibilidad para el Aprovechamiento</b>				Mala	Regular	Buena
<b>11-Seguridad de Operación</b>				Peligroso	Influyente	Poco influyente
<b>TABLA RESUMEN</b>				<b>Máxima Disponibilidad.</b>	<b>Reducir Costos sin perder disponibilidad.</b>	<b>Reducir al mínimo los costos de mantenimiento.</b>
<b>Equipo _____</b>						
<b>Parámetro</b>				- Preferencia		
<b>1-</b>				Predictivo y Preventivo fuerte que evite eventualidades.	- Se usa preventivo en todas sus gamas: servicio diario, trabajo periódico etc.	- No se usa el Mantenimiento Predictivo.
<b>2-</b>				- Frecuencias altas de Inspección y revisiones engrases	- Frecuencia media de inspecciones y revisiones engrases	- Se aplica el preventivo con baja frecuencia en engrase, limpieza etc.
<b>3-</b>				Limpiezas.	limpiezas y consumibles- Más libertad al correctivo	- Abundante el mantenimiento correctivo pues existe gran holgura.
<b>4-</b>				Ajuste Verificación de dimensiones, cambios de piezas	en dependencia de la holgura de la máquina.	
<b>5-</b>						
<b>11-</b>						
<b>Total</b>				- Máxima Prioridad si ocurre un Fallo. - Registro y seguimiento del Fallo.		

TH - Turnos por horas.

TD - Turnos por días.

HDS - Horas del día solamente.

### 2.1.3 - Determinación de los equipos a evaluar a partir de la cantidad de averías.

Una vez clasificados los equipos según su importancia productiva, se lleva a cabo el tercer paso que es la determinación de los equipos a evaluar a partir de la cantidad de averías que estos hayan tenido.

**Tabla 2.2 - Modelo de la cantidad de averías por sistemas o equipos a evaluar.**

Fuente: Elaboración propia.

Sistemas	Averías(salideros de vapor y agua)								
Sistema Caldera	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Sobrecalentador Primario									
Sobrecalentador Secundario									
Sobrecalentador General									
Recalentador									
Horno(Paredes de agua)									
Economizador									
Sistema Agua de Alimentar									
Otros Sistemas									
CAR									
Pre calentadores de aire									
Ventiladores de tiro forzado									
Ventiladores de recirculación de gases									
<b>Total</b>									

Para esto, es necesario realizar el estudio de todas las pérdidas por sistemas de equipos categorizados de “A y B” de la planta de la central termoeléctrica a lo largo de 5 años como mínimo.

En la **tabla 2.2** se presenta un modelo que permite ordenar todos los datos o valores estadísticos de la cantidad de averías por sistemas según las categorías analizadas. La misma muestra, las cantidades de avería que provocaron indisponibilidad en la central, en un periodo de tiempo previamente establecido. En esta se colocan, en la primera columna todos los sistemas de equipos que se están evaluando y en las columnas sucesivas se colocan todas las averías por años. En la última columna se colocan el total de averías por sistemas o equipos y en la última fila el total de averías que poseen los sistemas o equipos por año.

### 2.1.3.1 - Aplicación de la Técnica de “Pareto”.

Una vez que ya se tiene el modelo con la cantidad de averías por los sistemas o equipos a evaluar, se procede a aplicar la técnica de Pareto, también conocida como principio ABC o Ley 80 - 20, la cual es una herramienta avanzada genérica de mantenimiento para identificar y jerarquizar datos, y con esto detectar los problemas que tienen más relevancia. Así se puede concentrar recursos en el estudio de los mismos con lo que se resuelve la mayoría de los problemas consiguiendo la máxima eficacia y rendimiento de los recursos dedicados.

**Tabla 2.3 - Modelo para la aplicación de la técnica de Pareto. Fuente: Elaboración propia.**

Sistemas	Total de Averías	Total %	Pareto %
Sobrecalentador Secundario			
Recalentador			
Sobrecalentador Primario			
Horno(Paredes de agua)			
Sistema Agua de Alimentar			
Otros Sistemas			
Economizador			

En la **tabla 2.3** se muestra un modelo que se debe llevar a cabo para poder realizar el diagrama de Pareto. En la primera columna se colocan todos los sistemas o equipos a evaluar, en la segunda columna, a partir del modelo de la **tabla 2.2**, se colocan el total de averías que se ha producido en cada sistema a lo largo del período de estudio. En la tercera columna se coloca el total de averías en porcentaje y en la última columna se colocan la frecuencia acumulada del total de averías en porcentaje.

#### **2.1.4 - Métodos y Técnicas aplicadas para la determinación de Parámetros de Estado a controlar durante la aplicación del Diagnóstico.**

Una vez determinados los equipos que a evaluar según la cantidad que de averías que estos poseen, el próximo paso es la determinación de los parámetros a controlar durante la aplicación del diagnóstico, los cuales definen el estado de los sistemas y equipos objetos de estudio. La determinación de estos parámetros, se desarrollará a través de 5 nuevos pasos, los cuales se muestran y explican a continuación:

- 1 - Resultados del Mantenimiento.
- 2 - Aplicación Técnica del Análisis Causa–Efecto.
- 3 - Determinación de los instrumentos necesarios y organización del sistema de monitoreo para el diagnóstico en calderas y sistemas auxiliares.
- 4 - Determinación de Parámetros de estado a controlar para el diagnóstico.
- 5 - Estimación de la vida útil residual.

##### **2.1.4.1 - Resultados del Mantenimiento.**

Lo primero que se debe tener en cuenta para determinar los parámetros que se controlaran durante la aplicación del diagnóstico es la elaboración de un programa a partir de los estudios realizados acerca del mantenimiento desarrollado en la entidad, el cual es utilizado para obtener un registro de todo lo relacionado con los

resultados de cada mantenimiento realizado en la central termoeléctrica y así tener en cuenta todos los defectos y averías por la que ha atravesado cada sistema. Esto permite determinar cuáles sistemas o/y equipos son los que presentan frecuentemente más fallas y a su vez la relación con los parámetros síntomas que la que las permiten identificar.

Estos registros sirven de bases de datos para el desarrollo del Método Causa - Efecto que es abordado a continuación.

#### **2.1.4.2 - Aplicación Técnica del Análisis Causa - Efecto.**

Luego de la obtención de todo el historial de todos los mantenimientos realizados y todas las fallas detectadas a partir de estos, el próximo paso es el desarrollo del análisis Causa - Efecto.

El propósito del diagrama de causa y efecto, también llamado diagrama de causa-efecto, de Ishikawa o de espina de pescado (por su apariencia) es poner en orden las teorías respecto a las causas de un problema; para crear el diagrama (ver **figura 2.1**), el efecto (el síntoma observado, el problema que se detecta) se anota en el extremo de una línea horizontal. Las causas posibles, es decir, las teorías para explicar tal efecto, se van añadiendo sobre el cuerpo de la línea principal, incorporando líneas a la línea principal para separar las causas independientes.

Cuando se analiza en detalle un problema complejo, normalmente surgen muchas teorías para explicar sus causas, para no congestionar la línea principal y para organizar las causas de las causas, las líneas que inciden sobre la principal se organizan en seis categorías generales que cubren, la mayoría de los casos, de problemas técnicos y operativos:

- Personal: causas atribuibles a las personas, su capacidad y motivación.
- Métodos: las debidas a la forma y procedimientos al ejecutar el trabajo.
- Materiales: causas que provienen de los objetos que se transforman.
- Equipo: causas que se deben a la maquinaria y las herramientas usadas en el trabajo.

- Ambiente: causas que rodean al proceso y que no es posible controlar.
- Medición: causas atribuibles a instrumentos y métodos usados para medir los efectos visibles del problema.

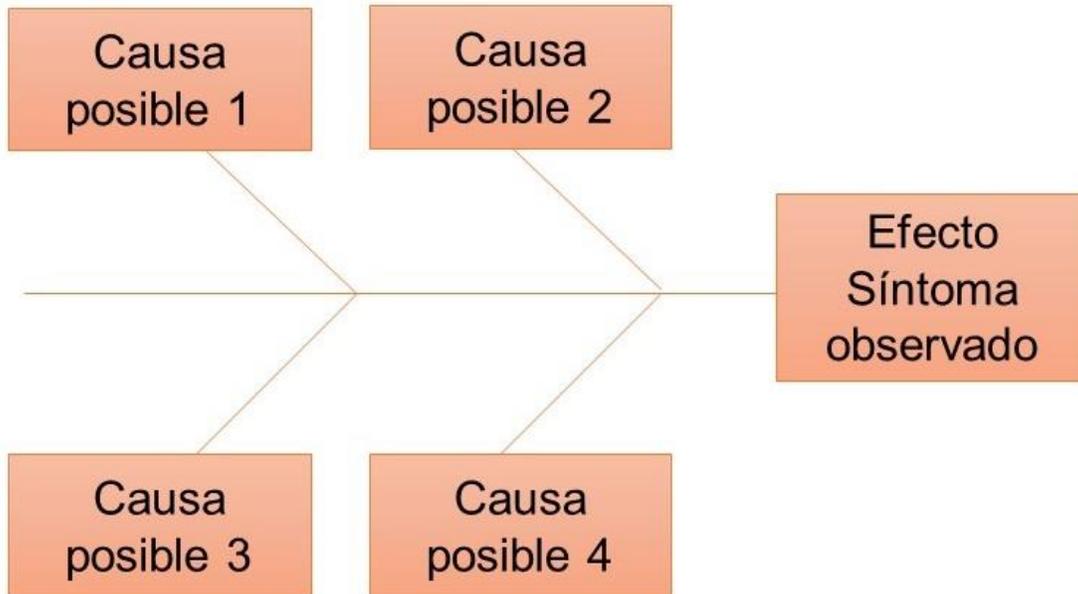


Figura 2.1 - Diagrama de causa-efecto, de Ishikawa o de espina de pescado. Fuente: Elaboración propia.

### 2.1.4.3 - Determinación de los instrumentos necesarios y organización del sistema de monitoreo para el diagnóstico en calderas y sistemas auxiliares.

Después de tener ya un análisis detallado de las posibles causas que pueden llevar a cabo las averías en los sistemas y/o equipos, el próximo paso es determinar todos los instrumentos necesarios a utilizar para realizar un correcto mantenimiento por diagnóstico, permitiendo con esto determinar y controlar los parámetros de estado respectivos de cada equipo de cada sistema.

Para realizar la correcta selección de los instrumentos necesarios para llevar a cabo el mantenimiento por diagnóstico, se debe tener en cuenta las normativas y necesidades de los trabajos planificados en el tiempo de vida útil del sistema de calderas y equipos auxiliares, de manera que se puedan establecer los controles necesarios a partir de las técnicas de inspección por ensayos no destructivos

respectivamente, además de trabajar sobre la base de los defectos que más se ponderan en las calderas y equipos auxiliares, así como su control a partir de parámetros asintomáticos determinables por las técnicas de inspecciones a aplicar en cada caso.

#### **2.1.4.4 - Determinación de Parámetros de estado a controlar para el diagnóstico.**

Una vez que se tienen ya definidos todas las causas, así como los efectos que estas traen consigo y que provocan fallas o averías en los sistemas y/o equipos; y que ya están determinados todos los instrumentos necesarios para la realización de un correcto mantenimiento por diagnóstico, el próximo paso que se lleva a cabo es la determinación y el control de todos los parámetros de estados de cada sistema y/o equipo.

Para la determinación de estos parámetros es necesario realizar las técnicas de inspección por ensayos no destructivos adecuadas para cada caso, como son: la medición de espesores de los tubos de los equipos de la caldera y de los equipos auxiliares utilizando técnicas de ultrasonidos, la inspección de todos los cordones de soldadura mediante la utilización de líquidos penetrantes y partículas magnéticas, la medición de dureza, así como la determinación de la composición química de los metales de las zonas específicas.

#### **2.1.4.5 - Estimación de la Vida Útil.**

Finalmente, después de obtener todos los parámetros de estados, se procede a la determinación o estimación de la vida útil, la cual nos da la información de cuánto va a durar un equipo trabajando bajo las condiciones para el cual fue creado.

En este caso la estimación de la Vida Útil por fractura bajo Creep sin presencia del adelgazamiento de la pared del tubo, de acuerdo con la Norma ISO/TR 7468 – 1981 se puede determinar partiendo del Parámetro Larson Miller, el cual se muestra a continuación:

$$P(\sigma) = \frac{\log t - 10,656877}{T - 500} = e \cdot (\log \sigma)^4 + d \cdot (\log \sigma)^3 + c \cdot (\log \sigma)^2 + b \cdot (\log \sigma) + a \quad 2.1$$

Donde:

a, b, c, d, e = constantes del ajuste de la curva para esa ecuación. Los valores de las constantes se muestran en la **tabla 2.4**.

$\sigma$  = Tensión equivalente en la pared del tubo, la cual se obtiene por la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{(\varepsilon + 1)^2}{4 \cdot \varepsilon} \cdot \sqrt{3 \cdot p^2 + 3 \cdot p \cdot m \cdot \Delta t + (m_1 \cdot \Delta t)^2} \quad 2.2$$

$$m_1 = \frac{E \cdot \alpha \cdot a_1}{1 - \mu} \quad 2.3$$

$$a_1 = \frac{2 \cdot \varepsilon}{(\varepsilon + 1)^2 \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon + 1}{\varepsilon - 1}\right)} - 1 \quad 2.4$$

$$\varepsilon = D/h \quad 2.5$$

$$\Delta T = t_e - t_i \quad 2.6$$

Siendo:

$t_i$  = temperatura interior y  $t_e$  = temperatura exterior.

$T$  = temperatura media de la pared del en  $^{\circ}K$ .

$p$  = presión media de trabajo.

$E, \alpha, \mu$  = módulo de elasticidad, coeficiente de dilatación lineal y coeficiente de Poisson del material del tubo a la temperatura  $T$ .

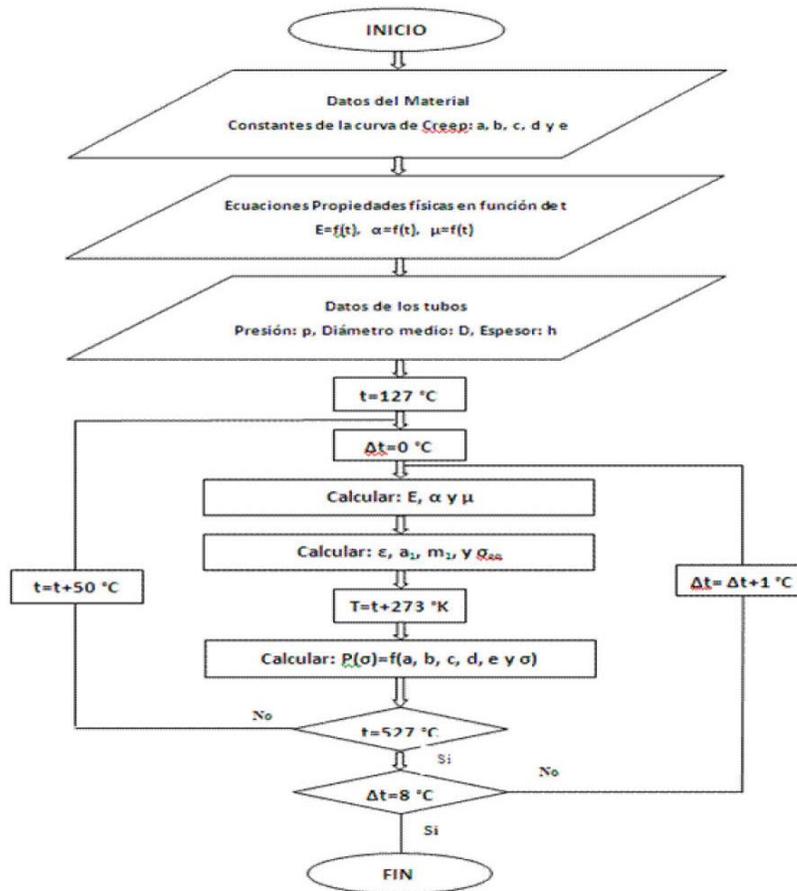
$D$  = diámetro medio de la pared del tubo.

$h$  = espesor de la pared del tubo.

**Tabla 2.4 - Constantes de la correlación de Larson Miller para el acero SA-210 T-22.**  
 Fuente: (Rivero Castellanos, 2012).

Constantes de la correlación de Larson Miller. Para el acero SA-210 T-22.	
a	- 0,68628
b	1,459851
C	- 1,18513
d	0,424568
e	- 0,05725

Para la estimación de la vida útil por Creep, se utilizará un modelo realizado en el software de diseño Matlab, el cual sirve para calcular la vida útil por Creep para cualquier material del cual se posean las constantes de correlación, para cualquier temperatura de trabajo (Rivero Castellanos, 2012) .En la **figura 2.2** se muestra el algoritmo que se llevó a cabo para la realización del modelo.



**Figura 2.2 - Algoritmo empleado para para el pronóstico de la vida por Creep sin adelgazamiento de la pared.** Fuente: (Rivero Castellanos, 2012)

## 2.2 - Conclusiones del Capítulo 2.

1. Se diseñó la metodología para la aplicación del mantenimiento por diagnóstico en caldera y equipos auxiliares de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”, en la cual:
  - Se determinó la metodología adecuada para la categorización de los sistemas de calderas, y a cuál de ellos es más factible la aplicación del diagnóstico.
  - Se definieron los métodos y técnicas (Análisis Causa -Efecto, Pareto, etc.), para la determinación de los parámetros síntomas a controlar, así como las técnicas de ensayos para la inspección a partir de un análisis de las fallas.

## **CAPÍTULO 3. APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL DIAGNÓSTICO EN CALDERAS Y EQUIPOS AUXILIARES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA “CARLOS MANUEL DE CÉSPEDES”.**

En este capítulo se llevará a cabo la aplicación de la metodología diseñada en la cual se desarrollarán diversos métodos y técnicas del mantenimiento por diagnóstico en calderas y equipos auxiliares de la central termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes” según estado, durante su explotación y posterior a sus mantenimientos, seleccionado aquellos dispositivos que desde el punto de vista funcional y por su importancia en el proceso, es necesario aplicarles este tipo de técnicas.

### **3.1 - Diagnóstico del sistema organizativo del mantenimiento en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.**

Antes de adentrarse en los trabajos implícitos para realizar una metodología en una determinada entidad, es necesario de manera semejante a otros casos de estudio y, sobre todo cuando estos conducen a cambios con respecto al sistema existente, la realización de diagnósticos de la situación del mantenimiento de la misma, para lograr identificar los problemas y poder proponer soluciones adecuadas.

Se puede resumir como resultados de la primera etapa de la metodología, a partir del Diagnóstico de mantenimiento, que es la base de trabajo actual del grupo de planificación y los talleres de mantenimiento de la empresa es un Sistema Flexible o Alternativo de Mantenimiento, el cual se basa en lo fundamental en la combinación de un sistema organizativo de los tres tipos de mantenimiento: el Mantenimiento Preventivo Planificado (MPP), Mantenimiento Correctivo, y la introducción del Mantenimiento Predictivo en Base a la Condición (MBC) y para el caso de las calderas un sistema preventivo planificado sobre la base de recomendaciones del fabricante y normas ramales del MINBAS.

### **3.1.1 - Situación técnica organizativa del mantenimiento en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”, antes de la aplicación de las nuevas técnicas para el diagnóstico del estado de los Equipos.**

Con anterioridad a la formación del grupo de diagnóstico en 1993, el sistema de mantenimiento de la empresa se basaba fundamentalmente en el (MPP), según recomendaciones del fabricante, con la guía y aplicación del Sistema Organizativo de Mantenimiento a Centrales Eléctricas (SOMCE), según normativas de la Unión Nacional Eléctrica (UNE), que posteriormente fue ganando en organización y mejoras técnicas, en la medida que se fue adquiriendo experiencias de trabajo por parte de las áreas de planificación y los mantenedores, presentando en todos los casos los siguientes inconvenientes entre otros:

- El número de averías no se logra reducir, por cuanto el mantenimiento planificado en ocasiones no era oportuno ya que las fallas podían ocurrir en un tiempo antes de este, o posterior al mismo.
- Los gastos inadecuados de materiales, por cuanto se desarman equipos y cambian piezas que aún no han rendido el máximo de su vida útil.
- La mano de obra se encarece por la necesidad de realizar un alto volumen de mantenimiento en las fechas planificadas sea o no necesaria dicha reparación.
- No existe un seguimiento de parámetros rigurosamente controlados para definir la calidad del mantenimiento.

Para diagnosticar el estado del Sistema de Mantenimiento de la empresa y trabajar sobre la base del diagnóstico se creó un equipo de trabajo, el cual estuvo integrado por:

- Técnico Principal del Grupo de Diagnóstico.
- Grupos de Trabajo de Diagnóstico por Talleres de Mantenimiento
- Apoyo de la Universidad de Cienfuegos

El equipo de trabajo diseñó y realizó un proyecto de Sistema Alternativo de Mantenimiento el cual ha servido de guía en el desarrollo progresivo en la aplicación del diagnóstico en la empresa, fundamentalmente en los equipos rotos dinámicos.

Problemas fundamentales que se detectaron en el diagnóstico y se han ido solucionando.

1. Problemas de organización, fundamentalmente en lo que se refiere a la planificación y preparación de los trabajos, específicamente los referidos a coordinación de la planificación con cada una de las áreas del mantenimiento.
2. Carencias notables de infraestructura soporte para la ejecución de mantenimiento a saber: Falta de documentación técnica u obsolescencia de la misma, inexistencia de listado de equipos y componentes o listados insuficientes, falta de información y datos técnicos.
3. Defectos importantes en la gestión de repuestos, falta de estandarización y problemas de inventario.
4. Defectos en el control y seguimiento de los trabajos de mantenimiento: Pérdidas de trazabilidad de las órdenes, mala documentación de los trabajos hechos, no existían nomenclatura única para la definición de las averías.
5. Carencia de información y resultados de mantenimiento, con la imposibilidad consiguiente de poder aplicar políticas de mejora, eliminación de actividades innecesarias tras su análisis, solución de fallas sistemáticas y repetitivas, etc.
6. Poca utilización de herramientas informáticas de gestión con las que se puede obtener un procesado rápido y eficaz de la información del mantenimiento.

También se identifican como puntos fuertes:

1. Profesionalidad y espíritu de sacrificio.
2. Buen conocimiento de los equipos y de su mantenimiento.
3. Receptividad y buena disposición en general para la aceptación de herramientas de mejoras de gestión y técnicas.

### 3.2 - Clasificación de los equipos según su importancia productiva y selección de los tipos de mantenimientos a aplicar para cada caso.

De acuerdo con la metodología diseñada, el segundo paso que se debe llevar a cabo para la aplicación del mantenimiento por diagnóstico es la categorización de los equipos de los sistemas según su importancia productiva.

**Tabla 3.1 - Clasificación de las principales partes de la caldera y equipos auxiliares. Fuente: Elaboración propia.**

Equipos por sistemas del proceso productivo	Tipos de Clasificación	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Total de puntos	Clasificación final del Equipo
Paredes de agua (horno)	A	x	x	x	x	x	x			x		x	8	A
	B							x			x		2	
	C								x				1	
Domo	A		x	x	x					x	x	x	6	A
	B	x					x	x					3	
	C					x			x				2	
Economizadores	A		x	x	x	x				x	x	x	7	A
	B	x					x	x					3	
	C								x				1	
Sobrecalentador primario (SH)	A			x	x	x	x			x	x	x	7	A
	B	x	x										2	
	C							x	x				2	
Sobrecalentador secundario (SH)	A		x	x	x	x	x			x	x	x	8	A
	B	x											1	
	C							x	x				2	
Recalentador	A		x	x	x	x	x			x	x		7	A
	B	x										x	2	
	C							x	x				2	
Precalentador	A			x	x				x		x		4	
	B	x	x			x	x			x		x	6	B
	C							x					1	
Calentador de Aire (CAR)	A	x		x	x								3	
	B		x				x	x	x				4	B
	C					x						x	2	
Ventilador de tiro forzado	A			x	x	x				x			4	
	B	x	x				x	x	x		x		6	B
	C											x	1	
Ventilador recirculador de gases	A			x	x	x				x			4	
	B	x	x				x	x	x		x		6	B
	C											x	1	
Bomba de agua de alimentar	A			x	x	x	x		x				5	
	B	x	x					x		x	x	x	6	B
	C												0	

Tomando en cuenta la guía metodológica aplicada para la clasificación de equipos y selección del tipo de mantenimiento descrita por Leiva Castro (1996), que se muestra en la **tabla 2.1** del capítulo anterior, donde se categorizaron en A, B, C según el grado de complejidad los principales componentes de la caldera y los equipos auxiliares, los cuales quedaron clasificados siguiendo los principales aspectos (selectivos, directivos y generales) indicados en la metodología, mostrado en la **tabla 3.1** que se mostró anteriormente.

Después de clasificados los elementos de la caldera y sus equipos auxiliares y siguiendo lo descrito en la **tabla 2.1** del capítulo anterior, se les realizará el mantenimiento predictivo o por diagnóstico a todos los equipos categorizados en “A y B”, ya que son los que según los aspectos selectivos pueden realizar el paro de la planta, con lo que se pierden 158 MW/h, lo que significarían grandes las pérdidas económicas para el país.

### **3.3 - Determinación de los equipos a evaluar a partir de la cantidad de averías.**

Después de clasificados todos los equipos, el próximo paso es determinar a partir de la cantidad de averías, los equipos que se evaluarán. Para ello se extrajeron de las carpetas de información de explotación de los equipos de la central termoeléctrica, los datos de todas las averías que se produjeron durante 8 años, las cuales aparecen de manera general en el **anexo 3**.

De manera específica, en la **tabla 3.2** se muestra un modelo resumen de la cantidad de averías por sistemas o equipos a evaluar. En esta se dan a conocer todas las averías ocurridas desde el 2010 hasta el 2017 para el Sobrecalentador Primario, el Sobrecalentador Secundario, el Recalentador, el Horno (Paredes de agua), el Sistema de Agua de Alimentar Calderas, el Economizador y otros sistemas de poca incidencia como el Calentador de Aire Regenerativo (CAR), los Precalentadores de Aire, los Ventiladores de Tiro Forzado y los Ventiladores de Recirculación de Gases.

**Tabla 3.2 - Modelo de la cantidad de averías por sistemas o equipos a evaluar.**

Fuente: Elaboración propia.

Sistemas	Averías(salideros de vapor y agua)								
Sistema Caldera	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Sobrecalentador Primario	0	13	13	9	4	6	0	31	76
Sobrecalentador Secundario	26	14	234	77	39	20	43	27	480
Recalentador	0	0	3	0	4	7	198	116	328
Horno(Paredes de agua)	3	0	0	5	5	3	0	0	16
Sistema Agua de Alimentar	0	3	0	1	2	2	1	0	9
Economizador	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Sistemas	0	0	0	3	0	0	0	0	3
CAR	0	0	0	3	0	0	0	0	3
Precalentadores de aire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ventiladores de tiro forzado	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ventiladores de recirculación de gases	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	29	30	250	98	54	38	242	174	912

### 3.3.1 - Aplicación de la Técnica de “Pareto”.

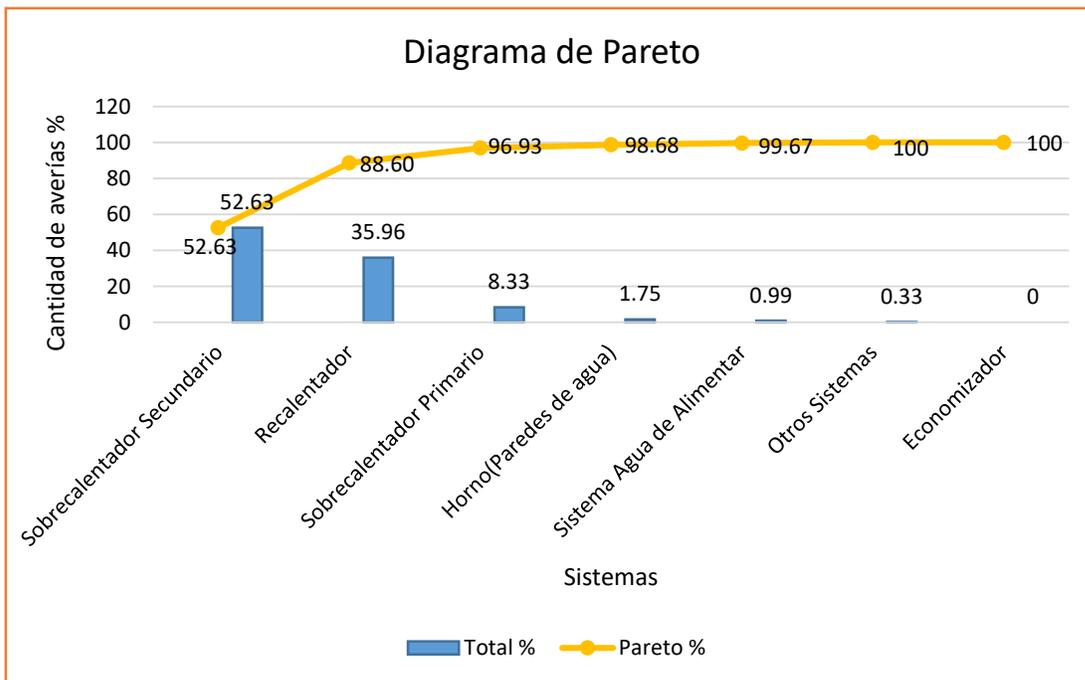
Tomando como base las averías que aparecen reflejadas en la **tabla 3.2**, se procede a realizar la técnica de Pareto para determinar cuáles son los equipos que se deben evaluar.

Para ello, primeramente, es necesario llevar a cabo la realización de un modelo que en el que se organizarán los sistemas por cantidad de averías de mayor a menor y se podrán también el porciento que representan las averías de cada sistema con el total de averías y así sacar la frecuencia acumulada en porciento. Los resultados de este modelo se muestran en la **tabla 3.3** que aparece a continuación.

**Tabla 3.3 - Modelo para la aplicación de la técnica de Pareto. Fuente: Elaboración propia.**

Sistemas	Total de Averías	Total %	Pareto %
Sobrecalentador Secundario	480	52.63	52.63
Recalentador	328	35.96	88.60
Sobrecalentador Primario	76	8.33	96.93
Horno(Paredes de agua)	16	1.75	98.68
Sistema Agua de Alimentar	9	0.99	99.67
Otros Sistemas	3	0.33	100
Economizador	0	0	100

A partir de los datos mostrados en la **tabla 3.3**, se procede a la aplicación del Pareto.



**Figura 3.1 - Diagrama de Pareto para la determinación de los equipos a evaluar según la cantidad de averías. Fuente: Elaboración propia. Excel.**

En el gráfico que aparece en la **figura 3.1**, se muestran los resultados de la aplicación de la técnica de Pareto. La cual muestra que los equipos o sistemas que mayores problemas han presentado y que generan mayores pérdidas energéticas para la planta son: el Sobrecalentador Secundario y el Recalentador.

### **3.4 - Métodos y Técnicas aplicadas para la determinación de Parámetros de Estado a controlar durante la aplicación del Diagnóstico.**

Una vez que ya se tienen clasificados y definidos cuales son los equipos que por la mayor cantidad serán evaluados, el próximo paso es la determinación de los parámetros a controlar durante la aplicación del diagnóstico, que serán los que darán la información acerca del estado de los equipos.

Para la realización y desarrollo de este epígrafe, se utilizarán ejemplos prácticos de los sistemas Sobrecalentador Secundario y Recalentador, que son los que, según el análisis de Pareto, los que más están generando pérdidas energéticas a la planta y con esto pérdidas económicas al país.

#### **3.4.1 - Resultados del Mantenimiento.**

En este primer paso se realiza un análisis en la organización y desarrollo del mantenimiento de los equipos o sistemas que según el análisis de Pareto son los que mayores pérdidas generan, para lo cual se ejecuta un programa para obtener los resultados de las predicciones realizadas a partir de la búsqueda en bases de datos del historial de los equipos o sistemas, además de la realización de encuestas a operarios calificados entre otros, (ver **Anexo 8**). A partir de esto, se pudieron encontrar que las fallas fundamentales del Sobrecalentador Secundario y del Recalentador, las cuales se muestran a continuación:

- Grietas por fatiga.
- Las tuberías con pérdidas de las propiedades mecánicas.
- Corrosión externa por la causa de alguna humedad localizada entre los tubos y el metal de la parte del sellaje del cabezal central en la cámara térmica.
- Falla de la soldadura por defecto.
- Desalineamiento mecánico.
- Falla por sobrecalentamiento en los serpentines.
- Deterioro y vencimiento de la vida útil del metal.
- La distorsión de la aerodinámica de los gases en las calderas.

– Fisura, rajaduras en los tubos.

Este análisis llevado a cabo servirá de base para la aplicación de la técnica del Análisis Causa – Efecto, que se llevará a cabo a continuación.

### **3.4.2 - Aplicación Técnica del Análisis Causa – Efecto.**

En el **anexo 9** se muestra el diagrama Causa - Efecto, que se desarrolló con el objetivo de buscar el origen, la raíz del problema, la Causa - Raíz que origina las fallas de metales en calderas y equipos auxiliares. Durante el desarrollo de esta técnica, se tomó toda la información contenida en los archivos de índice de la entidad, así como análisis estadísticos del área de inspección y a partir del análisis de cada uno de los puntos planteados se verifica, si las causas se corresponden con los posibles defectos. Aplicando en cada caso todas las técnicas, datos estadísticos y los resultados de los trabajos de mantenimiento para ir descartando cada uno de ellos.

### **3.4.3 - Determinación de los instrumentos necesarios y organización del sistema de monitoreo para el diagnóstico en calderas y sistemas auxiliares.**

Teniendo en cuenta las normativas de la (UNE), así como los resultados investigativos desarrollados en el trabajo, se necesita para el paso al mantenimiento por diagnóstico un sistema de monitoreo que permita la detección precoz de las averías, además de un personal calificado en la temática de metales y una instrumentación acorde a las exigencias y tecnologías desarrolladas en la actualidad.

Actualmente el grupo de diagnóstico cuenta con excelentes equipos que permiten realizar el diagnóstico basado en las técnicas de metales. Estos equipos son:

El PMI Master PRO (ver **figura 3.3**) es un espectrómetro de emisión óptica portátil robusto diseñado para establecer rápidamente la composición de los metales. La medición es iniciada presionando el gatillo de la pistola y no requiere una amplia capacitación para su uso. El grado de material o la composición química aparece

en segundos en la pantalla plana integrada y se puede imprimir con una impresora externa.

Los datos son fácilmente visualizados y el instrumento se puede controlar a través de un panel "touch screen" usando software basados en paquetes de windows. El panel touch screen permite utilizar el software incluso en ambientes adversos.

Dependiendo las necesidades del usuario el instrumento cuenta con tres modos de funcionamiento diferentes, uno para clasificación de materiales, uno para hacer una identificación de grado y otro para hacer un análisis completo de los metales.



**Figura 3.3 - Espectrómetro de emisión óptica portátil PMI Master PRO. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

El 45MG de Olympus (ver **figura 3.4**) es un medidor de espesores por ultrasonidos portátil fabricado para medir espesores en una amplia variedad de aplicaciones. Con el 45MG, sólo necesita acceder a un lado de la pieza para obtener mediciones no destructivas de espesores en materiales corroídos, picados, en cascarillas, granulares u otros más complejos. El 45MG muestra una lectura del espesor y, también, ofrece una representación A-scan (opcional) para analizar la forma de la onda. El microprocesador del 45MG ajusta continuamente la configuración del receptor. De esta manera, cada medición será optimizada para ofrecer fiabilidad, rango, sensibilidad y precisión. El registrador de datos integrado (opcional) puede almacenar hasta 475 000 medidas de espesor y 20000 representaciones A - scan.

Con la opción PALP. MONOCRISTAL, el 45MG puede operar con una línea completa de sondas monocristales. La operación con sondas duales es una característica de serie. Según las opciones software instaladas en el 45MG, éste es capaz de medir espesores de 0,08 mm a 635,0 mm. El rango de temperatura de los materiales medidos puede variar entre  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $-4\text{ }^{\circ}\text{F}$  y  $932\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), debido a las características del material, de la sonda y al modo de medición.



**Figura 3.4 - Medidor de espesores por ultrasonidos portátil 45MG de Olympus. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

El medidor de espesores Ultrasónico Testboy 75 (ver **figura 3.5**), es un instrumento manual para hacer mediciones rápidas y precisas de distintos espesores de materiales, es capaz de medir los espesores de varios materiales con una alta precisión en el rango de  $\pm 0.5\text{ mm}$  ( $\pm 0.1$ ). Entre los materiales que pueden ser medidos se encuentran: Acero, Cobre, Aluminio, PVC, Polietileno, entre otros.



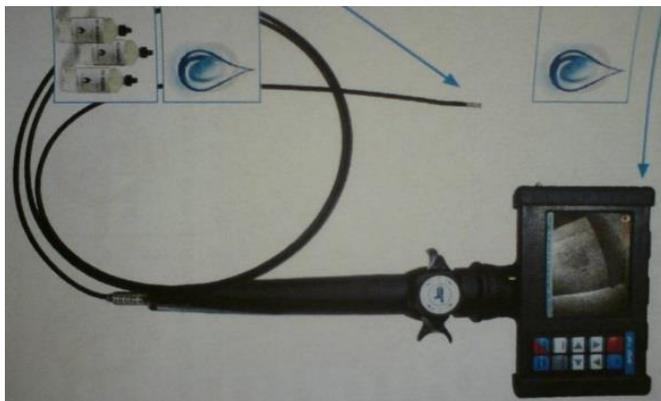
**Figura 3.5 - Medidor de espesores Ultrasónico Testboy 75. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

El medidor de dureza PCE-2500 (ver **figura 3.6**), es un avanzado mini medidor de dureza que se caracteriza por su alta precisión, gran rango de medición y su facilidad de uso. Es adecuado para medir la dureza de metales y puede ser usado en infinidad de sectores industriales.



**Figura 3.6 - Medidor de dureza PCE-2500. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

La diversidad de objetos a inspeccionar, materiales y malas condiciones de iluminación hacen difícil una inspección y obtener imágenes de alta calidad, con el iRis DVR 360° Industrial Videoscope (ver **figura 3.7**) es posible acceder a estos lugares y obtener en la inspección imágenes óptimas aún en condiciones extremas.



**Figura 3.7 - iRis DVR 360° Industrial Videoscope. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

#### **3.4.4 - Determinación de Parámetros de estado a controlar para el diagnóstico.**

A partir de los resultados obtenidos en los epígrafes anteriores, se hace representativo del aporte de las informaciones de los eventos de fallas, para el caso

de las fallas del horno de caldera, sobrecalentador secundario y primario, así como el recalentador, que para los procesos del diagnóstico es indispensable el control por el grupo de diagnóstico de los parámetros asociados a las actividades que se relaciona en la **tabla 3.4**, donde las temperaturas que se miden son las del agua y del vapor, la presión del flujo de agua y vapor, la calidad de soldadura durante los procesos de reparación y montaje por ejemplo de los tubo del sobrecalentador secundario (ver **anexo 10**), la inspección de los materiales de las tuberías, la carga térmica se refiere a la distribución uniforme de la llama de los quemadores, y en el régimen químico del agua lo que se mide es la calidad de los indicadores del agua.

**Tabla 3.4 - Parámetros de Estado asociados a eventos de mantenimiento y explotación de calderas. Fuente: Elaboración propia.**

Sistemas	Eventos asociados a parámetros de estado					
	Temperaturas	Presión	Calidad de soldadura	Materiales de tuberías	Carga Térmica	Régimen químico del agua
Sobrecalentador Secundario	x	x	x	x	x	x
Sobrecalentador Primario	x	x	x	x		x
Recalentador	x	x	x	x		x
Horno	x	x	x	x	x	x

A partir de la medición o ensayo no destructivo de cada uno de los parámetros asociados a los eventos descritos en la tabla anterior, se obtiene el control y el deterioro del parámetro síntoma asociado a las posibles fallas de los sistemas de caldera, y que su análisis de tendencia en el tiempo dentro de parámetros admisibles de control, permiten el mantenimiento por diagnóstico predictivo para evitar las inesperadas averías en planta.

A modo de ejemplo práctico, en la **figura 3.8** y **figura 3.9** se muestran un análisis por líquidos penetrantes a la sección de un tubo del sobrecalentador Secundario con el objetivo de buscar posibles grietas.



**Figura 3.8 - Aplicación de la inspección por líquidos penetrantes a la sección de un tubo del Sobrecalentador Secundario. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**



**Figura 3.9 - Aplicación de la inspección por líquidos penetrantes a una sección de un tubo del Sobrecalentador Secundario. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

En la **figura 3.9** se pueden ver los defectos que hay en el tubo y que se hacen visibles luego de la aplicación del líquido penetrante. Los defectos son los pequeños puntos rojos que se pueden apreciar.

A continuación, se muestra un análisis metalográfico de avería a un tubo del Sobrecalentador Secundario de la Unidad #4.

#### **Datos de la muestra:**

- Tipo de muestra: Tubo aledaño a la avería.
- Material: A213 T-22.
- Edad: 43000 hrs.
- Parámetros de trabajo: Presión: 128 ata y Temperatura:540 °C
- Dimensiones:  $\phi 575 \times 8,8 \times 780$  mm.

En el control inicial se detecta en la superficie exterior del tubo una costra gruesa de color negro sobre la superficie carmelita rojiza (presencia de óxido). En la misma no se aprecian poros o grietas. Por otra parte, en la superficie interior se detecta una capa de magnetita muy agrietada, ausencia de la misma en determinadas

zonas formando bolsas irregulares (conocida en el argot técnico como vejigas) de diferentes tamaños y presencia de pequeñas zonas puntuales y alargadas. En zona neutra del codo se observó ralladura de 53,3 mm de longitud y 2,45 mm de abertura máxima con bordes irregulares y de espesores ~8 mm. En el análisis metalográfico se observa una estructura compuesta por ferrita más perlita laminar dispersa más perlita globular aislada. Además, existen carburos dispersos distribuidos en forma homogénea en la matriz, hay presencia de ligera corrosión, la cual ha deteriorado la capa protectora de magnetita en la superficie interior y exterior de la pared del tubo trayendo como consecuencia la disminución del espesor. Los ensayos mecánicos muestran que el material posee propiedades de resistencia inferiores al límite inferior permisible del mismo (420 MPa). Su estructura metalográfica revela que el tubo fue sometido a sobrecalentamiento a largo plazo, lo que trajo consigo la fractura del mismo.

#### 3.4.5 - Estimación de la Vida Útil Residual.

Una vez determinados todos los parámetros de estado a controlar durante el desarrollo del diagnóstico, el próximo paso es la determinación de la vida útil de los equipos o sistemas que según el análisis de Pareto son los que más afectaciones trae. Para este caso, se les estimará la vida útil a los tubos del Sobrecalentador Secundario, que, según las técnicas aplicadas anteriormente, es el que más afectaciones tiene para la central termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.

Para el este cálculo, lo primero que hay que conocer son los parámetros de los tubos de la CTE “Carlos Manuel de Céspedes”, los cuales son:

$$D = 58,6 \text{ mm (nominal)}$$

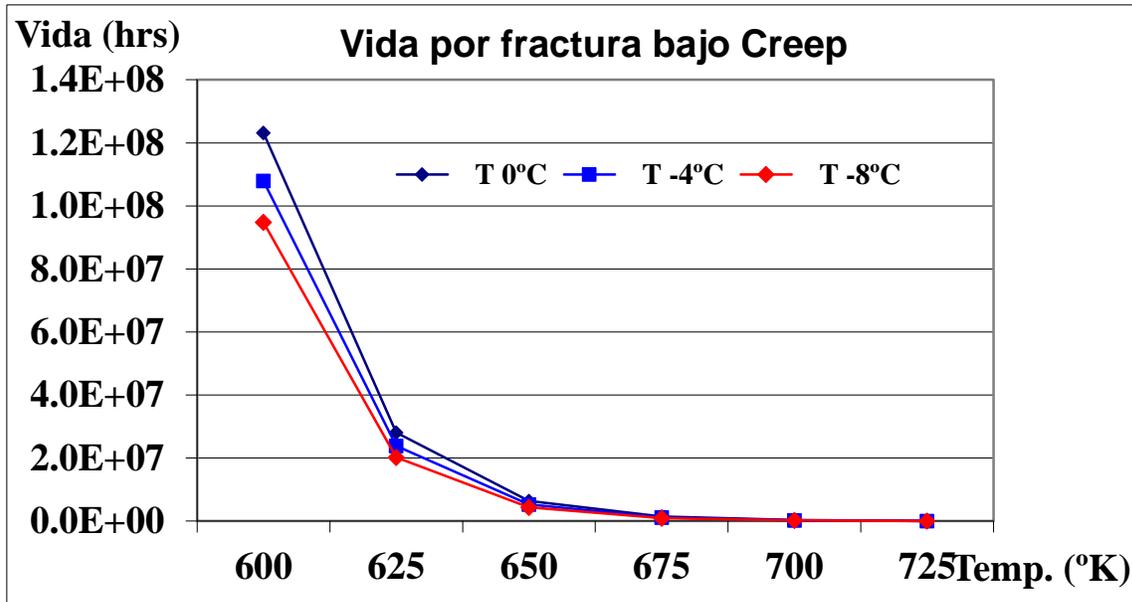
$$h = 4,9 \text{ mm (nominal)}$$

$$p = 146 \text{ Kg/cm}^2 = 14,323 \text{ MPa (presión de diseño)}$$

Estos datos se introducen en el modelo diseñado en el Matlab, junto con los datos de las constantes que aparecen en la **tabla 2.4** del capítulo anterior. Los valores de  $E_T$ ,  $\alpha_t$  y  $\mu_t$  se calculan para cada una de las temperaturas del lazo según las iteraciones sucesivas.

Los cálculos de la vida útil se realizarán para diferentes valores de diferencia de la temperatura entre la pared exterior e interior del tubo ( $T$ ) desde 0 a 8 °C.

A continuación, se muestra en la **figura 3.10**, la gráfica obtenida donde se da a conocer el comportamiento de la vida útil del material A213 T-22 para diferentes cambios de temperatura.



**Figura 3.10 - Gráfica de Vida por fractura bajo Creep de los tubos del Sobrecalentador Secundario. Software de diseño Matlab. Fuente: Elaboración propia.**

En la gráfica se muestra, la influencia de la temperatura en la vida útil del material del tubo, donde si la temperatura de la pared del tubo es de 650 K (377 °C), la Vida Útil por Fractura bajo Creep es casi es 7 millones de horas. Sin embargo, para una temperatura de 725 K (452 °C) la Vida Útil se reduce a menos de 60 000 horas. Esto para  $\Delta T = 0$  °C.

Si la diferencia de temperatura entre la superficie interior y exterior de los tubos se incrementa solo a  $\Delta T = - 4$  °C las Vidas Útiles para las temperaturas anteriormente mencionadas se reducen a 6,5 millones y 36 000 horas aproximadamente.

### **3.5 - Ejemplos de la aplicación de la metodología propuesta para otros equipos o sistemas.**

A pesar de que, a partir de la aplicación de la técnica Pareto se determinó que los principales problemas están en el Sobrecalentador Secundario y en el Recalentador; también existen otros equipos o sistemas, que, aunque no fallen frecuentemente, una falla o avería en ellos producen de igual manera limitaciones y paradas de la planta.

A continuación, se muestran dos ejemplos de la aplicación de las técnicas de diagnóstico propuestas en la metodología para las curvas inferiores (Balcón Trasero) de la Caldera de la Unidad No. 3 y para eje motriz del CAR 3B.

#### **Análisis de las curvas inferiores (Balcón Trasero) de la Caldera de 158 MW. Unidad No. 3.**

Siguiendo la metodología propuesta en el capítulo 2, el primer paso para llevar a cabo el diagnóstico es conocer como está estructurado y organizado el mantenimiento en la termoeléctrica antes de la aplicación de las nuevas técnicas de diagnóstico, el cual ya fue explicado en el epígrafe 3.1 de este capítulo.

El próximo paso es la clasificación de los equipos o sistemas, en el cual, siguiendo la guía metodológica que aparece en la **tabla 2.1** del capítulo 2 y atendiendo a los aspectos selectivos, directivos y generales que allí aparecen, los balcones traseros de la caldera se pueden clasificar en “A”.

El tercer paso a tener en cuenta es la determinación de los equipos que se evaluarán atendiendo a la cantidad de averías, donde, el balcón trasero de la caldera presenta pocas averías. Pero que como se explicó al inicio de este epígrafe, lo que se quiere es dar una demostración de la aplicación de esta metodología para otros sistemas que, aunque no fallen casi, una sola avería en ellos, puede producir la parada de la planta.

El cuarto paso a seguir es la aplicación de los métodos y técnicas para la determinación de los parámetros de estado a controlar, donde lo primero que se debe buscar es todo el historial del mantenimiento que se ha llevado a cabo en la

planta para conocer las principales fallas que ha tenido este equipo, que son parecidas a las del sobrecalentador y el recalentador que se muestran en el epígrafe 3.4.1 de este capítulo.

El próximo paso es la realización del análisis Causa – Efecto, que es el mismo que se realizó en el epígrafe 3.4.2 de este capítulo y el cual se muestra en el **anexo 9**.

El otro paso a seguir es la determinación de los equipos a utilizar durante el diagnóstico. Para la realización de este diagnóstico se utilizó el medidor de espesores por ultrasonidos portátil 45MG de Olympus.

Luego de realizados todos los pasos anteriormente mencionados y de conocido el origen, la raíz del problema, la Causa - Raíz que origina las fallas de metales en los Balcones Traseros, se pasa a la aplicación de las técnicas de diagnóstico.

Este diagnóstico se hace en un mantenimiento con el objetivo de conocer si es necesario el cambio de los tubos del Balcón Trasero de la caldera. Este se realiza utilizando las técnicas de inspección visual y medición de espesores (técnica de ultrasonido).

Lo primero a tener en cuenta para la realización de la medición de espesores en el balcón trasero de la caldera de la Unidad No. 3, son los datos del ensayo a realizar y del elemento a inspeccionar los cuales se dan a conocer en la **tabla 3.5**.

**Tabla 3.5 - Datos técnicos del ensayo y del elemento inspeccionado. Fuente: Elaboración propia.**

Datos del ensayo		Datos del elemento inspeccionado
Fecha: 4/08/2017		Nombre del elemento: Tuberías (zona de las curvas)
Marca del equipo utilizado: Olympus		Material: A213 T-22
Modelo del equipo: 45MG		Dimensiones (mm): 68,6x4,9
Número de serie: 1007173		Régimen Térmico:
Procedimiento utilizado: Medición de espesor		Si__No_x_.
Código: MBP-004-004	Rev.: 01	Precedentes: Diagnostico de superficie metálica.
Número de plano o formulario: N/P		
Palpador: Olympus (OCG2550)	Frec: 5 MHz	
Bloque Patrón: Escalonado/ V1		
Campo (mm): 50		

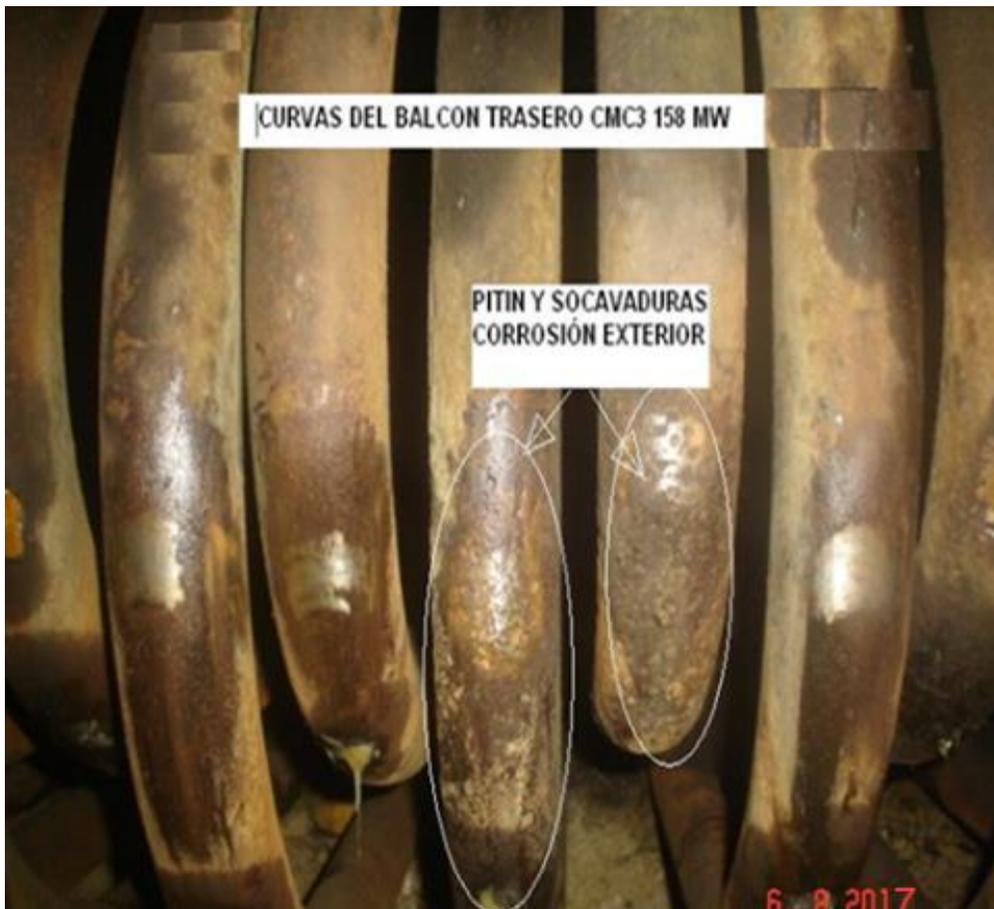
Luego de conocidos estos, se procede a la aplicación de la técnica de ultrasonido para obtener los espesores de los tubos. Los resultados finales de la aplicación de esta técnica se muestran en la **tabla 3.6**.

**Tabla 3.6 - Resultados obtenidos de la medición de espesores. Fuente: Elaboración propia.**

No. de Tubos	Valores de medición (Balcón Trasero)					No. de Tubos	Valores de medición (Balcón Trasero)				
	A	B	C	D	E		A	B	C	D	E
1	6.1	5.36	5.51	6.1	4.56	40	6.13	5.63	5.63	5.92	4.57
2	5.9	5.79	5.51	5.51	4.06	41	5.66	5.97	5.18	6.19	5
3	6.01	5.54	5.57	5.51	4.5	42	6.02	5.72	6.46	5.13	4.3
4	5.98	5.63	5.54	5.66	5	43	5.78	6.25	5.66	5.81	4.55
5	6.4	5.66	5.98	5.6	4.75	44	6.07	5.63	5.27	5.72	4.61
6	6.34	6	5.48	5.63	4.69	45	5.6	5.69	5.69	5.75	4.31
7	6	6.04	5.82	5.81	4.8	46	6.19	5.57	5.57	5.45	4.27
8	6.5	6.25	6.07	6.09	4.7	47	5.7	6.07	4.59	5.6	4.89
9	6.3	6.34	5.71	5.95	5	48	5.95	5.54	5.18	5.6	4.76
10	6.28	5.51	5.57	5.24	4.7	49	5.92	5.81	4.83	5.54	4.8
11	5.48	5.31	5.81	6.28	4.77	50	5.97	5.24	5.39	5.69	4.72
12	6.07	5.85	5.57	6.33	4.2	51	5.44	5.11	5.18	5.13	4.47
13	5.66	5.51	5.66	6.1	4.9	52	6.01	5.86	5.2	5.69	4.51
14	6.66	5.95	5.48	5.98	4.65	53	5.44	5.69	4.8	5.53	4.9
15	6.3	3.34	6.21	5.63	4.77	54	6.26	5.51	5.81	6.28	4.75
16	5.84	5.63	5.27	5.47	4.62	55	6	6.1	6.19	5.75	4.5
17	6.5	6.16	6.1	6.07	4.42	56	6.1	5.78	5.78	4.83	4.86
18	6.25	6.5	5.69	5.6	4.7	57	5.75	5.68	5.24	6	4.79
19	6.5	6.6	6.49	5.1	4.79	58	6.6	6.18	6.7	6.25	5
20	6.01	5.94	5.34	6.37	4.97	59	6.55	5.18	5.45	5.26	4.77
21	6.13	6.43	6.13	6.35	4.74	60	6.01	6.02	5.45	4.92	4.52
22	5.97	5.78	6.13	6.22	4.5	61	5.6	5.82	5.18	4.92	4.52
23	6	6.1	6	5.49	4.47	62	5.89	5.44	5.11	5.24	4.55
24	6.3	6.3	6.09	5.52	4.44	63	6.09	5.33	5.37	5.24	4.24
25	6.6	6.18	5.42	5.78	5	64	6.07	5.75	5.89	5.84	4.9
26	6.12	6.84	6.25	6.4	4.5	65	6.55	5.98	5.81	5.95	4.5
27	5.8	6.25	5.44	5.36	4.57	66	6.1	5.6	5.91	5.78	4.77
28	5.48	5.33	5.92	5.8	4.71	67	5.84	5.84	5.24	5.27	4.27
29	5.81	5.6	5.81	6.16	4.5	68	5.67	5.33	6.19	5.84	4.52
30	6.3	5.6	5.16	6	5.07	69	6.13	6.34	5.95	5.57	4.3
31	6.7	6.13	5.66	5.45	4.7	70	6.29	5.21	6	6.6	4.59
32	6.2	6.4	6.4	6.25	4.89	71	6.25	6.22	5.84	5.91	4.15
33	6.19	6.2	5.67	5.7	5	72	6.06	6.04	5.95	5.27	4.47
34	5.83	5.8	5.84	5.95	4.59	73	6.49	6.04	5.84	5.95	4.34
35	5.7	5.63	5.15	5.86	4.75	74	5.91	5.83	5.79	5.78	4.86
36	5.33	5.7	5.84	5.78	4.99	75	6.44	6.31	6.36	5.54	4.28
37	6.24	5.98	5.45	5.92	4.71	76	5.39	5.63	6.37	5.78	4.53
38	5.9	5.66	5.95	5.12	4.8	77	6.39	6.4	5.33	5.39	4.44
39	5.42	5.54	4.95	5.98	4.5	78	5.78	5.54	5.75	5.63	4.8

Los resultados obtenidos a través de la medición de espesores muestran que los espesores de los tubos están bien, lo que no da causas por las que cambiar los tubos.

Al realizarse la técnica de inspección visual a los tubos del balcón trasero (ver **figura 3.11**) se encontraron tubos con pitting y Socavaduras, así como también problemas de corrosión en la parte exterior de los tubos. Esta inspección justifica la necesidad del cambio de las curvas del Balcón Trasero de la caldera de la Unidad No. 3 en la modernización.



**Figura 3.11 - Resultados de la aplicación de la inspección visual. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

El último paso según la metodología propuesta, que se debe llevar a cabo, es el cálculo de la vida útil para los tubos de los Balcones Traseros. Para este caso no es necesario la estimación de la vida útil ya que al realizarse la inspección visual se encontraron los problemas anteriormente mencionados que justifican el cambio de los tubos.

## **Solución a partidura en eje motriz del CAR 3B, selección y análisis de materiales para insertar el tramo dañado.**

Siguiendo la metodología propuesta en el capítulo 2, el primer paso para llevar a cabo el diagnóstico es conocer como está estructurado y organizado el mantenimiento en la termoeléctrica antes de la aplicación de las nuevas técnicas de diagnóstico, el cual ya fue explicado en el epígrafe 3.1 de este capítulo.

El próximo paso es la clasificación de los equipos o sistemas, en el cual, siguiendo la guía metodológica que aparece en la **tabla 2.1** del capítulo 2 y atendiendo a los aspectos selectivos, directivos y generales que allí aparecen, el CAR se puede clasificar en “B”.

El tercer paso a tener en cuenta es la determinación de los equipos que se evaluarán atendiendo a la cantidad de averías, donde, el CAR presenta solo 3 averías, tal y como se muestra en la **tabla 3.2** del epígrafe 3.3 de este capítulo. Pero que como se explicó al inicio de este epígrafe, lo que se quiere es dar una demostración de la aplicación de esta metodología para otros sistemas que, aunque no fallen casi, una sola avería en ellos, puede producir la limitación o parada de la planta.

El cuarto paso a seguir es la aplicación de los métodos y técnicas para la determinación de los parámetros de estado a controlar, donde lo primero que se debe buscar es todo el historial del mantenimiento que se ha llevado a cabo en la planta para conocer las principales fallas que ha tenido el CAR.

El próximo paso es la realización del análisis Causa – Efecto, que es el mismo que se realizó en el epígrafe 3.4.2 de este capítulo y el cual se muestra en el anexo 9.

El objetivo de la aplicación de la técnica de diagnóstico es determinar la composición química del material del eje motriz para insertar el tramo dañado ya que no hay una pieza de repuesto. Para la realización de este análisis se utiliza el espectrómetro de emisión óptica portátil PMI Master PRO.

En la **tabla 3.7** se muestran los resultados obtenidos a partir del análisis de espectrometría realizado, donde siguiendo la norma GOST, a partir de la

composición de carbono, molibdeno, níquel, manganeso y cromo da que el material del eje motriz es similar al 40CHN2MA.

**Tabla 3.7 - Resultados obtenidos del análisis de espectrometría al eje motriz del CAR 3B. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

Mode	PA		PA		PA		PA	
Burn	1		2		3		Ave	
Fe	94,94		94,90		95,11		94,98	
C	0,541		0,540		0,519		0,533	
Si	0,438		0,421		0,399		0,419	
Mn	0,855		0,857		0,818		0,843	
P	<	0,003	<	0,003	<	0,003	<	0,003
S	<	0,002	<	0,002	<	0,002	<	0,002
Cr	0,887		0,879		0,835		0,867	
Mo	0,273		0,264		0,250		0,262	
Ni	1,662		1,684		1,623		1,657	
Al	0,028		0,026		0,025		0,026	
Co	0,154		0,196		0,195		0,182	
Cu	0,084		0,083		0,082		0,083	

### 3.6 - Conclusiones del Capítulo 3.

1. Se determinaron los equipos a evaluar durante el mantenimiento por diagnóstico teniendo en cuenta la cantidad de averías, mediante la aplicación de la técnica de Pareto, la cual arrojó como resultados que los equipos que más incidencias tienen son el Sobrecalentador Secundario y el Recalentador’.
2. Se realizó el análisis Causa – Efecto, donde se determinaron el origen, la raíz del problema, la Causa - Raíz que origina las fallas de metales en calderas y equipos auxiliares.
3. Se realizó la estimación de la vida útil por Creep, tomando como ejemplo práctico los tubos del Sobrecalentador Secundario, que es donde existía la mayor cantidad de averías. En la cual se vio la influencia que tiene la temperatura en la vida útil del material del tubo, la cual a 650 K (377 °C) está por los 7 millones de

horas, mientras que para los 725 K (452 °C), esta se reduce a menos de 60000 horas. Esto para  $\Delta T = 0$  °C.

## CONCLUSIONES.

1. Como resultado de la búsqueda bibliográfica se logró recopilar toda la información necesaria acerca del mantenimiento en la industria en general y específicamente en la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.
2. Se profundizó en particular en el mantenimiento predictivo o por diagnóstico que es la base de esta tesis, donde se recopiló la información necesaria relacionada con los métodos y técnicas a aplicar durante un diagnóstico.
3. Se diseñó la metodología para la aplicación del mantenimiento por diagnóstico en caldera y equipos auxiliares de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”, en la cual:
  - Se determinó la metodología adecuada para la categorización de los sistemas de calderas, y a cuál de ellos es más factible la aplicación del diagnóstico.
  - Se definieron los métodos y técnicas (Análisis Causa - Efecto, Pareto, etc.), para la determinación de los parámetros síntomas a controlar, así como las técnicas de ensayos para la inspección a partir de un análisis de las fallas.
4. Se determinaron los equipos a evaluar durante el mantenimiento por diagnóstico teniendo en cuenta la cantidad de averías, mediante la aplicación de la técnica de Pareto, la cual arrojó como resultados que los equipos que más incidencias tienen son el Sobrecalentador Secundario y el Recalentador.
5. Se realizó el análisis Causa – Efecto, donde se determinaron el origen, la raíz del problema, la Causa - Raíz que origina las fallas de metales en calderas y equipos auxiliares.
6. Se realizó la estimación de la vida útil por Creep, tomando como ejemplo práctico los tubos del Sobrecalentador Secundario, que es donde existía la mayor cantidad de averías. En la cual se vio la influencia que tiene la temperatura en la vida útil del material del tubo, la cual a 650 K (377 °C) está por los 7 millones de horas, mientras que para los 725 K (452 °C), esta se reduce a menos de 60000 horas. Esto para  $\Delta T = 0$  °C.

## RECOMENDACIONES.

1. Aplicar esta metodología en las demás centrales termoeléctricas del país.
2. Incorporarle a la metodología otros métodos de diagnóstico como, por ejemplo: Análisis por Vibraciones, Análisis Termográfico, Análisis por Lubricación.
3. Aplicar la metodología a los otros equipos de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.

## BIBLIOGRAFÍA

- International Atomic Energy Agency. (2000). Liquid Penetrant and Magnetic Particle Testing at Level 2. *Manual for the Syllabi Contained in IAEA-TECDOC-628, "Training Guidelines in Non-destructive Testing Techniques"*. Vienna, Austria. pp 3-7
- Addepalli, S., Roy, R., Axinte, D., & Mehnen, J. (2017). In-situ Inspection Technologies: Trends in degradation Assessment and Associated Technologies. En *Procedia CIRP*, 59. pp 35-40.
- Artiles, A. (2011). *Sistemas de Mantenimiento*. La Habana, Cuba. Editorial Pueblo y Educación.
- Batista Rodríguez, C. (2000). *Contribución al diseño de un sistema de gestión de mantenimiento para los centrales azucareros cubanos*. (Tesis Doctoral). Universidad de Holguín. Cuba.
- Borroto Pentón, Y. (2005). *Contribución al mejoramiento de la gestión del mantenimiento en hospitales en Cuba*. (Tesis Doctoral). Univesidad "Marta Abreu" De Las Villas. Santa Clara, Cuba.
- Corrales, A. (1993). *Reflexión sobre el mantenimiento en las industrias modernas*. Madrid, España. Editorial Díaz de Santos.
- De la Paz Martínez, D. M. (2014). Una nueva visión en la gestión del mantenimiento. *Nuevas herramientas para la gestión de la ingeniería del mantenimiento y sus aplicaciones*. Cuba: Comité Panamericano de Ingeniería de Mantenimiento (COPIMAN).La Habana, Cuba.
- Del Junco García, J. E. (2013). Investigación de la Falla por Creep de los tubos de las Calderas de la CTE "Carlos Manuel de Céspedes" en presencia o no del adelgazamiento de la pared, para diferentes materiales de los tubos. (Tesis de Grado). Universidad "Carlos Rafael Rodríguez". Cienfuegos, Cuba.
- Eds, D. E. (1992). *Nondestructive Techniques*. New York, Estados Unidos. John Wiley and Sons.

García Garrido, S. (2003). *Organización y Gestión Integral de Mantenimiento. Manual práctico para la implantación de sistemas de gestión avanzados de mantenimiento industrial*. Madrid, España. Editorial Díaz de Santos.

García Garrido, S. (2009). *Ingeniería de mantenimiento: Técnicas avanzadas de la gestión del mantenimiento en la industria*. Madrid, España. Renovetec.

García Garrido, S. (2012). *Ingeniería de mantenimiento: Manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento*. Madrid, España. Renovetec.

García Garrido, S. (2017). *Curso "Ciclo Agua-Vapor En Centrales Termoeléctricas"*. Recuperado de [www.renovetec.com](http://www.renovetec.com)

Ibarra Castanedo, C., Bendada, A., & Maladague, X. (2007). Thermographic Image Processing for NDT. *IV Conferencia Panam, END*. pp 1-12.

IRD.Mechanalysis. (1998). *Manual de Instrucciones para capacitación del cliente*. Madrid, España.

Knezevic, J. (1996). *Mantenimiento*. Madrid, España. Recuperado de <http://www.academia.edu/14498591/Mantenimiento>

Leiva Castro, D. (1996). *Metodología y Diseño para la Implantación del Sistema Alternativo de Mantenimiento a Equipos Rotatorios en la C.T.E Carlos M. De Céspedes*. (Tesis de Maestría). Universidad "Carlos Rafael Rodríguez". Cienfuegos, Cuba.

Lodola, E. (2006). *Maintenance global service contracts: a guide to develop maintenance management strategies and performance indicators*. (Tesis de Maestría). Universidad de Pisa. Italia.

M. Prager, C. C. (1990). NEW ALLOYS FOR PRESSURE VESSELS AND PIPING. *ASME Pressure Vessels and Piping Conference*. New York, Estados Unidos. American Society of Mechanical Engineers.

Maladague, X. (2002). Introduction to NDT by active infrared thermographic. *Mater. Eval.*, 60, pp 1060–1073.

Matienzo, J. (2006). *La tecnología del diagnóstico técnico*. La Habana, Cuba. Editorial Pueblo y Educación.

Ministerio de la Industria Básica (MINBAS) (1980). *Normas de operación de calderas unidades japonesas*. Cienfuegos, Cuba.

Mora Gutiérrez, A. (2012). *Mantenimiento Industrial Efectivo*. Medellín, Colombia.

Morrow, L. C. (1973). *Manual de Mantenimiento Industrial*. México. MacGraw - Hill.

Moubray, J. (1997). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Madrid, España. Ellman,Suerio y Asociados.

Ochoa Guzman, J., & Urquiza, J. C. (2014). *Pilar del Mantenimiento Progresivo o Planificado*. Madrid, España. Ellman,Suerio y Asociados.

Olave, D. (2010). *Implementación de un sistema de mantenimiento por diagnóstico a bordo de unidades navales y marítimas*. (Tesis de Grado) Universidad del Bío-Bío. Chile.

Olympus. (2015). *Ultrasonic Thickness Gage: User's Manual*. Estados Unidos. Olympus Scientific Solutions Americas

Ortega, Y. (2006). Prueba de impacto: ensayo Charpy. *Revista mexicana de Física*, 52, pp 51-57.

Pisarenko, G. S. (1979). *Manual de Resistencia de Materiales*. Moscú, Rusia. Editorial Mir.

Portuondo Pichardo, F. (1989). *Sistema Alterno de Mantenimiento*. Ciudad de La Habana, Cuba. Editorial Pueblo y Educación.

Portuondo Pichardo, F. (1990). *Economía de empresas industriales*. Ciudad de La Habana, Cuba. Editorial Pueblo y Educación.

Portuondo Pichardo, F. (1994). *Selección y diseño de un sistema de mantenimiento*. Ciudad de La Habana, Cuba. Editorial Pueblo y Educación.

Rivero Castellanos, M. (2012). Estimación de la Vida Útil de los tubos de las Calderas de la CTE “Carlos Manuel de Céspedes” para diferentes materiales de los tubos. (Tesis de Grado) Universidad “Carlos Rafael Rodríguez”. Cienfuegos, Cuba.

Santana, Y. D. (2014). *Estudio de factibilidad técnico económica de regulación de la capacidad con variadores de frecuencia de la bombas de agua de alimentar de la CTE “Carlos Manuel de Céspedes”*.(Tesis de Grado) Universidad “Carlos Rafael Rodríguez”. Cienfuegos, Cuba.

Sferra, S., Ibarra Castanedo, C., Lambiase, F., Paoletti, D., Di Hio, A., & Maldague, X. (2012). From the experimental simulation to integrated nondestructive analysis by means of optical and infrared techniques: Results compared. *Meas. Sci. Technol*, 23, pp 6-15.

Shigley, J. E. (1990). *Diseño de Ingeniería Mecánica*. México. MacGraw - Hill

Society, A. W. (1973). “Section 5: Applications of welding.” *Welding Handbook*. Miami, Estados Unidos. American Welding Society.

Society, A. W. (1980). *Welding Inspection*. Miami, Estados Unidos. American Welding Society.

Sotuyo Blanco, S. (2002). *La optimización integral del mantenimiento*. Recuperado de <http://www.mantenimientomundial.com/articulos/11optimización.asp>

Spencer, F. W. (1996 ). *Visual Inspection Research Project on Benchmark Inspection. Technical Report DOT/FAA/AR-96/05*. U S Department of Transportation, Federal Aviation Administration. Estados Unidos.

Torres, L. (2005). *El mantenimiento.Su implementación y gestión*. Córdoba, España.

Van Kessel, N. (1992). *Searching for the optimum through maintenance concepts: maintenance engineering in theory and practice*. Lisboa. Portugal

Widjanarko, T., Tinsley, L., Roy, R., & Mehnen, J. (2012). Characterisation and performance assessment of a pulsed-thermography camera system for

component degradation inspection. *1st International Conference on Through-life*, pp 297-308. Cranfield. Gran Bretaña.

Weixiang Du, Y. Z., Rajkumar, R., Sri, A., & Lawrence, T. (2018). A review of miniaturised Non-Destructive Testing technologies for in-situ inspections. *ScienceDirect*, pp 6-23.

## ANEXOS.

### ANEXO 1 - Esquema organizativo de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”.

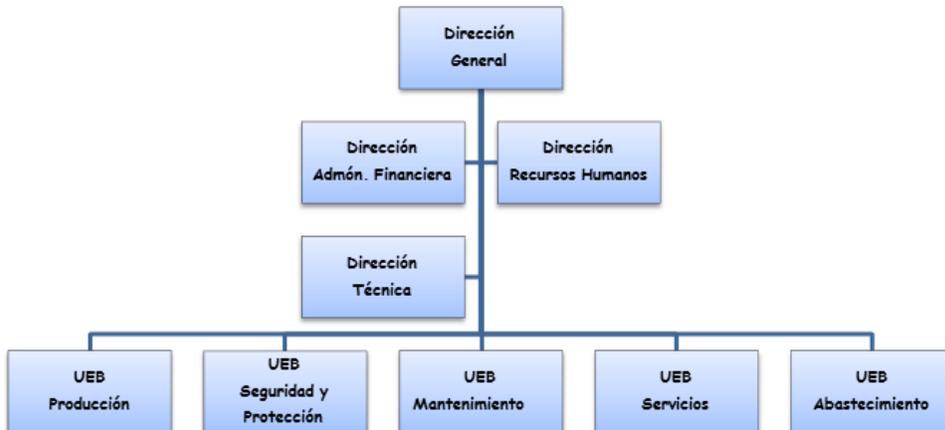


Figura 1.1 - Esquema organizativo general de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”. Fuente: Dirección de Recursos Humanos. CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.

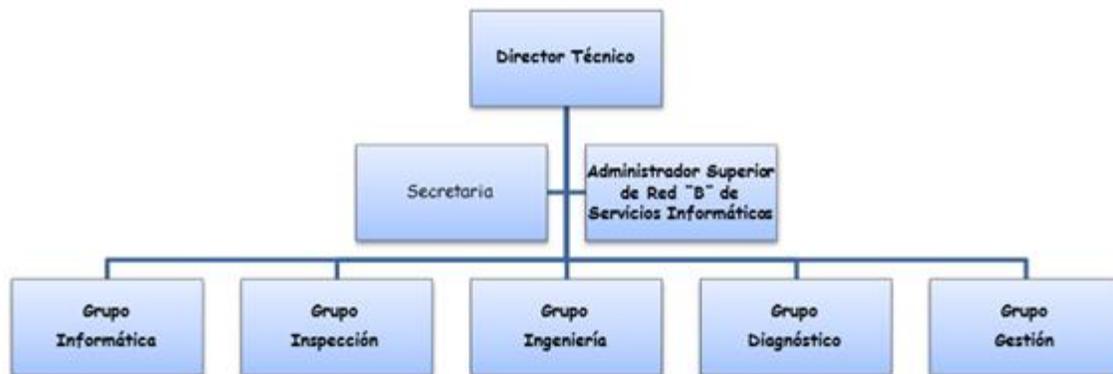


Figura 1.2 - Esquema organizativo de la Dirección Técnica. Fuente: Dirección de Recursos Humanos. CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.

## ANEXO 2 - PRINCIPALES PARÁMETROS DE DISEÑO DE LAS CALDERAS Y EQUIPOS AUXILIARES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA “CARLOS MANUEL DE CÉSPEDES”.

**Tabla 2.1 - Principales parámetros de diseño de las calderas. Fuente: Elaboración Propia.**

Caldera tipo REE, de domo simple, radiante.	
Flujo de vapor a régimen máximo continuo (M.C.R.)	
salida del sobrecalentador (SH)	535 t/h
salida del recalentador (RH)	455 t/h
Presión de vapor a MCR	
salida del SH	131 kgf/cm <sup>2</sup>
salida del RH	30 kgf/cm <sup>2</sup>
Temperatura del vapor a MCR	
salida del SH	540 °C
salida del RH	540 °C
Temperatura del agua de alimentar.	
entrada del economizador (ECO)	263 °C
salida del ECO	295 °C
Temperatura del aire a la entrada del VTF	
Combustible	petróleo
Sistema de horno	presurizado
Régimen químico de caldera.	
Total de sólidos sílica	<50 ppm
Fosfato de sodio	2 a 5 ppm
PH	9.5-10
Calidad del vapor salida de caldera.	
conductividad	<0.3 Ms/cm
(SiO <sub>2</sub> )	<0.020 mg/l

**Tabla 2.2 - Parámetros técnicos de los Ventiladores de Tiro Forzado (VTF).**

Fuente: Elaboración propia.

Tipo	doble succión
Capacidad	4894 m <sup>3</sup> /min
Presión de succión	atmosférica
Presión de descarga	1080 mm H <sub>2</sub> O
Temperatura de entrada	25 °C
Velocidad	1200 rpm
Potencia del motor	1100 kW
Voltaje	6000 V
Pares de polos	6

**Tabla 2.3 - Especificaciones Técnicas del Ventilador de Recirculación de Gases (VRG). Fuente: Elaboración propia.**

Tipo	PDT-CH (doble entrada, directamente acoplado).
Temperatura de entrada	319 °C
Velocidad	1200 rpm
Potencia del motor	300 kW
Voltaje	6000 v
Pares de polos	6

**Tabla 2.4 - Especificaciones Técnicas del Precalentadores de Aire (PRE-CAL).**

Fuente: Elaboración propia.

Cantidad	2
Tipo	vertical de tubos aleteados
Superficie de calentamiento	830x2 m <sup>2</sup>
Diámetro exterior de los tubos	21.7 mm
Espesor de los tubos	2 mm
Material de los tubos	STE-35-5

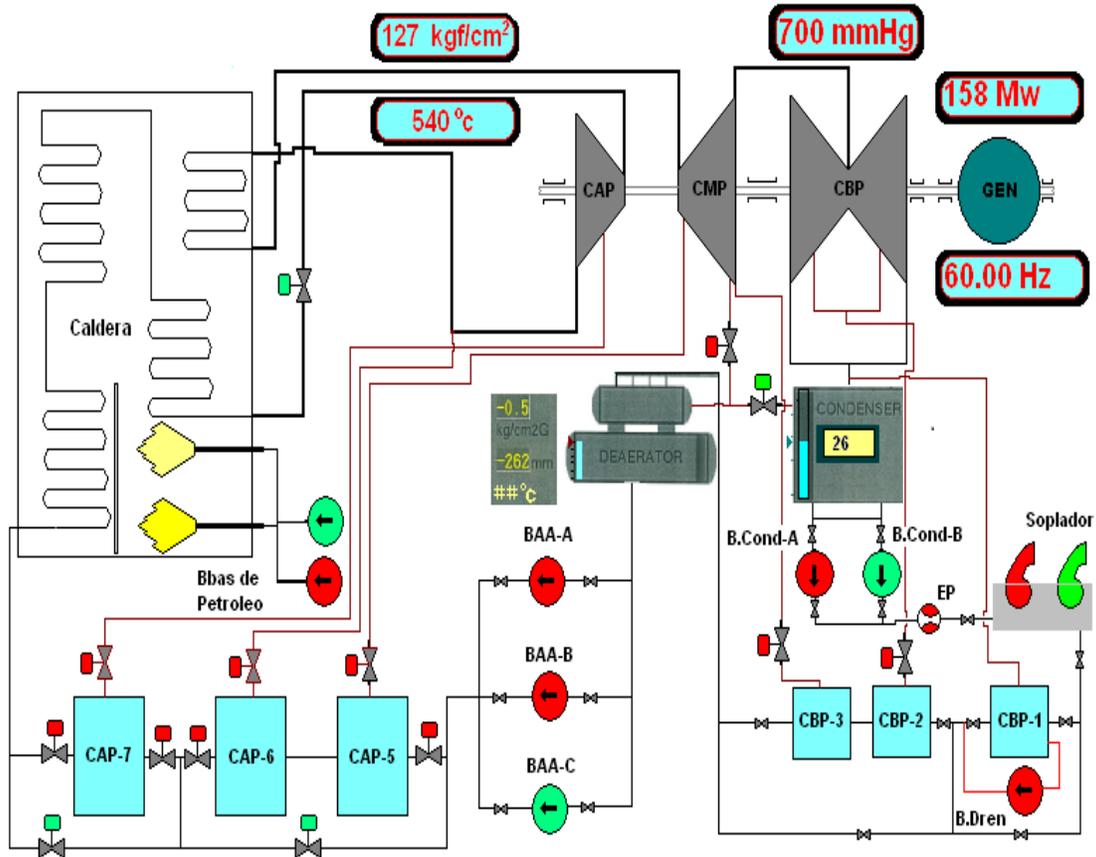
**Tabla 2.5 - Especificaciones Técnicas del Calentador de Aire Regenerativo (CAR). Fuente: Elaboración propia.**

Cantidad	2 x caldera
Tipo	regenerativo vertical
Flujo de gases a (MCR)	568 t/h
Flujo de aire a (MCR)	524 t/h
Temperatura de los gases a la entrada	337 °C
Temperatura de los gases a la salida	144 °C
Temperatura del aire a la salida del CAR	304 °C
Superficie de calentamiento	12000 m <sup>2</sup>
Material de la placa extremo caliente	acero dulce
Material de la placa intermedia	acero dulce
Material de la placa extremo frío	acero resistente a la corrosión (acero CORTEN)

**ANEXO 3 - Pérdidas de sistemas por año en las unidades No.3 y No.4 de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes”. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

Sistemas	Pérdidas por Sistemas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
<b>Sobrecalentador Primario</b>	Cantidad de averías	0	13	13	9	4	6	0	31	76
	Horas	0	312	312	216	96	144	0	744	1824
	Megawats	0	49296	49296	34128	15168	22752	0	117552	288192
<b>Sobrecalentador Secundario</b>	Cantidad de averías	26	14	234	77	39	20	43	27	480
	Horas	624	336	5616	1848	936	480	1032	648	11520
	Megawats	98592	53088	887328	291984	147888	75840	163056	102384	1820160
<b>Recalentador</b>	Cantidad de averías	0	0	3	0	4	7	198	116	328
	Horas	0	0	72	0	96	168	4752	2784	7872
	Megawats	0	0	11376	0	15168	26544	750816	439872	1243776
<b>Horno (Paredes de agua)</b>	Cantidad de averías	3	0	0	5	5	3	0	0	16
	Horas	72	0	0	120	120	72	0	0	384
	Megawats	11376	0	0	18960	18960	11376	0	0	60672
<b>Economizador</b>	Cantidad de averías	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Horas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Megawats	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sistema de agua de alimentar</b>	Cantidad de averías	0	3	0	1	2	2	1	0	9
	Horas	0	72	0	24	48	48	24	0	216
	Megawats	0	11376	0	3792	7584	7584	3792	0	34128
<b>Calentador de aire regenerativo</b>	Cantidad de averías	0	0	0	3	0	0	0	0	3
	Horas	0	0	0	72	0	0	0	0	72
	Megawats	0	0	0	11376	0	0	0	0	11376
<b>Pre calentadores de aire</b>	Cantidad de averías	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Horas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Megawats	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ventiladores de tiro forzado</b>	Cantidad de averías	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Horas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Megawats	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ventiladores de recirculación de gases</b>	Cantidad de averías	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Horas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Megawats	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total por años</b>	Cantidad de averías	29	30	250	95	54	38	242	174	912
	Horas	696	720	6000	2280	1296	912	5808	4176	21888
	Megawats	109968	113760	948000	360240	204768	144096	917664	659808	3458304

**ANEXO 4 - Esquema del funcionamiento de las unidades No. 3 y No. 4 de la Central Termoelectrica "Carlos Manuel de Céspedes".**



**Figura 4.1 - Esquema del funcionamiento de las unidades No. 3 y No. 4. Fuente: CTE "Carlos Manuel de Céspedes".**

## Anexo 5. Bomba de agua de alimentar de la CTE “Carlos Manuel de Céspedes.”

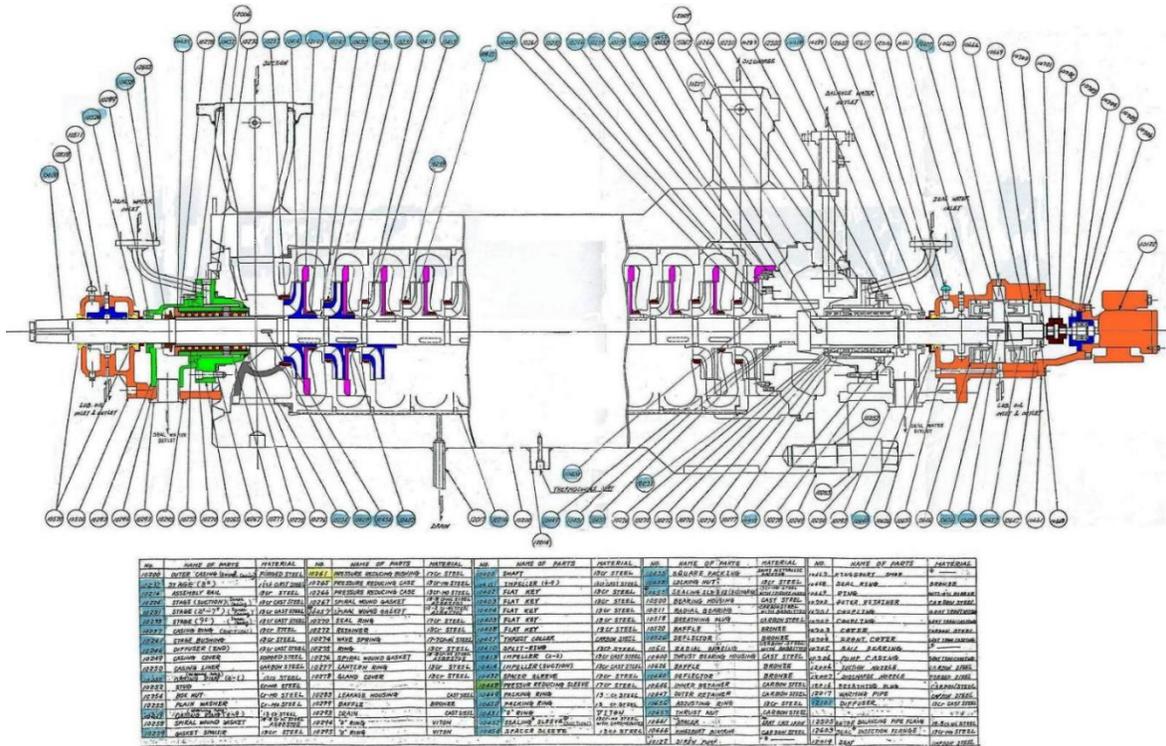


Figura 5.1 Ensamblaje general de la bomba de agua de alimentación. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”

## Anexo 6. Especificaciones de la bomba de agua de alimentación de la CTE “Carlos Manuel de Céspedes.”

Tabla 6.1 Especificaciones de la bomba de agua de alimentación.

Condiciones técnicas	Valor
Tipo	Barril horizontal de etapas múltiples
Número de pasos	9
Capacidad	290 ton/h
Flujo mínimo	100 ton/h
Presión de descarga	160 kg/cm <sup>2</sup>
Presión de succión	10 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura del agua de alimentación	177.9 °C
Flujo de calentamiento	2.5 m <sup>3</sup> /h
Velocidad	3570 rpm
Flujo de balance del motor	14.1 ton/h

**Anexo 7. Bomba de agua de alimentar CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**



**Figura 7.1 Bomba de agua de alimentar. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

## ANEXO 8. Análisis Causa Raíz de las Unidad No. 3 y No. 4.

**Tabla 8.1 - Análisis Causa Raíz de la Unidad No. 3. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

Averías	Causa directa	Causas Raíz	Acciones correctoras
Sobrecalentador: tubo 1 del serpentín 18 y Recalentador: tubo 2 y 3 de los serpentines 19 y 21 respectivamente.	Pérdida de agua en la caldera por fisura en el Recalentador y Sobrecalentador Secundario.	Fisura o avería en el Recalentador y Sobrecalentador Secundario debido a la erosión e incidencia de los gases por los tubos debido a la existencia de otras averías en los tubos contiguos y además perteneciente al mismo serpentín.	Necesidad de mantenimiento.
Tubo punchado en la caldera. Pitera por el tubo 54 a la altura del segundo piso de quemadores. (Pérdida de espesor localizado, por poro). Explosión en el codo del interconector del serpentín 16 de entrada. Hay pérdidas de propiedades del acero. Grieta en el codo del interconector del serpentín 17 lazo, sección de entrada el cual se reparó.	Pérdidas de las propiedades del acero, lo que significa pérdidas en las propiedades mecánicas.	Tubo con pérdidas de propiedades mecánicas y corrosión localizada en los tubos de la pared del horno.	Plazo en la salida de la unidad.
<b>Tubo</b> punchado # 16 lazo 4 en la curva grande que apoya el lado del bafle por codo y por el lado del separador, en ambos se observa la rajadura. También tubo 80 de la PF, el primer tubo del tercer cabezal hubo avería, corrosión externa por la parte de la cámara térmica.	Tubo con pérdidas de propiedades mecánicas y corrosión localizada en los tubos de la pared del horno.	Tubo con pérdidas de propiedades mecánicas, corrosión externa por la parte de la cámara térmica.	Plazo en la salida de la unidad.
Tubo punchado Sobrecalentador Secundario, serpentín 18 lazo 4 y lazo del mismo serpentín. Se detecta tubo explotado (partido completo) y por la soldadura del interconector lazo 3 entrada y salida, se detectan daños en PF pérdida de la aleta y refractario de la cubierta metálica.	Pérdidas de las propiedades del acero, con más de 1800 horas de explotación, fuera de la vida útil calculadas desde el 2003.	Tubo con pérdidas de propiedades mecánicas.	Profundizar en las propuestas de realizar cambios de algunos serpentines en un mantenimiento y proyectarse para realizar el cambio completo del Sobrecalentador Secundario.

<p>Explosión de un tubo del horno en la pared frontal debido a una fisura de 30mm en el tubo # 81 de la pared frontal por la parte de la cámara térmica delantera.</p>	<p>Explosión del tubo # 81 después de una fisura que fue progresivamente avanzando llegando a la reposición.</p>	<p>Desarrollo de una rajadura del tubo en la zona, entre dos cabezales inferiores (delanteros). En los cabezales se han producido deterioro de teja o aditamento de sellaje que ha provocado salideros de gases.</p>	<p>Reparación de averías. Realizar medición de los cabezales.</p>
<p>V/L por emergencia debido a averías múltiples en tuberías de las calderas Sobrecalentador Secundario, Sobrecalentador Primario y paredes de agua. Sobrecalentador Primario pérdida de espesor en los tubos. En la unidad sale en vía libre por emergencia en la unidad # 3, debido de salidero agua-vapor en la pared lateral izquierda en los tubos 83 y 84 que conforma la boca de soplete # 7 y en el (Sobrecalentador Secundario) sección de la salida lazo 4 en el tramo recto de la curva crítica.</p>	<p>Los daños en el Sobrecalentador Primario se producen debido a la pérdida de espesor provocando escape de agua-vapor procedente de la avería 83-84. Los daños con fisuras de salida de mezcla de agua- vapor por los tubos de pared.</p>	<p>Pérdida de espesor en tubo de la pared. Pérdida de espesor por incidencias de salidero en los tubos de la pared del Sobrecalentador Primario. Avería o fisura por reparación repetida en serpentín.</p>	<p>Profundizar en la propuesta de realizar cambios de algunos serpentines en un mantenimiento y realizar un cambio completo del Sobrecalentador Secundario.</p>
<p>Se partió la tubería de aire comprimido de instrumento al BLP (panel) del nivel de quemadores del 3er piso de los quemadores.</p>	<p>Se partió la tubería de aire comprimido de instrumento al BLP (panel) del nivel de quemadores del 3er piso de los quemadores.</p>	<p>Fallas en el metal de cobre por corrosión de la tubería referida que se partió.</p>	<p>Realizar revisión de todas las tuberías. Revisar todas las causas de la corrosión independientemente de las conocidas tales como, salidero de gases de la caldera y humedad en el entorno cuando llueve.</p>
<p>Recalentador: Averías o ponchaduras en el serpentín. Tuberías de la pared posterior en la zona del festón (evaporadoras), tubo con fisuras de proporciones grandes en la que se denota que la mayor de ellas incidió en el tubo vecino y causó daño.</p>	<p>Deterioro y vencimiento de la vida útil del metal del recalentador. En el caso de las tuberías de las evaporadoras, se requiere cambio en una mayor dimensión de una mocheta que desplace el deterioro que se representa en el tubo.</p>	<p>Vencimiento de la vida útil del metal de este intercambiador. Los tubos de la pared posterior falta de mantenimiento para realizar el cambio de tubería en otra ocasión y tiene pérdidas de espesor, lo que se requiere cambiar mayor tramo.</p>	<p>Estos serpentines deben ser cambiados en un mantenimiento.</p>

<p>Se detecta tubo punchado en el serpentín, 25 el lazo 1 por fatiga del metal el cual corresponde al tubo instalado con un material de menor calidad ya que se puso por 2 años cuya composición metalográfica está en ¼ Cromo, Molibdeno. Se plantea que la causa fue por sobrecalentamiento.</p>	<p>Falla por sobrecalentamiento en el serpentín 25 el largo 1, por fatiga del metal.</p>	<p>Tubo calculado por 2 años de explotación con un material de menor rigor en la composición metalográfica y que opero más de 6 años.</p>	<p>Estos serpentines deben ser cambiados en un mantenimiento.</p>
<p>Tubo punchado en el Sobrecalentador</p>	<p>Apertura de zona de gases debido averías de serpentines con el Sobrecalentador estando tupidas con escoria o producto de la combustión otras zonas contiguas por donde se le imposibilita pasar por los gases. El serpentín # 7 contenía un último lazo el # 3, el cual se poncha, ya que ha ocurrido en otras ocasiones.</p>	<p>Recalentamiento de los tubos del Sobrecalentador Secundario por causa de la distorsión de la aerodinámica de los gases en las calderas, producidas por desalineamiento y tupición por otras averías en tubos que provocan zonas de paso entre dicho intercambiador.</p>	<p>Modernización</p>
<p>La unidad venía limitada 145MW por falta de aire en caldera se produce descenso del Domo y pérdidas de la presión de la caldera, así como alta presión de horno. Se detecta de esta manera por inspección posterior pues se averió un tubo del Sobrecalentador Secundario, serpentín 9 el lazo 4.</p>	<p>Apertura de zona de gases debido averías de serpentines con el Sobrecalentador estando tupidas con escoria o producto de la combustión otras zonas contiguas por donde se le imposibilita pasar por los gases.</p>	<p>Recalentamiento de los tubos del Sobrecalentador Secundario por causa de la distorsión de la aerodinámica de los gases en las calderas, producidas por desalineamiento y tupición por otras averías en tubos que provocan zonas de paso entre dicho intercambiador.</p>	<p>Modernización.</p>
<p>La unidad venía limitada 145MW por falta de aire en caldera se produce descenso del Domo y pérdidas de la presión de la caldera, así como alta presión de horno. Se detecta de esta manera y por inspección posterior que se averió un tubo del Sobrecalentador Secundario, serpentín 6 el lazo 1.</p>	<p>Apertura de zona de gases debido a averías de serpentines con el Sobrecalentador estando tupidas con escoria o producto de la combustión otras zonas contiguas por donde se le imposibilita pasar por los gases. Existe un gran espacio entre los serpentines 9 y 6.</p>	<p>Recalentamiento de los tubos del Sobrecalentador Secundario por causa de la distorsión de la aerodinámica de los gases en las calderas, producidas por desalineamiento y tupición por otras averías en tubos que provocan zonas de paso entre dicho intercambiador</p>	<p>Modernización</p>

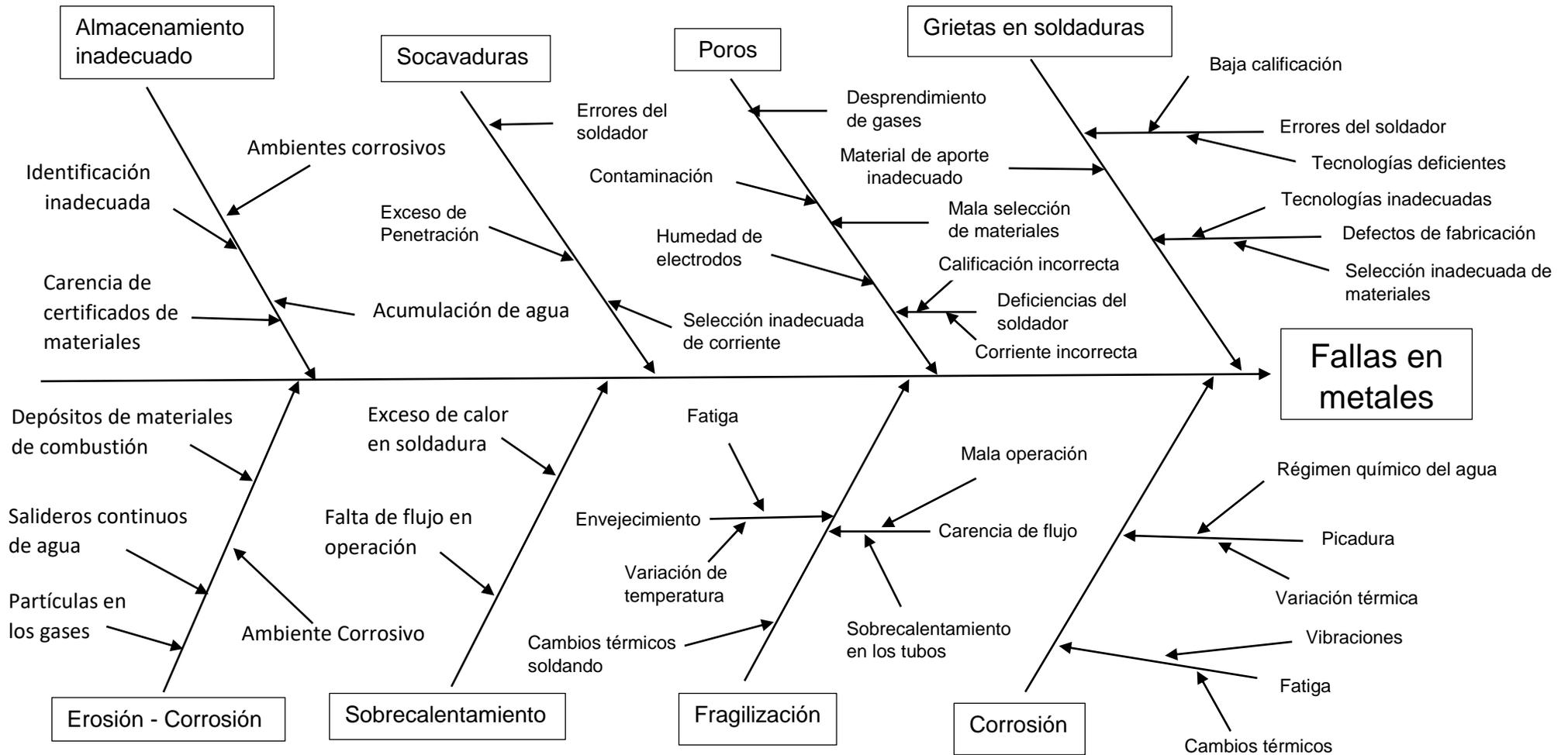
<p>La unidad venía limitada 145MW por falta de aire en caldera se produce descenso del Domo y pérdidas de la presión de la caldera, así como alta presión de horno. Se detecta de esta manera y por inspección posterior que se averió un tubo del Sobrecalentador Secundario, serpentín 6 el lazo 4.</p>	<p>Apertura de zona de gases debido averías de serpentines con el Sobrecalentador estando tupidas con escoria o producto de la combustión otras zonas contiguas por donde se le imposibilita pasar por los gases.</p>	<p>Recalentamiento de los tubos del Sobrecalentador Secundario por causa de la distorsión de la aerodinámica de los gases en las calderas, producidas por desalineamiento y tupición por otras averías en tubos que provocan zonas de paso entre dicho intercambiador.</p>	<p>Modernización.</p>
<p>La unidad venía limitada 145 MW por falta de aire en caldera se produce descenso del Domo y pérdidas de la presión de la caldera, así como alta presión de horno. Se detecta de esta manera y por inspección posterior que se averió un tubo del Sobrecalentador Secundario, serpentín 9 el lazo.</p>	<p>Apertura de zona de gases debido a averías de serpentines con el Sobrecalentador estando tupidas con escoria o producto de la combustión otras zonas contiguas por donde se le imposibilita pasar por los gases.</p>	<p>Recalentamiento de los tubos del Sobrecalentador Secundario por causa de la distorsión de la aerodinámica de los gases en las calderas, producidas por desalineamiento y tupición por otras averías en tubos que provocan zonas de paso entre dicho intercambiador.</p>	<p>Modernización.</p>
<p>Salida de servicio (disparo de unidad) por alta presión del Horno. Por ponchadura # 50 de la pared trasera en el generador de vapor. La unidad sede por servicio por ponchadura súbita de tubo # 50 del balcón, son las rectas (configuración de la pared trasera) a acompañado de pérdidas significativas del nivel del domo. Seguida a la avería del tubo, la expansión del agua al convertirse en vapor aumenta la presión del horno provocando el disparo por alta presión del horno.</p>	<p>Corrosión exterior del tubo en la curva con huecos o caries debido a la pérdida de metal. Acumulación de hollín (escoria dura) sobre el cenicero en ocasiones anteriores. Acción del agua productos de los lavados con cuales blasting con formación de ácidos. Perdida de espesor por erosión de los gases.</p>	<p>Pérdidas del tubo estando en la zona de menor espesor, por el lado de los gases. Vencimiento de la vida residual de los tubos de la pared trasera por tiempo de trabajo de las unidades, más de 200 000 h y existir condiciones muy agresivas dadas por la existencia del mecanismo, corrosión – erosión al recibir acumulación de hollín (escoria dura) salideros en el horno en ocasiones prolongados periodos, lavado con Water blasting en determinados mantenimientos y erosión de los gases incidentes producto de la recirculación.</p>	<p>Establecer un correcto balance de aire en la explotación, evitar tener fuera de servicio los precalentadores de aire para evitar tener recircular muchos gases al horno para controlar temperatura en el recalentador, y por consiguiente la entrada de partículas incidentes en dichos tubos hacia la pared trasera, correcto uso de los sopletes.</p>

**Tabla 8.2 - Análisis Causa Raíz de la Unidad No. 4. Fuente: CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.**

Averías	Causa directa	Causas Raíz	Acciones correctoras
<p>Ligero aumento de la presión del horno. Se denota tubo ponchado en caldera. Específicamente el lazo 4 del serpentín 7 en el Sobrecalentador. En esta avería también se poncha el último lazo del serpentín #16 del recalentador.</p>	<p>Existencia de una zona libre de serpentines por el cual pasan los gases con un intercambio intenso a partir de la no existencia de los tubos del Sobrecalentador por existir fallas anteriores y desalineamiento en el mismo. Esta situación hace aumentar la temperatura del metal tanto en los tubos de los lazos existentes en serpentines del Sobrecalentador así como en el Recalentador.</p>	<p>Fallas en los tubos del Sobrecalentador y recalentador por causa de la existencia de una zona de paso de gases, posibilita un intensivo intercambio sin poder evitar una distribución adecuada del calor.</p>	<p>Modernización, cambio de serpentines reposición de los serpentines averiados.</p>
<p>Ponchadura del tubo # 80 de la Pared Frontal en el Generador de Vapor CMC- 4, Se detectó fisura en el tubo # 80 de la pared frontal en la zona denominada como balcón, (por partes de nuestros técnicos). La misma erosión del agua origina otra fisura unos centímetros por delante del salidero principal en el mismo tubo.</p>	<p>Corrosión externa por la causa de alguna humedad localizada entre los tubos y el metal de la parte del sellaje del cabezal central en la cámara térmica delantera que origino la pérdida de espesor en el mismo con el consiguiente rompimiento de la pared del tubo por la existencia de mayor presión interna.</p>	<p>Corrosión externa por humedad y presencia de productos de la combustión con contenido sulfuroso, principalmente localizados en la cámara térmica delantera entre la placa de sellaje y el tubo que conecta al cabezal</p>	<p>Reforzar desde el horno la obra refractaria para evitar pase de gases y de agua en caso de salideros internos del horno a través de las membranas de los tubos o sellaje entre los cabezales</p>
<p>Salida de servicio por tubo ponchado en el lazo de radio cero de la curva, en el serpentín #16 del Sobrecalentador Primario de alta (zona del horno, encima del recalentador)</p>	<p>Se observa rajadura en forma de ovoide provocado por la fatiga del tubo según el espesor que presenta, todo acompañado de gran sobreconsumo de agua de reposición de forma súbita en 24 horas.</p>	<p>Rajadura en forma de ovoide provocado por la fatiga del tubo la cual pudo haber comenzado de manera progresiva en el período de las averías del Sobrecalentador Secundario y en el recalentador ya que se presenta en la misma zona del paso libre de gases al poncharse los serpentines de los intercambiadores mencionados los cuales ya están reparados.</p>	<p>Verificar estado de los metales en el Sobrecalentador Primario.</p>

<p>Se realiza una inspección interna en el horno y se detectaron salideros de manera primaria a partir de los tubos que no se cambiaron en la modernización.</p>	<p>Falla de la soldadura por defecto en los tubos 2, 4,6 y 8 de la pared trasera por incidencia del flujo de agua.</p>	<p>Falla de la soldadura por defecto en los tubos 104, 107 y 108 de la PLD. Debe haber una consideración importante en cuanto a las acciones del control de frecuencia en estos generadores de vapor en la que los parámetros de presión y temperatura tanto de los fluidos internos (mezcla de agua y vapor) así como el fluido externo (gases de la combustión y el factor de visión de la llama) influyen en la influencia del metal.</p>	<p>Enviar al laboratorio de metales ambos tipos de tuberías para determinar el tipo de mecanismo de la falla.</p>
--	--	--	---

**ANEXO 9 - Diagrama Causa Efecto de las fallas de metales en las calderas y equipos auxiliares. Fuente: Elaboración Propia.**



**ANEXO 10 - Resumen del Análisis Causa-Efecto (Causas Directas). Fuente: Elaboración Propia.**

<b>Defecto</b>	<b>Método de diagnosticar</b>	<b>Causas</b>	<b>Causa- Raíz</b>
<b>Grieta en soldaduras</b>	Control ultrasónico, líquido penetrante, control visual, defectoscopia magnética, radiografía y análisis metalográfico.	salideros	Defectos de fabricación, errores de soldaduras. Selección incorrecta del metal de aporte.
<b>Poros</b>	Control ultrasónico, líquido penetrante, control visual, defectoscopia magnética y análisis metalográfico.	salideros	Desprendimiento de gases en la soldadura, mala selección de materiales, contaminación o humedad en electrodos.
<b>Socavaduras</b>	Control ultrasónico, líquido penetrante, control visual, defectoscopia magnética.	salideros	Errores de soldaduras (mala intensidad de corriente).
<b>Exceso de penetración</b>	Control ultrasónico, líquido penetrante y Defectoscopia magnética.	salideros	Errores de soldaduras (mala intensidad de corriente).
<b>Sobrecalentamiento</b>	Medición de dureza, pruebas mecánicas de impacto e inspección visual	salideros	Exceso de calentamiento en la soldadura.
<b>Fragilización Térmica.</b>	Control ultrasónico, control visual, defectoscopia magnética, radiografía y análisis metalográfico.	salideros	Exceso de temperatura en los tubos.
<b>Fragilización por Envejecimiento</b>	Control ultrasónico, control visual, defectoscopia magnética, radiografía y análisis metalográfico.	salideros	Envejecimiento por elevadas temperaturas.
<b>Corrosión por Picadura (Alveolar).</b>	Control ultrasónico.	salideros	Defectos en tratamientos químicos del agua (PH).
<b>Corrosión por Agrietamiento.</b>	Control ultrasónico, líquido penetrante, control visual, defectoscopia magnética, radiografía y análisis metalográfico.	salideros	Defectos de indoles térmicos y tratamientos inadecuados del régimen químico del agua.
<b>Corrosión Fatiga</b>	Control ultrasónico, líquido penetrante, control visual, defectoscopia magnética, radiografía y análisis metalográfico.	salideros	Excesivas temperaturas y vibraciones.
<b>Erosión Corrosión</b>	Control ultrasónico, líquido penetrante, control visual, defectoscopia magnética, radiografía y análisis metalográfico.	salideros	Ambientes corrosivos.

<b>Efecto de la temperatura y el espesor de las incrustaciones</b>	Defectoscopía magnética, control visual y control ultrasónico.	salideros	Incrementos de la temperatura por reducción del flujo.
--	--	-----------	--