

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE CONCEPCIÓN - REY BALDUINO BELGICA

MEJORA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO
CALDERA RECUPERADORA LÍNEA 2
CMPC PLANTA SANTA FE

Trabajo de Titulación para optar al
Título Profesional de **INGENIERO DE
EJECUCIÓN EN MANTENIMIENTO
INDUSTRIAL**

Alumno:
Luis Roa Moraga

Profesor Guía:
Fabrizio Cariñe Avendaño



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Mejora del plan de mantenimiento preventivo Caldera Recuperadora línea 2 CMPC Planta Santa Fe

Nombre del candidato(a): Luis Esteban Roa Moraga

Carrera / Grado: Ingeniería en Mantenimiento Industrial

Campus: Sede Concepción Departamento:

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Fabrizio Cariñe Avendaño, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (marcar una opción):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 13/08/2026 Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 07/08/2026 Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de título, con especial cariño, a mi familia, quienes han sido un apoyo incondicional y mi motivación a lo largo de estos años. Gracias por acompañarme en cada etapa, por alentarme en los momentos difíciles y por confiar en mí, incluso cuando el camino parecía más complejo. A todas aquellas personas que forman parte de mi vida, que me quieren y que estuvieron presentes cuando más las necesité, les agradezco profundamente, porque su apoyo y compañía fueron fundamentales para que hoy pudiera culminar esta importante etapa.

Agradezco también a la universidad y a cada uno de los profesores que fueron parte de mi formación académica, quienes, a través de sus conocimientos y experiencias, contribuyeron a mi crecimiento profesional. De manera especial, agradezco a mi profesor guía, Fabrizio Cariño, por su disposición, orientación y apoyo durante el desarrollo de este trabajo.

Finalmente, quiero expresar mi sincero agradecimiento a la empresa IQS Company, por brindarme la oportunidad y las facilidades necesarias para finalizar mis estudios y cerrar esta importante etapa, alcanzando una meta que significó años de esfuerzo y dando un nuevo paso hacia mis objetivos profesionales.

A todos quienes, de una u otra manera, fueron parte de este camino: gracias por contribuir a que este logro hoy sea una realidad.

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo principal desarrollar una mejora al plan de mantenimiento preventivo-predictivo de la caldera recuperadora de la línea 2 de la Planta Santa Fe de CMPC. Este equipo es fundamental dentro del proceso productivo de la celulosa, debido a su rol en la generación de vapor y energía.

A partir del análisis histórico de fallas ocurridas entre los años 2008 y 2020, se identificaron deficiencias en el plan de inspección existente, principalmente en los componentes de banco generador y economizadores, los cuales presentaban una alta recurrencia de fallas no previstas.

En base a este diagnóstico, se propone un plan de inspección ampliado que incorpora técnicas de ensayos no destructivos, mayor cobertura en zonas críticas y una mejor planificación de recursos y tiempos de ejecución. La implementación de esta propuesta permite aumentar la confiabilidad operativa de la caldera, reducir detenciones no programadas y optimizar los costos asociados al mantenimiento.

Finalmente, se concluye que un enfoque basado en mantenimiento predictivo y en el análisis histórico de fallas contribuye significativamente a mejorar la disponibilidad y eficiencia del equipo.

ÍNDICE
Tabla de contenido

DEDICATORIA	2
RESUMEN	3
ÍNDICE	4
ÍNDICE DE FIGURAS	7
ÍNDICE DE TABLAS	8
SIGLAS Y SIMBOLOGÍA	9
SIGLAS	9
SIMBOLOGÍA.....	10
INTRODUCCIÓN	11
OBJETIVO GENERAL.....	12
OBJETIVOS ESPECIFICOS	12
CAPÍTULO I:	13
1. CAPITULO I MARCO TEORICO	14
1.1. CMPC	14
1.1.1. Planta Santa Fe.....	14
1.2. ÁREAS PLANTA CELULOSA.....	15
1.2.1. Área Madera	15
1.2.2. Área de Fibra	15
1.2.3. Área de Máquinas.....	15
1.2.4. Área de Evaporadores.....	15
1.2.5. Área de Energía	16
1.2.6. Área de Caustificación.....	16
1.3. CALDERA.....	17
1.3.1. Historia de la Caldera.....	17
1.3.2. Tipos de Caldera	17
1.3.3. Caldera Recuperadora.....	18
1.3.4. Componentes.....	19
1.3.5. Funcionamiento de la Caldera	21
1.4. Normativas de la Caldera.....	23
1.4.1. Modo de Falla	26
1.5. MANTENIMIENTO.....	27
1.5.1. Mantenimiento Correctivo:	27

1.5.2.	Mantenimiento Preventivo:	28
1.5.3.	Mantenimiento Predictivo (PdM):	28
1.6.	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	28
1.6.1.	Inspección visual:.....	29
1.6.2.	Inspección por líquidos penetrantes:	29
1.6.3.	Inspección por partículas magnéticas:.....	29
1.6.4.	Inspección por ultrasonidos:	29
1.6.5.	Inspección por radiografía:	29
1.7.	Normativas Ensayos No Destructivos	30
1.7.1.	Parte 1: Requisitos generales.....	30
1.7.2.	Parte 2: Procedimientos de examen.....	30
CAPITULO II.....		31
2.	CAPITULO II DIAGNOSTICO DEL PROBLEMA	32
2.1.	Plan de inspección planta santa fe CMPC	32
2.1.1.	COMPONENTES A INSPECCIONAR Y ENSAYAR.....	32
2.1.2.	ESPESORES NOMINALES DE TUBOS DE CALDERA	33
2.1.3.	HOGAR BAJO	34
2.1.4.	HOGAR ALTO Y SOBRECIENTADO.....	35
2.1.5.	BANCO GENERADOR Y ECONOMIZADORES	36
2.1.6.	zonas de inspeccion	38
2.1.7.	INSPECCIÓN VISUAL	38
2.2.	DETENCIONES NO PROGRAMADAS	39
2.2.1.	FALLAS DURANTE EL PERIODO 2008 -2020	39
2.2.2.	SECUENCIA DE FALLAS DURANTE EL PERIODO 2008 -2020	42
CAPITULO III:		44
3.	CAPITULO III: PROPUESTA DE MEJORA	45
3.1.	Componentes de la Caldera Recuperadora L2 Santa Fe	45
3.2.	Distribución De Singularidades Hogar Bajo	45
3.3.	ESPESORES de referencia.....	46
3.4.	Plan de Inspección.....	47
3.4.1.	Hogar Bajo	47
3.4.2.	Hogar Alto	48
3.5.	PLAN AMPLIADO para banco generador y economizadores	50
3.5.1.	CURVAS BANCO GENERADOR	52

3.5.2.	SISTEMA ANTIVIBRACIÓN	53
3.5.3.	ABERTURAS DE DESHOLLINADOR BANCO GENERADOR	54
3.5.4.	INSPECCION EN ECONOMIZADORES.....	54
CAPITULO IV		58
4.	Capitulo IV: VALORIZACIÓN	59
4.1.	Servicio Caldera Recuperadora L2 PGP Santa Fe L2.....	59
4.2.	COSTOS ASOCIADOS A INSPECCIÓN EN CALDERA RECUPERADORA	59
4.3.	GRUPOS ASOCIADOS AL PLAN DE INSPECCION AMPLIADO.....	60
4.4.	COSTO ASOCIADOS AL PLAN DE INSPECCION AMPLIADO.....	60
4.5.	Resumen de Valorización del Servicio de Inspección y Ensayos No Destructivos.....	61
4.6.	Análisis Financiero	61
4.6.1.	Predominancia del Diagnóstico Basal (Plan Preventivo):	62
4.6.2.	Equilibrio Operativo de Contingencia (Plan Ampliado y Correctivo): ..	62
4.6.3.	Inversión en Confiabilidad Metalúrgica (UTPA & Rx):.....	62
4.7.	Evaluación de Costo-Beneficio y Análisis de Lucro Cesante <i>EL</i>	62
4.7.1.	Impacto del Lucro Cesante:	63
4.7.2.	Volatilidad del Commodity:	63
4.7.3.	Costos Operacionales (OPEX):.....	63
4.8.	Algoritmo de Cálculo y Determinación del Costo por Hora <i>Ch</i>	63
4.8.1.	Producción Física Diaria <i>Pd</i> :	64
4.8.2.	Ingreso Bruto Diario <i>Id</i> en Divisa:	64
4.8.3.	Costo Unitario por Hora de Lucro Cesante <i>Ch</i> en Moneda Nacional: ...	64
4.9.	Discusión de la Viabilidad Económica del Proyecto de Inspección	64
4.9.1.	Punto de Equilibrio de Mitigación de Riesgos:	65
4.9.2.	Justificación del Gasto en Inspección Volumétrica Avanzada (UTPA & Rx):	65
4.9.3.	Sustento del Indicador de Gestión (KPI):.....	65
4.10.	Conclusiones del Análisis de Factibilidad y Punto de Equilibrio	67
4.10.1.	Autofinanciamiento Inmediato:	67
4.10.2.	Asimetría Financiera Favorable:	67
4.10.3.	Justificación frente al Histórico Operacional:	67
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		69
BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE LA INFORMACIÓN		70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1:Esquema Planta Santa Fe.....	15
Figura 2: Ciclo Proceso Kraft	16
Figura 3: Esquema proceso Planta Santa Fe	16
Figura 4: Sentido de numeración tubos y paneles	33
Figura 5: Plan de Inspección BG Y Economizadores	37
Figura 6: Zonas de inspección	38
Figura 7: Zonas de inspección de visual.....	39
Figura 8: Grieta en aleta con proyección al tubo en banco generador. 2008	39
Figura 9: Barras anti - vibratorias deformadas 2008	39
Figura 10: Ausencias de barras anti - vibratorias	40
Figura 11: Rotura en unión tubo colector eco 2	40
Figura 12: Rotura unión inferior de minicolector	40
Figura 13: Filtración CAPS Eco 2.....	41
Figura 14: Fractura Panel N°2 tubo N°15 Banco Generador.....	41
Figura 15: Pandeo de economizador.....	42
Figura 16: Componentes de la CRL2 Santa Fe	45
Figura 17: Singularidades del hogar	46
Figura 18: Enumeración de los sopladores de la caldera	49
Figura 19: Diagramas de inspección en curvas de sobre calentadores	50
Figura 20: Puntos de inspección en zona de hogar alto	50
Figura 21: Banco Generador y Pre-banco.....	52
Figura 22: Unión tubo colector	52
Figura 23: zonas de interés en banco generador.....	53
Figura 24: Rotura en Sistema Antivibración Banco Generador	54
Figura 25: Zona de interés en aberturas de deshollinador	54
Figura 26: Cobertura de inspección en economizadores.....	55
Figura 27: zona de cap en economizadores N°1 Y N°2.....	56
Figura 28: Economizador I – Lado Pared Trasera	56
Figura 29: Economizador I – Lado Pared Frontal	56
Figura 30: Economizador II – Lado Pared Trasera	56
Figura 31: Economizador II – Lado Pared Frontal.....	56
Figura 32: Caps Planos.....	57
Figura 33: Caps Esféricos	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Plantas Productivas CMPC 14

Tabla 2: Especificaciones Técnicas de la Caldera Recuperadora de Calor 19

Tabla 3: Diferencia de Espesores 34

Tabla 4: Hogar Bajo 35

Tabla 5: Hogar Alto 35

Tabla 6: Resumen fallas periodo 2008 a 2020 42

Tabla 7: Espesores de Referencia 46

Tabla 8: Hogar Bajo 47

Tabla 9: Hogar Alto 48

Tabla 10: Banco Generador y Economizadores 51

Tabla 11: Cronograma distribución de Recursos 59

Tabla 12: Desglose de costos servicio de inspección 59

Tabla 13: Matriz de Recursos 60

Tabla 14: Presupuesto de Servicio de Inspección 61

Tabla 15: Resumen Valorización de servicios de inspección 61

SIGLAS Y SIMBOLOGIA

SIGLAS

ASNT: The American Society for Nondestructive Testing.

ASME: American Society of Mechanical Engineers.

BIOMASA: Materia orgánica capaz de ser usada como fuente de energía.

D.S.: Decreto Supremo.

NDT: Non Destructive Testings (Ensayos no Destructivos)

PGP: Parada General de Planta

VT: Visual Testing (Inspección Visual)

PT: Penetration Testing (Inspección por Líquidos Penetrantes).

UT: Ultrasonic Testing (Inspección por Ultrasonido).

ME: Medición de Espesores.

MHZ: Mega Hertz.

ITO: Inspector Técnico de Obra.

PGP: Parada General de Planta.

SH: Super Heater (sobre calentador).

L2: Línea dos.

END: Ensayos No Destructivos.

UNE: Una Norma Española.

EN: European Norm (Norma Europea)

F.S: Factor de Seguridad.

PdM: Predictive Maintenance (Mantenimiento Predictivo).

CMPC: Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones.

BPVC: Boiler and Pressure Vessel Code (Códigos de Calderas y Recipientes a Presión)

ADt: Air Dry metric ton (tonelada métrica seca de aire).

INN: Instituto Nacional de Normalización.

ISO: International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización).

NCh: Norma Chilena.

USD: Dólar Estadounidense.

CLP: Código Internacional de divisa para el peso chileno.

EAP: Entrada de Aire Primario.

EAS: Entrada de Aire Secundario.

AISI: American Iron and Steel Institute (Instituto americano del hierro y el acero).

SAN: Sanicro.

TD: Turno Dia.
TN: Turno Noche.
UTPA: Ultrasonic Testing Phased Array (Ensayo de Ultrasonido por Arreglo de Fase).
Cp: Capacidad de diseño de planta.
Do: Disponibilidad Operacional.
Pm: Precio Spot de Mercado.
TC: Tasa de Cambio Base.
Pd: Producción Física Diaria
Id: Ingreso Bruto Diario
Ch: Costo Unitario por Hora de Lucro Cesante

SIMBOLOGÍA

Kg: Kilogramo
m: Metros
s: Segundos
MHz: Mega Hertz
mm: Milímetros
\$: Pesos
%: Porcentaje

INTRODUCCIÓN

Una de las principales industrias productivas desarrolladas en el centro sur del país es la industria de la celulosa. La industria se compone por dos empresas, las que tienen presencia en 5 regiones del país, con un total de 8 plantas productivas de celulosa Kraft, posicionando al país como uno de los principales exportadores de este material.

Dentro de los derivados del proceso productivo de la celulosa, se encuentra el proceso de generación de energía térmica y eléctrica mediante la combustión de residuos recuperados del proceso. La generación de energía se realiza gracias a la combustión de licor negro o residuos de corteza en las calderas, que son primordiales para el funcionamiento de la planta productiva, ya que el vapor generado es utilizado como energía térmica es ocupado para funciones propias de la planta y como energía eléctrica, la cual igualmente es utilizada para el funcionamiento de la planta y lo restante es inyectado al Sistema Interconectado Central.

Como se menciona anteriormente, la caldera es un equipo vital para el funcionamiento de la planta celulosa, por lo que es necesario que se encuentre operativa la mayor cantidad de tiempo posible, disminuyendo al máximo sus detenciones. Por ende, es fundamental establecer un correcto plan de mantenimiento a este equipo, para que al momento de la detención se preste una mayor atención a los componentes críticos de la caldera. Los componentes críticos de la caldera se pueden identificar como los más propensos a fallar, debido a altas temperaturas, erosión o golpes.

En este trabajo de título se presenta una mejora al plan de mantenimiento de la caldera recuperadora de la línea 2 de la planta Santa Fe, perteneciente a la empresa CMPC. Desde 2008 a la fecha una empresa contratista de inspección se ha hecho cargo de las inspecciones en esta caldera, por lo que cuenta un registro de detenciones y fallas que ha presentado este equipo. De esta manera, se propone un plan de inspección mejorado en bancos generador y economizadores, componentes de la caldera en donde más se han presentado fallas y son menos consideradas por el plan de inspección. Así, se presenta el plan de inspección, sus costos y beneficios para disminuir el tiempo de detención de la caldera.

La estructura de este trabajo se compone de la siguiente manera, en primera instancia se presentan los objetivos generales y específicos; en el Capítulo 1 se presenta el marco teórico en donde se presenta el funcionamiento de una planta celulosa y de la caldera, se identifican sus componentes y los tipos de mantenimiento; en el Capítulo 2 se realiza la identificación de problema; en el Capítulo 3 se desarrolla la propuesta de mejora del plan de mantenimiento; finalmente en el Capítulo 4 se muestran las principales conclusiones del trabajo.

OBJETIVO GENERAL

Elaborar una propuesta de mejora del plan de Mantenimiento Predictivo-Preventivo de los Economizadores y el Banco Generador de la Caldera Recuperadora Línea 2 de Celulosa CMPC, Planta Santa Fe, mediante el análisis del historial de fallas y la ampliación de las actividades de inspección, con el propósito de reducir el riesgo de fallas imprevistas y detenciones no programadas.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1-Describir el funcionamiento y los principales componentes de la Caldera Recuperadora Línea 2, con énfasis en el Banco Generador y los Economizadores. .

2-Analizar el plan de inspección existente y el historial de fallas registrado entre los años 2008 y 2020

3-Identificar los componentes, zonas y modos de falla que requiere una mayor cobertura de inspección

4-Diseñar un plan de mantenimiento preventivo-predictivo ampliado, incorporando técnicas de inspección y ensayos no destructivos en los puntos críticos identificados.

5-Estimar los recursos y costos asociados a la implementación de la propuesta de mejora

CAPÍTULO I:

1. CAPITULO I MARCO TEORICO

1.1. CMPC

En 1920 fue creado CMPC (Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones), la cual actualmente es una empresa forestal y papelera con presencia en Chile y en Brasil, con una capacidad de producción total de 4.095.000 ADt/año. En el país es la segunda empresa con mayor patrimonio forestal, además cuenta con tres plantas productivas: Santa Fe y Laja, en la región del Biobío, y Pacífico, en la región de la Araucanía.

Tabla 1: Plantas Productivas CMPC

PLANTA	UBICACIÓN	CAPACIDAD (ADt/año)	PRODUCTOS
Santa Fe	Nacimiento, Chile	1.500.000	Celulosa Kraft Blanca de Eucalipto
Pacífico	Collipulli, Chile	500.000	Celulosa Kraft Blanca de Pino Radiata
Laja	Laja, Chile	330.000	Celulosa Kraft Blanca de Pino Radiata
Guaíba	Estado de Río Grande do Sul, Brasil	1.765.000	Celulosa Kraft Blanca de Eucalipto

1.1.1. PLANTA SANTA FE

La planta Santa Fe se encuentra ubicada 500 km al sur de Santiago, en la región del Biobío. Tiene una capacidad de producción de 1.500.000 ADt/año de celulosa Kraft blanca, siendo la con mayor producción en el país. Se encuentra operativa desde 1991, teniendo 2 líneas de producción, en donde la Línea 2 tiene una capacidad de producción de 1.120.000 ADt/año.



Figura 1: Esquema Planta Santa Fe

1.2. ÁREAS PLANTA CELULOSA

1.2.1. ÁREA MADERA

Se reciben y almacenan los trozos de madera provenientes directamente de los bosques. En esta área se descortezan y se astillan para facilitar la obtención la celulosa.

1.2.2. ÁREA DE FIBRA

Es el área de fibra se obtiene la pasta de celulosa a partir de los chips de madera obtenidos previamente en el área de madera. En primer lugar, en el digestor se realiza la cocción de la celulosa junto al licor blanco, solución alcalina conformada principalmente por hidróxido de sodio y sulfuro de sodio, que es capaz de separar la lignina de la celulosa. Posteriormente, mediante prensas las fibras de celulosa son lavadas y blanqueadas, eliminando impurezas y restos de lignina, resultando una pasta de celulosa.

1.2.3. ÁREA DE MÁQUINAS

En esta área se consigue el producto final de la planta celulosas. Mediante secadores se seca la pulpa de celulosa, para posteriormente darle forma, cortarla y embalarla para su comercialización.

1.2.4. ÁREA DE EVAPORADORES

En el área de evaporadores se concentra la solución de licor negro, resultante del proceso de cocción de chip de madera y licor blanco.

1.2.5. ÁREA DE ENERGÍA

El área de energía se compone principalmente por la caldera recuperadora y la caldera de poder. En la caldera recuperadora se combustiona el licor negro concentrado, mientras que en la caldera de poder se combustiona cortezas y otras materias orgánicas. El vapor de baja presión generado en la caldera se utiliza como energía térmica en la planta, mientras que el vapor de alta presión es dirigido hacia la turbina para la generación de energía eléctrica, la cual abastece a la planta y el excedente es vendido al Sistema Interconectado Central.

1.2.6. ÁREA DE CAUSTIFICACIÓN.

El licor verde proveniente de la combustión del licor negro en la caldera recuperadora es mezclado con cal y es sometido a procesos químicos, en donde como resultado final se obtiene cal desde el Horno de Cal.

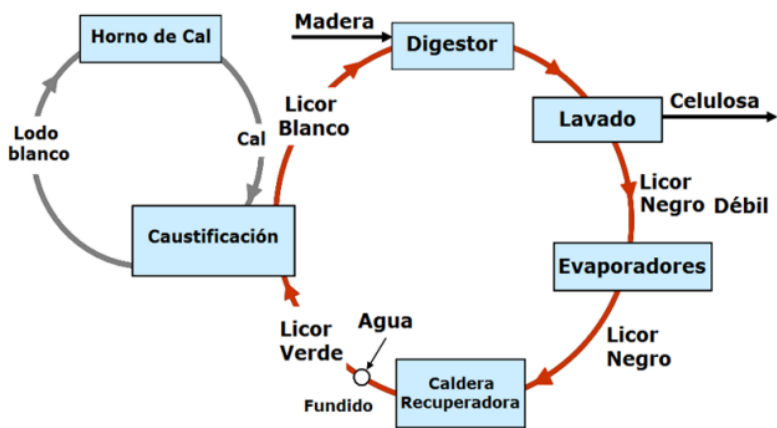


Figura 2: Ciclo Proceso Kraft

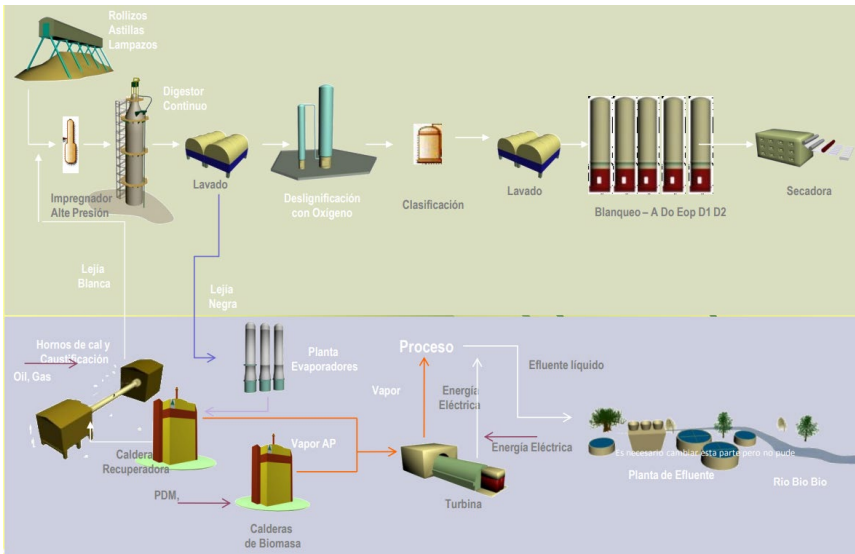


Figura 3: Esquema proceso Planta Santa Fe

1.3. CALDERA

A continuación, se presentarán los principales temas relacionados con las calderas, como la historia, tipos, componentes, funcionamiento, etc. De esta forma se busca dar a conocer la real importancia de este equipo.

1.3.1. HISTORIA DE LA CALDERA

Herón de Alejandría, probablemente en el primer siglo D.C., describió una caldera y una turbina de reacción, pero no formuló sugerencias relacionadas con la aplicación útil del dispositivo. A partir del siglo XVII, se estimuló el rápido desarrollo del empleo de vapor en el ciclo de energía.

Una de las primeras máquinas de vapor de tipo práctico fue la máquina atmosférica de Thomas Newcomen. La caldera utilizada por Newcomen no era otra cosa que un recipiente de cobre de los empleados por los cerveceros. Posteriormente, en 1769, Dionisio Papin crea una caldera, la que generaba vapor durante un corto período de tiempo.

Durante la última mitad del siglo XVIII, en plena revolución industrial el inventor escocés James Watt llevó a cabo mejoras significativas en las primitivas máquinas de vapor, No era otra cosa que un recipiente cerrado que contenía agua y vapor, con la forma de una carreta cubierta y situado sobre un foso de fuego. Lo que con el paso de los años se fue mejorando, siendo la fuente de energía de trenes, barcos y fábricas.

1.3.2. TIPOS DE CALDERA

Los principales tipos de calderas industriales son las calderas acuotubulares y pirotubulares, la diferencia principal entre las dos es la forma en que los gases de combustión y el agua interactúan entre sí.

En una caldera acuotubular, el agua circula por el interior de los tubos, mientras que los gases de combustión circulan por el exterior. Esto permite que el agua se caliente rápidamente y produzca vapor a alta presión. Las calderas acuotubulares son muy eficientes y se utilizan comúnmente en aplicaciones industriales, como la generación de energía y la producción de vapor para procesos industriales.

En una caldera pirotubular, los gases de combustión circulan por el interior de los tubos, mientras que el agua rodea los tubos. Esto significa que el agua se calienta más lentamente que en una caldera acuotubular, pero las calderas pirotubulares son más simples de diseñar y construir, lo que las hace más económicas. Las calderas pirotubulares se utilizan comúnmente en aplicaciones residenciales y comerciales, como la calefacción y el agua caliente sanitaria.

Las calderas acuotubulares tienen una serie de ventajas sobre otros tipos de calderas, entre las que se incluyen:

Mayor eficiencia: Las calderas acuotubulares son más eficientes que las calderas pirotubulares porque el agua se calienta más rápidamente. Esto se debe a que el agua está en contacto directo con los gases de combustión calientes.

Mayor presión: Las calderas acuotubulares pueden producir vapor a mayor presión que las calderas pirotubulares. Esto se debe a que el agua se calienta más rápidamente y se puede almacenar a mayor presión.

Mayor durabilidad: Las calderas acuotubulares son más duraderas que las calderas pirotubulares porque los tubos están protegidos de la corrosión y el desgaste. Esto se debe a que el agua se encuentra en el interior de los tubos, donde está protegida de los gases de combustión.

Menor mantenimiento: Las calderas acuotubulares requieren menos mantenimiento que las calderas pirotubulares. Esto se debe a que los tubos están protegidos de la corrosión y el desgaste.

1.3.3. CALDERA RECUPERADORA

Una caldera recuperadora en la industria de la celulosa es un componente clave en el proceso de producción, diseñado para recuperar el calor residual generado durante la fabricación de pulpa. Aquí hay una descripción general del funcionamiento de una caldera recuperadora en este contexto:

Generación de Pulpa: En la industria de la celulosa, la pulpa se produce a partir de madera u otros materiales fibrosos. Durante este proceso, se generan gases calientes como subproducto.

Recuperación de Calor: La caldera recuperadora se encarga de recuperar el calor contenido en los gases de escape. Estos gases pueden contener una cantidad significativa de calor que de otra manera se perdería.

Recuperador de Calor: El corazón de la caldera recuperadora es el recuperador de calor. Este dispositivo permite transferir eficientemente el calor de los gases de escape a un fluido, generalmente agua, que circula a través del recuperador.

Generación de Vapor: El calor transferido al agua hace que se convierta en vapor. Este vapor generado puede utilizarse para alimentar turbinas que, a su vez, generan electricidad, o para otros procesos en la planta.

Economizador: Algunas calderas recuperadoras incluyen un economizador, que precalienta el agua de alimentación de la caldera utilizando el calor residual antes de que entre en el recuperador principal, aumentando así la eficiencia del sistema.

Control y Monitoreo: La caldera recuperadora está equipada con sistemas de control y monitoreo que supervisan y ajustan parámetros como la temperatura, presión y flujo para garantizar un funcionamiento eficiente y seguro.

Emisión de Gases: Después de la transferencia de calor, los gases de escape más fríos pero aún calientes se expulsan de la caldera a través de una chimenea.

La implementación de calderas recuperadoras en la industria de la celulosa no solo ayuda a reducir la pérdida de energía, sino que también contribuye a la sostenibilidad y eficiencia general del proceso de fabricación. Es importante destacar que los detalles

específicos del diseño y funcionamiento pueden variar según la planta y las tecnologías utilizadas. Además, las regulaciones ambientales y de seguridad juegan un papel crucial en la operación de estas instalaciones.

Tabla 2:Especificaciones Técnicas de la Caldera Recuperadora de Calor

Especificación	Detalle
Fabricante	C.B.C. Industrias Pesadas S.A.
Año de Fabricación/Instalación	1989
Tipo de Combustible	Licor Negro / Petróleo
Superficie Calefacción	20.718 m ²
Generación de Vapor	45.83 Kg/s
Presión de Diseño	82.4 Bar
Presión de Prueba Hidrostática	123.6 bar
Presión de Operación	64 bar
Temperatura del Vapor	455 °C
Nº de Registro	2/14.0/19414 – 14/0269

1.3.4. COMPONENTES

A continuación, se mencionan los principales componentes de las calderas acuotubulares y se realiza una breve descripción.

1.3.4.1. *Hogar Bajo O Cámara De Combustión:*

La cámara de combustión de una caldera recuperadora es el lugar donde se quema el combustible. La cámara de combustión suele estar formada por un recipiente metálico, que está revestido de material refractario para resistir las altas temperaturas de la combustión. La cámara de combustión suele estar equipada con un sistema de ventilación que proporciona el aire necesario para la combustión. La cámara de combustión de una caldera recuperadora debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Resistencia a las altas temperaturas: La cámara de combustión debe ser capaz de soportar las altas temperaturas de la combustión, que pueden alcanzar los 1.000 grados Celsius.
- Resistencia a la corrosión: La cámara de combustión debe ser resistente a la corrosión de los gases de combustión.
- Eficiencia: La cámara de combustión debe ser lo suficientemente grande para que la combustión sea eficiente.

La cámara de combustión de una caldera recuperadora es un componente importante de la caldera, ya que determina la eficiencia y la seguridad de esta. Es importante

elegir una cámara de combustión adecuada para el tipo de caldera y el combustible que se utilizará.

1.3.4.2. *Sobrecalentado*

El Sobrecalentado de una caldera recuperadora tiene las siguientes funciones:

- Sobrecalentador: es un intercambiador de calor que permite elevar la temperatura del vapor saturado que sale del calderín. El vapor saturado tiene una temperatura y una presión específicas, pero al pasar por el sobrecalentador, el vapor se calienta aún más, alcanzando una temperatura y una presión superiores. Está formado por un banco de tubos de acero inoxidable que se calientan con los gases de combustión. Los gases de combustión salen de la cámara de combustión a una temperatura muy alta, por lo que pueden transferir una gran cantidad de calor al vapor saturado.

El sobrecalentador de una caldera recuperadora tiene las siguientes funciones:

- Elevar la temperatura del vapor saturado: permite elevar la temperatura del vapor saturado hasta la temperatura deseada. Esto es importante para aplicaciones que requieren vapor sobrecalentado, como la generación de electricidad o la producción de celulosa y papel.
- Mejorar la eficiencia de la caldera: ayuda a mejorar la eficiencia de la caldera, ya que permite aprovechar el calor residual de los gases de combustión.
- Reducir la corrosión del calderín: ayuda a reducir la corrosión del calderín, ya que el vapor sobrecalentado es menos agresivo que el vapor saturado.

En las calderas recuperadoras de celulosa, el sobrecalentador suele estar ubicado después del recuperador. Esto permite que el vapor saturado se caliente aún más con el calor residual de los gases de combustión.

1.3.4.3. *Banco Generador:*

El banco generador de una caldera recuperadora es un sistema de tubos que se utiliza para calentar el agua o el vapor. Generalmente, está formado por un conjunto de tubos de acero inoxidable que se calientan con los gases de combustión, con el fin de cambiar el estado del agua desde líquido a gaseoso.

1.3.4.4. *Economizador:*

El Economizador es un intercambiador de calor que se utiliza para recuperar parte del calor de los gases de combustión para precalentar el agua de alimentación de la caldera. El economizador se coloca en la salida de los gases de combustión de la caldera, antes de que salgan por la chimenea.

El economizador de caldera tiene las siguientes funciones:

- Recuperar calor: El economizador recupera el calor de los gases de combustión, que de otro modo se perdería.
- Mejorar la eficiencia: El economizador mejora la eficiencia de la caldera, ya que permite utilizar el calor de los gases de combustión.
- Reducir los costes: El economizador puede ayudar a reducir los costes de combustible de la caldera.

1.3.4.5. *Domo:*

El domo de una caldera recuperadora es la parte superior de la caldera, que cubre la cámara de combustión y el banco generador. El domo suele estar formado por una placa metálica, que está revestida de material refractario para resistir las altas temperaturas de la combustión. El domo de una caldera recuperadora es un componente importante de la caldera, ya que contribuye a protegerla y a mantener su eficiencia.

En las calderas recuperadoras de hogar, el domo suele estar hecho de acero inoxidable. El domo suele estar equipado con una tapa de inspección, que permite acceder a la cámara de combustión y al banco generador para realizar tareas de mantenimiento.

1.3.4.6. *Estanques:*

Los estanques de caldera recuperadora son contenedores que se utilizan para almacenar el agua o el vapor que se genera en la caldera. Los estanques de caldera recuperadora pueden ser de dos tipos:

- Estanques de almacenamiento: Los estanques de almacenamiento se utilizan para almacenar el agua o el vapor que se genera en la caldera para su uso posterior.
- Estanques de expansión: Los estanques de expansión se utilizan para absorber las fluctuaciones de presión del agua o el vapor que se genera en la caldera.

1.3.5. FUNCIONAMIENTO DE LA CALDERA

El funcionamiento de una caldera es un proceso relativamente sencillo, pero que requiere de una serie de componentes y procesos para que se lleve a cabo de forma segura y eficiente.

En términos generales, el funcionamiento de una caldera se puede dividir en las siguientes fases:

- Carga de combustible: El primer paso es cargar el combustible que se utilizará para generar calor. El combustible puede ser sólido, líquido o gaseoso. En el caso de las calderas domésticas, el combustible más común es el gas natural.
- Ignición: Una vez que el combustible está cargado, se procede a su encendido. El encendido se puede realizar de forma manual o automática.

- **Combustión:** La combustión es el proceso químico en el que el combustible se combina con el oxígeno para generar calor. La combustión se produce en la cámara de combustión de la caldera.

- **Transferencia de calor:** El calor generado por la combustión se transfiere al fluido caloportador. El fluido caloportador puede ser agua o vapor.

Distribución del calor: El fluido caloportador transporta el calor a los puntos de consumo. Los puntos de consumo pueden ser radiadores, calentadores de agua o sistemas de calefacción central.

En el caso de las calderas recuperadoras, el proceso de funcionamiento es similar, pero se añade una etapa adicional, que es la recuperación del calor residual de los gases de combustión.

La recuperación del calor residual se lleva a cabo mediante un intercambiador de calor, llamado economizador. El economizador se coloca en la salida de los gases de combustión de la caldera, antes de que salgan por la chimenea. El economizador permite recuperar el calor residual de los gases de combustión, que de otro modo se perdería.

El calor recuperado por el economizador se utiliza para calentar el agua de alimentación de la caldera. Esto ayuda a mejorar la eficiencia de la caldera, ya que permite utilizar el calor que de otro modo se perdería.

El funcionamiento de una caldera es un proceso controlado por una serie de sistemas y dispositivos. Estos sistemas y dispositivos garantizan que la caldera funcione de forma segura y eficiente.

Los principales sistemas y dispositivos que controlan el funcionamiento de una caldera son los siguientes:

- **Sistema de control de la combustión:** Este sistema controla la cantidad de combustible y aire que se introduce en la cámara de combustión. Esto ayuda a garantizar que la combustión se produzca de forma eficiente y segura.

- **Sistema de control de la temperatura:** Este sistema controla la temperatura del fluido caloportador. Esto ayuda a garantizar que el fluido caloportador alcance la temperatura adecuada para su uso.

- **Sistema de seguridad:** Este sistema incluye una serie de dispositivos que protegen la caldera en caso de fallos o averías.

El mantenimiento regular de la caldera es esencial para garantizar su funcionamiento seguro y eficiente. El mantenimiento de la caldera debe realizarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

Los principales trabajos de mantenimiento que se deben realizar en una caldera son los siguientes:

- **Limpieza de la cámara de combustión:** La cámara de combustión debe limpiarse regularmente para eliminar los residuos de la combustión.

- Inspección de los componentes: Los componentes de la caldera deben inspeccionarse regularmente para detectar posibles daños o desgaste.
- Cambio de piezas desgastadas: Las piezas desgastadas deben reemplazarse de forma regular para garantizar el funcionamiento seguro de la caldera.

1.4. NORMATIVAS DE LA CALDERA

El Código ASME para Calderas y Recipientes a Presión (ASME BPVC) es una norma de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) que regula el diseño, la construcción, la inspección y las pruebas de calderas y recipientes a presión. El documento está escrito y mantenido por voluntarios elegidos por su experiencia técnica. Es un conjunto de reglas y regulaciones que definen los requisitos mínimos para el diseño, la fabricación, la inspección y las pruebas de calderas y recipientes a presión. El código se basa en principios de ingeniería sólidos y está destinado a garantizar la seguridad y la fiabilidad de estas piezas de equipo importantes. El documento integral que abarca todos los aspectos de las calderas y los recipientes a presión, desde el diseño y la fabricación hasta la inspección y las pruebas. El código se divide en secciones, cada una de las cuales cubre un tema específico. Las secciones del código son las siguientes:

- Sección I: Calderas de potencia
- Sección II: Especificaciones de materiales - Parte A Materiales ferrosos
- Sección III: Recipientes a presión no calderas
- Sección IV: Calderas de calefacción
- Sección V: Examen no destructivo
- Sección VIII: Recipientes a presión
- Sección IX: Cualificación de soldadura
- Sección X: Recipientes a presión de plástico reforzado con fibra de vidrio
- Sección XI: Inspección en servicio de calderas y recipientes a presión
- Sección XII: Transporte y almacenamiento de recipientes

El Código ASME es un documento vivo que se actualiza constantemente para reflejar los últimos avances tecnológicos. El código se actualiza cada dos años y se publican nuevas ediciones en julio de los años pares.

A pesar de ser una norma voluntaria, pero es ampliamente adoptada por la industria. En muchos países, incluido Chile, el Código ASME para Calderas y Recipientes a Presión se adopta por ley. Esto significa que las calderas y los recipientes a presión que se fabrican o importan a estos países deben cumplir con el Código ASME para Calderas y Recipientes a Presión.

Aquí hay algunos de los beneficios de utilizar el Código ASME para Calderas y Recipientes a Presión:

- Seguridad mejorada: diseñado para garantizar la seguridad de las calderas y los recipientes a presión. Al cumplir con el código, los fabricantes pueden ayudar a prevenir accidentes y lesiones.
- Reducción de costos: ayuda a reducir los costos al prevenir accidentes y lesiones. Al cumplir con el código, los fabricantes pueden evitar los costos de litigios y retiros de productos.
- Acceso al mercado incrementado: ampliamente adoptado por la industria. Al cumplir con el código, los fabricantes pueden aumentar su acceso al mercado y vender sus productos en un rango más amplio de mercados.

Si usted es fabricante de calderas o recipientes a presión, es importante cumplir con el Código ASME para Calderas y Recipientes a Presión. El código se basa en principios de ingeniería sólidos y está destinado a garantizar la seguridad de estas piezas de equipo importantes. Al cumplir con el código, puede ayudar a proteger a sus clientes y su negocio.

En Chile, el Código ASME para Calderas y Recipientes a Presión es reconocido como una norma nacional por el Instituto Nacional de Normalización (INN). Esto significa que las calderas y los recipientes a presión que se fabrican o importan a Chile deben cumplir con los requisitos del código.

La construcción y operación de calderas recuperadoras están sujetas a normativas y estándares específicos para garantizar la seguridad, eficiencia y protección del medio ambiente. Estas normativas pueden variar según el país y la región, pero algunas de las pautas y códigos comunes a nivel internacional incluyen:

ASME Boiler and Pressure Vessel Code (Código ASME para Calderas y Recipientes a Presión): Este código es ampliamente reconocido a nivel internacional y establece estándares para el diseño, construcción, inspección y prueba de calderas y recipientes a presión.

Normas ISO (Organización Internacional de Normalización): Las normas ISO, como la ISO 16528 para el diseño y la fabricación de calderas, proporcionan pautas internacionales para la construcción de equipos a presión, incluidas las calderas recuperadoras.

En Chile, las calderas recuperadoras están reguladas por dos normativas ambientales principales:

- El Decreto N° 10 del Ministerio de Salud, que establece las condiciones y requisitos de seguridad que deben cumplir las calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua.
- El Decreto N° 37 del Ministerio del Medio Ambiente, que establece las normas de emisión para las calderas.

El Decreto N° 10 establece los siguientes requisitos para las calderas recuperadoras:

- Las calderas recuperadoras deben estar diseñadas y construidas de acuerdo con las normas técnicas vigentes.
- Las calderas recuperadoras deben estar equipadas con los dispositivos de seguridad necesarios para garantizar su funcionamiento seguro.
- Las calderas recuperadoras deben ser inspeccionadas y mantenidas de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

El Decreto N° 37 establece los siguientes límites máximos de emisión para las calderas recuperadoras:

- Óxidos de nitrógeno (NOx): 600 mg/Nm³
- Óxidos de azufre (SOx): 100 mg/Nm³
- Partículas en suspensión (PM): 100 mg/Nm³

Las calderas recuperadoras que no cumplan con los requisitos establecidos en estas normativas no podrán ser instaladas ni puestas en funcionamiento.

A continuación, se resumen los principales requisitos que deben cumplir las calderas recuperadoras en Chile:

- Requisitos de diseño y construcción: Las calderas recuperadoras deben estar diseñadas y construidas de acuerdo con las normas técnicas vigentes.
- Requisitos de seguridad: Las calderas recuperadoras deben estar equipadas con los dispositivos de seguridad necesarios para garantizar su funcionamiento seguro.
- Requisitos de inspección y mantenimiento: Las calderas recuperadoras deben ser inspeccionadas y mantenidas de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
- Requisitos de emisión: Las calderas recuperadoras deben cumplir con los límites máximos de emisión establecidos en la normativa.

En Chile, las calderas recuperadoras están sujetas a normativas específicas que regulan su diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento. La normativa principal que aborda estos aspectos es la "Norma Chilena Oficial" (NCh) emitida por el Instituto Nacional de Normalización (INN) de Chile. Aquí hay algunas normativas y códigos relevantes:

- NCh 819.Of1995 Calderas para Producción de Vapor: Esta norma establece los requisitos generales para el diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento de calderas, incluidas las calderas recuperadoras, utilizadas para la producción de vapor en Chile.

1.4.1. MODO DE FALLA

Las fallas más comunes en calderas recuperadoras son las siguientes:

1.4.1.1. *Corrosión:*

La corrosión es un proceso químico que puede dañar los componentes de la caldera, como los tubos, las placas y los accesorios. La corrosión puede ser causada por una variedad de factores, como la calidad del agua, la temperatura del fluido caloportador y la presencia de productos químicos corrosivos.

1.4.1.2. *Acumulación de Depósitos Minerales:*

A pesar del tratamiento químico, la acumulación de depósitos minerales, como sarro o escala, en las superficies de intercambio de calor es una preocupación común. Estos depósitos reducen la eficiencia de transferencia de calor y pueden causar sobrecalentamiento de la caldera.

1.4.1.3. *Fuga:*

Las fugas pueden ocurrir en cualquier parte de la caldera, incluyendo los tubos, las juntas y las válvulas. Las fugas pueden causar pérdidas de agua o vapor, lo que puede provocar un funcionamiento incorrecto de la caldera o incluso un accidente.

1.4.1.4. *Sobrecalentamiento:*

El sobrecalentamiento ocurre cuando la temperatura del fluido caloportador supera los límites de diseño de la caldera. El sobrecalentamiento puede causar daños a los componentes de la caldera, como los tubos, las placas y los accesorios.

1.4.1.5. *Falta de agua:*

La falta de agua ocurre cuando el nivel de agua en la caldera cae por debajo de los límites de diseño. La falta de agua puede causar daños a los componentes de la caldera, como los tubos, las placas y los accesorios.

1.4.1.6. *Contaminación del Agua de Alimentación:*

La entrada de impurezas al sistema de agua de alimentación puede afectar la eficacia del tratamiento químico y provocar problemas de rendimiento.

1.4.1.7. *Falla de los componentes:*

Los componentes de la caldera, como los quemadores, los ventiladores, los controles y las válvulas, pueden fallar por una variedad de factores, como el desgaste, el mal funcionamiento y el daño físico. La falla de los componentes puede provocar un funcionamiento incorrecto de la caldera o incluso un accidente.

Para prevenir estas fallas, es importante realizar un mantenimiento regular de la caldera. El mantenimiento regular debe incluir las siguientes tareas:

- Inspección visual: La inspección visual se utiliza para detectar signos de corrosión, fugas, sobrecalentamiento y falta de agua.
- Limpieza: La limpieza se utiliza para eliminar los residuos de la combustión y otros contaminantes que pueden causar corrosión.
- Pruebas no destructivas: Las pruebas no destructivas se utilizan para detectar daños internos a los componentes de la caldera.
- Reemplazo de piezas desgastadas: Las piezas desgastadas deben reemplazarse de forma regular para garantizar el funcionamiento seguro de la caldera.

Además del mantenimiento regular, es importante seguir las instrucciones del fabricante de la caldera. Estas instrucciones incluyen información sobre el funcionamiento, el mantenimiento y las reparaciones de la caldera.

1.5. MANTENIMIENTO

Se define como el conjunto de acciones técnicas, administrativas y de gestión ejecutadas durante el ciclo de vida de un elemento, destinadas a conservarlo o devolverlo a un estado en el cual pueda desarrollar la función requerida de manera segura, confiable, sustentable y eficiente (adaptado de la norma ISO 14224 y UNE-EN 13306). En el ámbito de la ingeniería de planta, el mantenimiento no constituye un gasto operativo aislado, sino una disciplina estratégica de optimización de activos enfocada en maximizar la disponibilidad y la confiabilidad operacional, mitigar los riesgos de fallas catastróficas y garantizar la continuidad operacional bajo estándares de seguridad y normativas vigentes.

1.5.1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO:

Es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos o averías observados en los equipos, una vez que la falla ya ha ocurrido y ha detenido o alterado la función del activo. Se divide en:

1.5.1.1. *Mantenimiento Correctivo Inmediato (o de Emergencia):*

Se ejecuta inmediatamente después de aparecer la falla para recuperar la función del activo de forma urgente, típicamente en equipos críticos donde la parada detiene la producción total.

1.5.1.2. *Mantenimiento Correctivo Diferido:*

La reparación se posterga o programa para una fecha futura debido a que la falla no compromete la seguridad, el medio ambiente, ni detiene el proceso productivo principal

1.5.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

Se ejecuta a intervalos predeterminados o de acuerdo con criterios prescritos, con el objetivo de reducir la probabilidad de falla o la degradación del funcionamiento de un elemento. Se subclasifica en:

1.5.2.1. *Mantenimiento Preventivo Sistemático (Basado en el Tiempo/Uso):*

Las tareas de inspección, limpieza o sustitución de piezas se programan por calendario (ej. cada 6 meses) o por unidades de uso (ej. cada 5.000 horas de operación), independientemente del estado real del equipo.

1.5.2.2. *Mantenimiento Condicional o Basado en la Condición (CBM):*

Las intervenciones se supeditan a la medición de variables de funcionamiento (presión, temperatura, caudal). La acción solo se ejecuta si los valores superan un límite preestablecido.

1.5.3. MANTENIMIENTO PREDICTIVO (PDM):

Tipo avanzado de mantenimiento condicional que utiliza herramientas de diagnóstico no destructivas y análisis estadístico/algorítmico (vibraciones, termografía, análisis de aceite) para predecir el punto exacto de falla antes de que esta ocurra, optimizando el remanente de vida útil del componente.

1.6. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Los ensayos no destructivos (END) son un conjunto de técnicas que se utilizan para evaluar la integridad de materiales o componentes sin dañarlos de forma permanente. Los END se utilizan en una amplia gama de aplicaciones, incluyendo la fabricación, la construcción, la energía, el transporte y la aeronáutica.

Los END se basan en diferentes principios físicos, incluyendo la reflexión de ondas, la absorción de radiación y la interacción de materiales con campos magnéticos. Los métodos de END más comunes son los siguientes:

1.6.1. INSPECCIÓN VISUAL:

La inspección visual es el método de END más sencillo y consiste en examinar el material o componente a simple vista o con ayuda de instrumentos ópticos.

1.6.2. INSPECCIÓN POR LÍQUIDOS PENETRANTES:

La inspección por líquidos penetrantes se utiliza para detectar discontinuidades superficiales. El método consiste en aplicar un líquido penetrante al material o componente y luego aplicar un revelador. Las discontinuidades superficiales absorben el líquido penetrante y lo transfieren al revelador, lo que permite su visualización.

1.6.3. INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS:

La inspección por partículas magnéticas se utiliza para detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales en materiales ferromagnéticos. El método consiste en aplicar un campo magnético al material o componente y luego aplicar partículas magnéticas. Las discontinuidades superficiales y subsuperficiales desvían las partículas magnéticas, lo que permite su visualización.

1.6.4. INSPECCIÓN POR ULTRASONIDOS:

La inspección por ultrasonidos se utiliza para detectar discontinuidades internas en materiales. El método consiste en enviar ondas ultrasónicas al material o componente y luego detectar la reflexión o la atenuación de las ondas.

1.6.5. INSPECCIÓN POR RADIOGRAFÍA:

La inspección por radiografía se utiliza para detectar discontinuidades internas en materiales. El método consiste en exponer el material o componente a radiación ionizante y luego detectar la atenuación de la radiación.

Los END ofrecen una serie de ventajas sobre los ensayos destructivos, como los siguientes:

- No dañan el material o componente: Los END permiten evaluar la integridad de materiales o componentes sin dañarlos de forma permanente. Esto es importante en aplicaciones en las que el material o componente es valioso o no se puede reemplazar fácilmente.

- Son rápidos y eficientes: Los END suelen ser más rápidos y eficientes que los ensayos destructivos. Esto se debe a que los END no requieren la preparación o el desmontaje del material o componente.
- Son seguros: Los END son generalmente más seguros que los ensayos destructivos. Esto se debe a que los ensayos destructivos pueden generar residuos peligrosos o requerir la exposición a radiación ionizante.

Los END son una herramienta importante para garantizar la seguridad e integridad de materiales y componentes. Los END se utilizan en una amplia gama de aplicaciones para detectar discontinuidades que pueden provocar fallas o accidentes.

1.7. NORMATIVAS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

El Código ASME para Examen No Destructivo (ASME BPVC Sección V) es una norma de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) que establece los requisitos para el examen no destructivo (END) de calderas, recipientes a presión y otros componentes estructurales. El código se basa en principios de ingeniería sólidos y está destinado a garantizar la seguridad de estas piezas de equipo importantes.

El Código ASME para END se divide en dos partes:

1.7.1. PARTE 1: REQUISITOS GENERALES

La Parte 1 establece los requisitos generales para el END, como la calificación de los inspectores, la selección de los métodos de END y la interpretación de los resultados del END.

1.7.2. PARTE 2: PROCEDIMIENTOS DE EXAMEN

La Parte 2 establece los procedimientos de END específicos para diferentes tipos de materiales y componentes. Los procedimientos de END cubiertos por el código incluyen:

- Inspección visual
- Inspección por líquidos penetrantes
- Inspección por partículas magnéticas
- Inspección por ultrasonidos
- Inspección por radiografía

El Código ASME para END es una norma voluntaria, pero es ampliamente adoptada por la industria. En muchos países, incluido Estados Unidos, el Código ASME para END se adopta por ley. Esto significa que las calderas, los recipientes a presión y otros componentes estructurales que se fabrican o importan a estos países deben cumplir con los requisitos del código.

CAPITULO II

2. CAPITULO II DIAGNOSTICO DEL PROBLEMA

Desde el año 2008 hasta el 2020 la empresa contratista de inspección a mantenido un plan de inspección preventivo-predictivo genérico y cíclico, el cual se ha conservado a través de los años, no generando una evolución de acuerdo a las experiencias de los eventos (fallas) ocurridos con anterioridad.

El encargado de mantenimiento predictivo por su parte tampoco ha tomado los resguardos necesarios que permitan mantener en funcionamiento permanente la caldera recuperadora, evitando detenciones inesperadas.

Cabe mencionar que, a la empresa de servicio tampoco se les ha otorgado los tiempos ni recursos necesarios para realizar una inspección más exhaustiva de los puntos que históricamente han presentado eventos.

2.1. PLAN DE INSPECCIÓN PLANTA SANTA FE CMPC

A continuación, se adjunta Plan de Inspección y Ensayos para Caldera Recuperadora L2 de Planta Santa Fe, el cual se ha desarrollado de forma rigurosa y está basado en las inspecciones y ensayos realizados en PGP abril 2014 a mayo 2017, de la cual se incluyen las siguientes referencias.

2.1.1. COMPONENTES A INSPECCIONAR Y ENSAYAR

Las zonas de interés para desarrollar el plan de inspección en la caldera recuperadora consideran; Hogar Bajo, Tubos de Nariz, Sobrecalentado, Banco Generador, Economizadores y Domos.

Dentro de las técnicas de inspección se consideran; inspección visual, medición de espesores y líquidos penetrantes.

2.1.1.1. SENTIDO DE NUMERACIÓN TUBOS Y PANELES

Para poder llevar una trazabilidad precisa de la vida útil del equipo es necesario llevar un control exhaustivo de los puntos de medición y que dicha medición se realice en cada detención en el mismo lugar. Este control debe ser riguroso para poder determinar la vida remanente de los componentes y a su vez proyectar tubos a cambio para la detención siguiente. Es por ello que todos los tubos de la caldera recuperadora tienen un sentido de enumeración y seccionados por componentes con sus respectivo espesor nominal y mínimo ASME requerido.

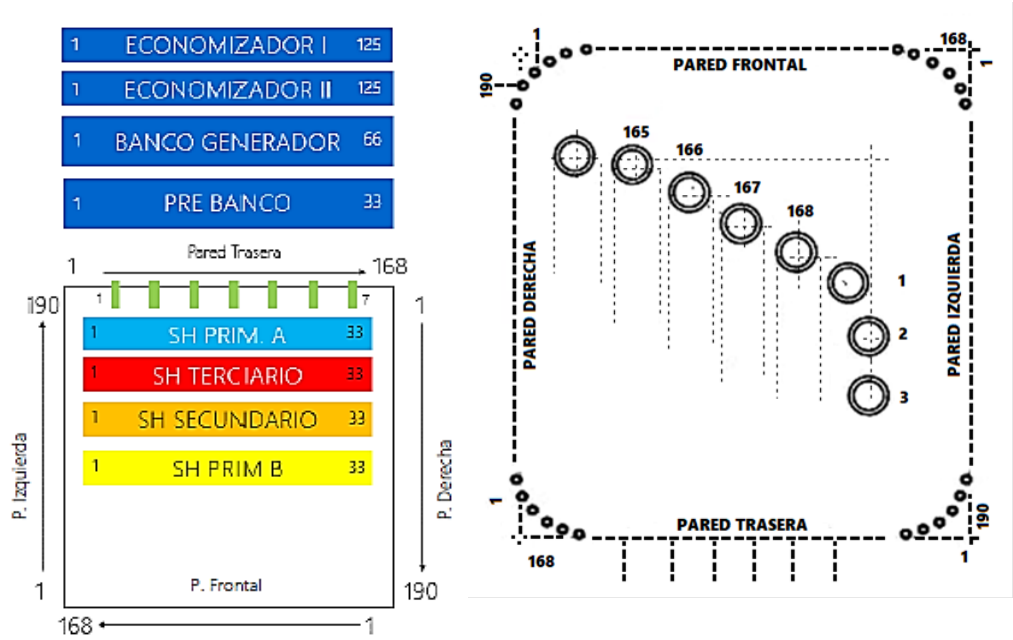


Figura 4: Sentido de numeración tubos y paneles

2.1.2. ESPESORES NOMINALES DE TUBOS DE CALDERA

En la siguiente tabla se establece la línea base de diseño y los criterios de aceptación para el control de integridad estructural de los componentes tubulares de la caldera, en conformidad con el código ASME Sección I (Reglas para la construcción de calderas de potencia).

La gestión del riesgo por mecanismos de daño —tales como la corrosión a alta temperatura, la erosión por cenizas o sopladores de hollín, y fluencia térmica (creep)— exige un monitoreo estricto de los espesores remanentes de los tubos durante las paradas de mantenimiento. Para asegurar la confiabilidad operacional entre campañas, se han definido tres límites críticos por cada zona de intercambio térmico:

- Espesor Nominal: Espesor original de fabricación o diseño de la tubería.
- Espesor Mínimo Requerido ASME: El límite teórico calculado mecánicamente para soportar la presión interna de diseño sin riesgo de ruptura plástica.
- Espesor Mínimo con Factor de Seguridad (F.S.): El umbral operativo real que incorpora un margen preventivo frente a variables operacionales impredecibles y tolerancias del proceso de medición.

La diferencia entre el espesor nominal y el espesor mínimo con factor de seguridad define el Margen de Desgaste Real Admisible. Este indicador es fundamental para la toma de decisiones en campo: cualquier componente que registre lecturas por

ultrasonido (UT) cercanas o inferiores al límite con F.S. debe ser catalogado como prioridad para reparación o reemplazo inmediato.

Tabla 3: Diferencia de Espesores

Zona de la Caldera	Material	Espesor Nominal mm	Espesor Min. Requerido ASME	Espesor Min. Requerido con F.S.
Tubos de Piso	SA 210 A1	6,6	3,6	3,8
Curvas de Piso	SA 210 A1/AISI 304L	6,6	3,6	3,8
Tubos de Pared Bajo Transición	SA210 A1 /SAN 38	6,53	3,6	3,8
Tubos de Pared Sobre Transición	SA 210 A1	5,6	3,5	3,7
Sobrecalentador Primario B	SA 213 – T11	5,1	3,71	3,9
Sobrecalentador Secundario	SA 213 - T22	5,6	4,2	4,4
Sobrecalentador Terciario	SA 213 - T22	6,1	4,7	4,9
Sobrecalentador Primario A	SA 210 A1	5,1	3,34	3,5
Curvas N°1 SH A Loop 1,2 y 2 SH2 Loop 1 y 2	SA 213- T22/SAN 38	6,4	3,38	3,6
Pre-Banco Generador	SA 210 A1	5,6	3,1	3,3
Tubos Rectos Banco Generador	SA 210 A1	4,6	2,8	3,0
Economizador I y II	SA 210 A1	4,2	2,5	2,7
Tubos de Techo	SA 210 A1	5,6	3,5	3,7
Quemador de Carga	SA 210 A1	6,5	3,6	3,8

2.1.3. HOGAR BAJO

Considera la inspección en el interior de la zona baja de la caldera, destacando los LP en las singularidades y ME en los perimetrales de las paredes del hogar, siendo de gran importancia la medición de espesores de la zona de transición, en donde existe un cambio de materialidad de carbono a tubo compuesto.

Tabla 4: Hogar Bajo

ITEM	COMPONENTE	VT	PT	ME	COMENTARIO
1	Aberturas Salidas de Soda	100%	100%	100%	ME Espesor Total y Cladding
2	Entradas de Aire Primario	100%	100%	100%	VT a Castings
3	Entradas de Aire Secundario	100%	100%	100%	VT a Casings
4	Entradas de Aire Terciario	100%	100%	100%	VT a Casings
5	Quemadores de Partida	100%	100%	100%	VT a Casings
6	Mirillas de Inspección	100%	100%	100%	VT a Casings
7	Quemador CNCG	100%	100%	100%	VT a Casings
8	Quemadores de Carga	100%	100%	100%	VT a Casings
9	Tubos de Piso (Z. Transición) PF y PT	100%	-	100%	-
10	Tubos de Piso (Compuestos)	100%	100%	100%	-
11	Curvas de Piso	100%	100%	-	-
12	Sellos Laterales de Piso	100%	-	-	LP según inspección Visual
13	Zona de Transición Paredes	100%	-	100%	
14	Plenum	100%	-	-	
15	Esquina de Seguridad	100%	-	-	
16	Tubos de Pared Perimetrales	100%	-	100%	-

2.1.4. HOGAR ALTO Y SOBRECALENTADO

Ubicado en la zona alta de la caldera en donde la principal inspección es la medición de espesores e inspección visual del componente.

Debido al golpe directo de los gases esta zona se ve altamente afectada por la corrosión por temperatura, principalmente en las curvas de los sobre calentadores

Tabla 5: Hogar Alto

ITEM	COMPONENTE	VT	PT	ME	COMENTARIO
1	Tubos de Pantalla Agua	100%	-	100%	

2	Curvas Sobrecalentador Secundario	100%	-	100%	-
3	T. Rectos Sobrecalentador Secundario	100%	-	100%	-
4	Curvas Sobrecalentador Terciario	100%	-	100%	-
5	T. Rectos Sobrecalentador Terciario	100%	-	100%	-
6	Curvas Sobrecalentador Primario II	100%	-	100%	-
7	T. Rectos Sobrecalentador Primario II	100%	-	100%	-
8	Curvas Sobrecalentador Primario I	100%	-	100%	-
9	T. Rectos Sobrecalentador Primario I	100%	-	100%	-
10	Candados y Clamps Sobrecalentado	100%	-	-	-
11	Tubos de Pantalla Trasera	100%	-	100%	-
12	Nariz de Toro	100%	-	100%	-
13	Tubos Rampa de Nariz de Toro	100%	-	-	-
14	Tubos de techo	100%	-	-	-
15	Aberturas de Deshollinador	100%	-	100%	-

2.1.5. BANCO GENERADOR Y ECONOMIZADORES

El presente documento define el alcance, la cobertura y las técnicas de inspección no destructiva aplicables a los componentes críticos del Banco Generador, Economizador (I y II) y estructuras auxiliares de la caldera.

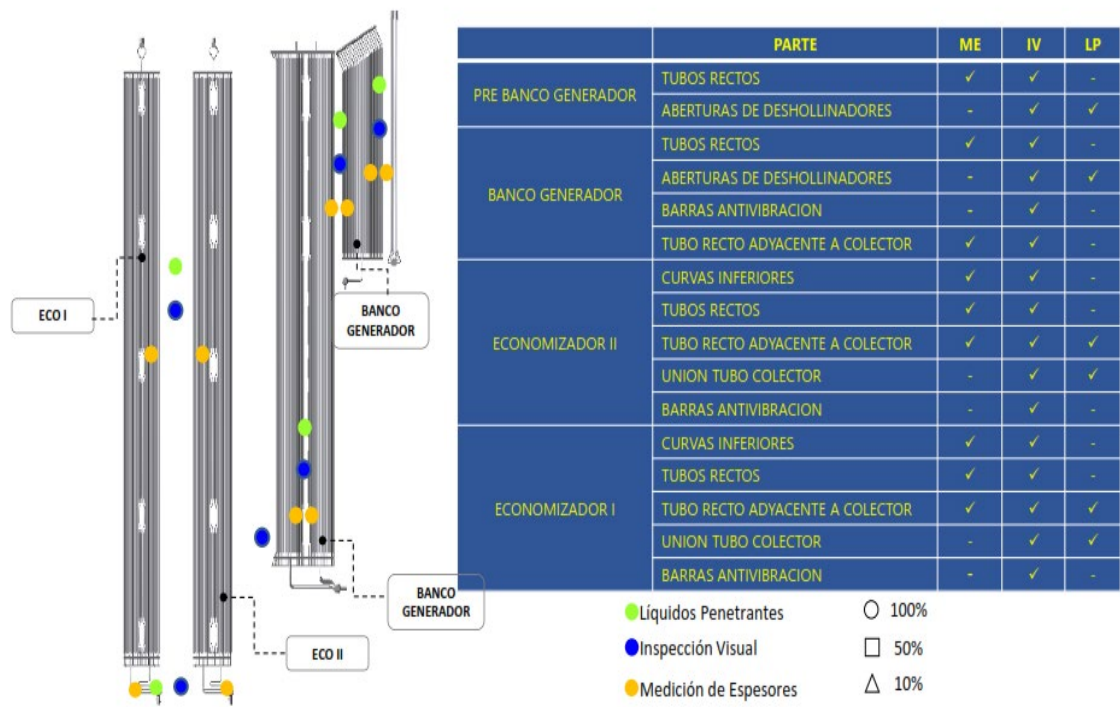


Figura 5: Plan de Inspección BG Y Economizadores

2.1.6. ZONAS DE INSPECCION

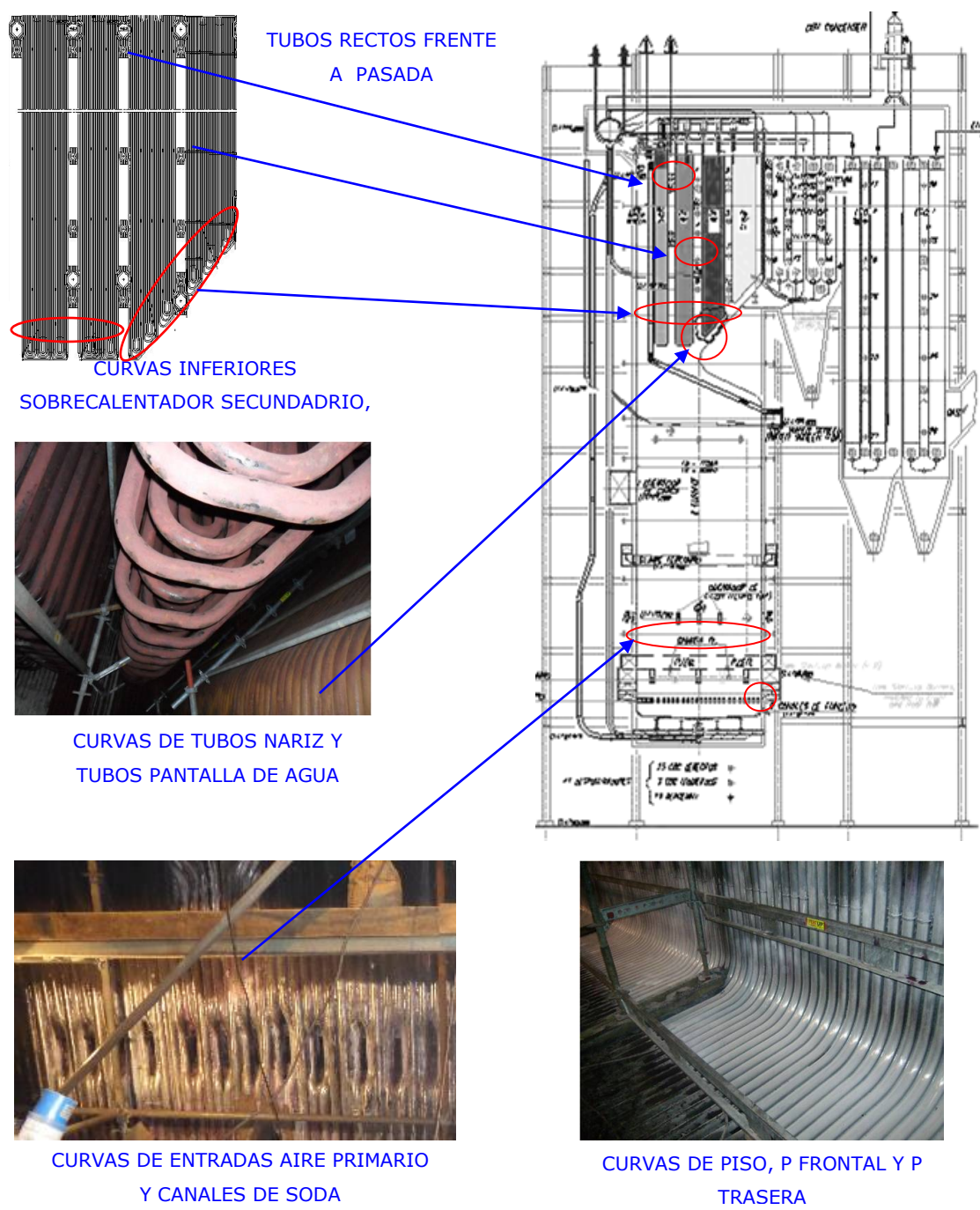


Figura 6: Zonas de inspección

2.1.7. INSPECCIÓN VISUAL

Adicional a las inspecciones convencionales como medición de espesores y líquidos penetrantes es muy importante realizar inspección visual a cada uno de los componentes, para determinar hallazgos como roturas de **casing**, desgastes por erosión, grietas evidentes, etc.

A continuación, se definirán las siguientes zonas para la inspección visual y que permitirán tomar decisiones en las detenciones posteriores.

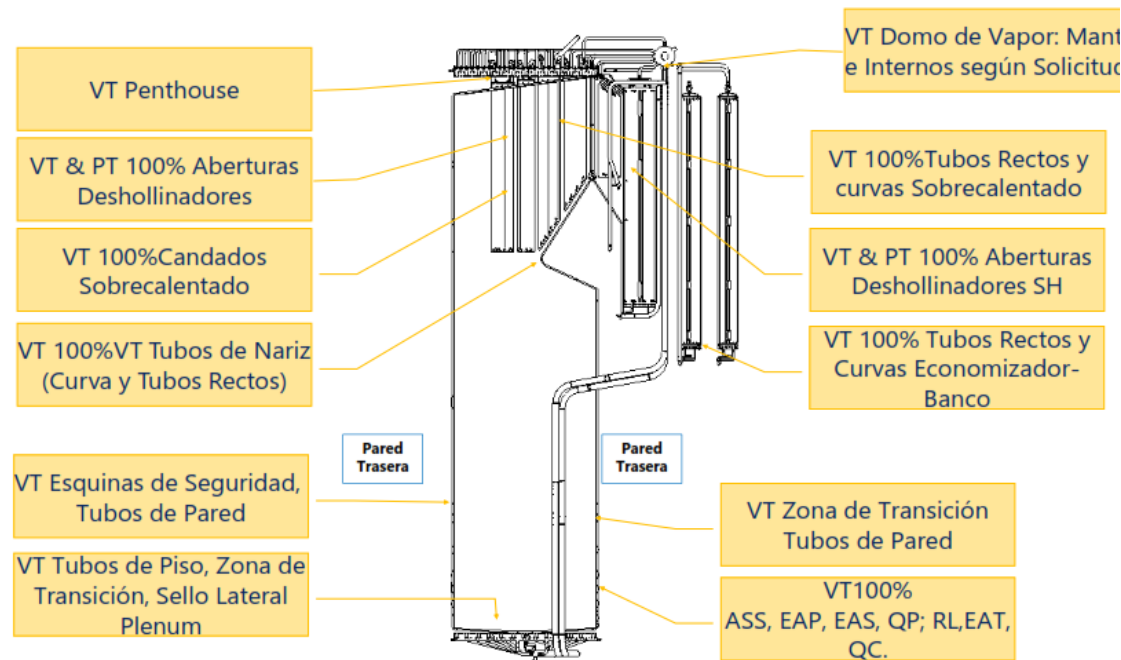


Figura 7: Zonas de inspección de visual

2.2. DETENCIONES NO PROGRAMADAS

Como consecuencia de este plan de inspección acotado ejecutado en la caldera recuperadora L2 de planta santa fe y a la deficiente programación de los recursos y los tiempos de inspección, se ha visto afectada por fallas inesperadas y que han provocado detenciones que afectan directamente la producción de la planta.

2.2.1. FALLAS DURANTE EL PERIODO 2008 -2020

2.2.1.1. FALLA 2008: Banco Generador

Durante el año 2008 se produjo una filtración en tubos del banco generador, provocando una detención inesperada de la caldera. Esta falla se produjo debido a la proyección de una grieta en la aleta o membrana de un tubo recto del banco generador.



Figura 8: Grieta en aleta con proyección al tubo en banco generador. 2008



Figura 9: Barras anti - vibratorias deformadas 2008

2.2.1.2. FALLA 2009: Economizador N°2

Filtración en unión soldada entre tubo recto y minicollector del economizador N°2 ocasionando la detención de la caldera recuperadora y la activación de recursos de reparación de la misma.



Figura 10: Ausencias de barras anti-vibratorias



Figura 11: Rotura en unión tubo colector eco 2

2.2.1.3. FALLA 2010: Banco Generador

Filtración en unión inferior de minicollector de Banco Generador provocando una nueva detención no programada en la caldera Recuperadora.

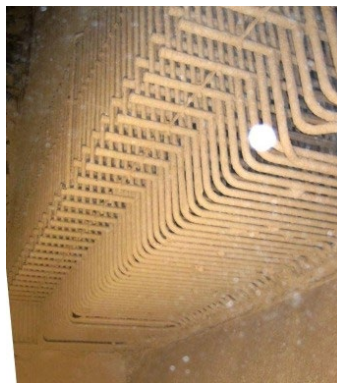


Figura 12: Rotura unión inferior de minicollector

Durante los años 2011 a 2017 no se tiene registro de fallas en estas zonas debido a que la empresa encargada de la inspección no dejó registro de estas mantenciones predictivas

2.2.1.4. FALLA 2019: Economizador N°2

En el año 2019 la caldera vuelve a presentar una falla, ahora producto de una filtración en uno de los caps de los mini colectores del economizador N°2 y debido al mal diseño de fabricación de los caps.

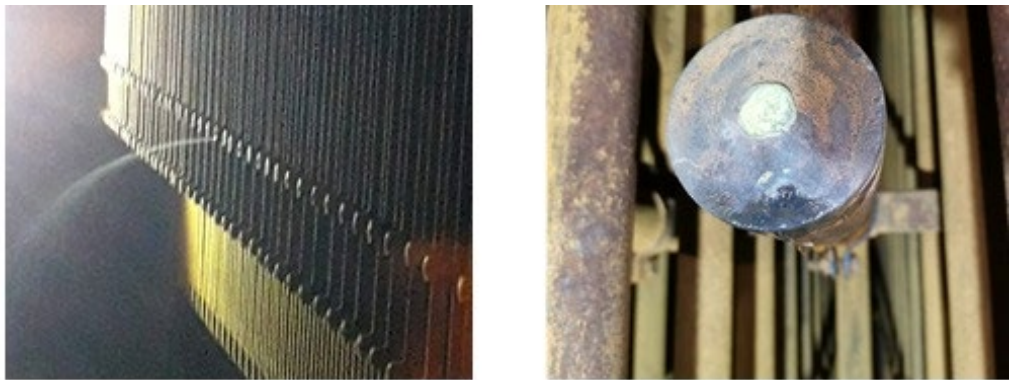


Figura 13: Filtración CAPS Eco 2.

2.2.1.5. FALLA 2020: Banco Generador

En el siguiente registro fotográfico se expone un hallazgo crítico detectado durante la inspección visual de los tubos rectos del banco generador de la caldera. Las imágenes muestran un punto de falla por pérdida de estanqueidad, evidenciando una fuga activa de fluido (fina pulverización/chorro) localizada en la sección superior del doblé de uno de los tubos del banco.



Figura 14: Fractura Panel N°2 tubo N°15 Banco Generador.

2.2.1.6. Falla 2020: Economizador N°2

Debido a la falta de candados y barras anti vibratorias en el economizador N°2 se generó un pandeo en los paneles provocando una nueva detención en la caldera por rotura de tubo recto

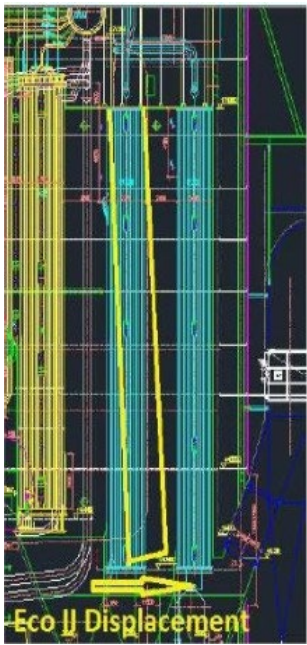


Figura 15: Pandeo de economizador

2.2.2. SECUENCIA DE FALLAS DURANTE EL PERIODO 2008 -2020

Durante el periodo 2008 – 2020 la caldera recuperadora de planta Santa Fe ha presentado la siguiente secuencia de falla principalmente en los economizadores, ya sea en tubos rectos, curvas o caps de los mini colectores

A continuación, se detalla cuadro de resumen con todas las fallas ocurridas en el periodo antes mencionado.

Tabla 6: Resumen fallas periodo 2008 a 2020

AÑO	COMPONENTE	ZONA AFECTADA	TIPO DE FALLA	CONSECUENCIA	INSPECCION RECOMENDADA
2008	Banco Generador	Tubo recto	Grieta en membrana proyectada al tubo	Detención de la caldera y cambio de tubo recto	Inspección visual a todas las membranas de los tubos del banco.
2009	Economizador N°2	Unión tubo-Minicolector	Indicación redondeada	Detención de la caldera y reparación del hallazgo	Líquidos penetrantes en unión soldada tubo-minicolector
2010	Banco Generador	Unión inferior minicolector	Grieta en unión soldada	Detención de la caldera y reparación del hallazgo	Líquidos penetrantes en unión soldada
2019	Economizador	caps	Indicación redondeada por perdida de espesor	Rotura de caps, detención de la caldera y cambio de caps	Medición de espesores y líquidos penetrantes en la totalidad de los caps

2020	Banco Generador	Tubo recto	Grieta entre membrana y tubo recto	Detención de la caldera y cambio de niple (tramo de tubo)	Inspección visual y líquidos penetrantes
2020	Economizador	Tubo recto	Grieta en tubo recto producto del pandeo de los paneles	Rotura de tubo recto y detención de la caldera	Inspección visual a barras anti vibratorias y candados

CAPITULO III:

3. CAPITULO III: PROPUESTA DE MEJORA

Debido a las detenciones inesperadas y a la poca confiabilidad otorgada por el plan de inspección existente, se toma la decisión en conjunto con mantención predictiva de planta, elaborar un plan de mantenimiento predictivo-preventivo de inspección ampliado, abordando zonas no consideradas dentro de los planes de inspección de años anteriores, así como puntos críticos (principales fallas), tiempos de inspección y recursos asociados que permitan lograr la confiabilidad operacional y vida útil de la Caldera Recuperadora.

3.1. COMPONENTES DE LA CALDERA RECUPERADORA L2 SANTA FE

En la siguiente ilustración se detallan visualmente cada uno de los componentes de la caldera Recuperadora línea 2

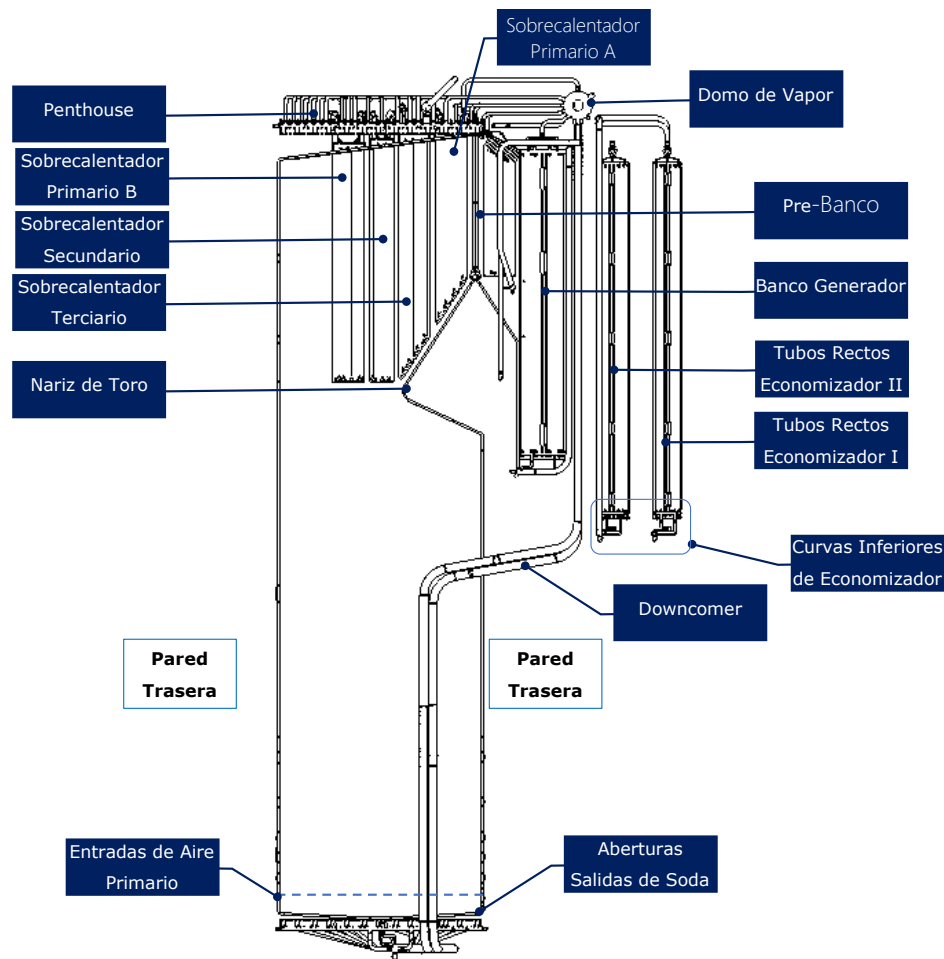


Figura 16: Componentes de la CRL2 Santa Fe

3.2. DISTRIBUCIÓN DE SINGULARIDADES HOGAR BAJO

En la siguiente ilustración se presenta el modelado tridimensional del Hogar Bajo y los esquemas de distribución para las paredes frontal y trasera. El diagrama identifica

la ubicación exacta de las zonas de transición (carbono e inoxidable), los niveles de aire primario y secundario (EAP/EAS), así como las singularidades del sistema (Quemador NCG y Abertura de Cámara TV):

Esta representación gráfica sirve como referencia visual para localizar los puntos críticos de inspección.

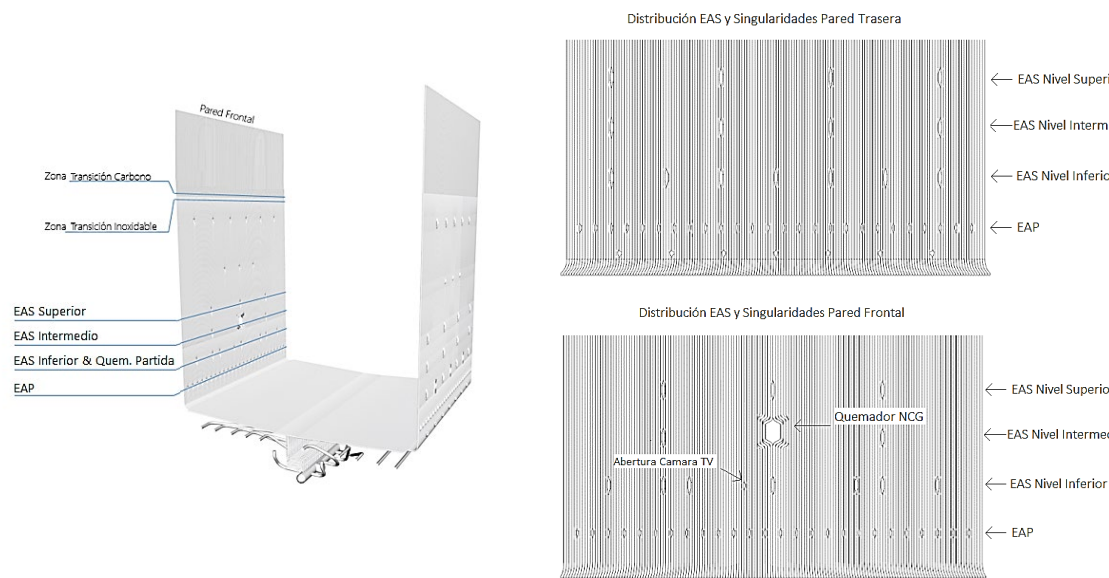


Figura 17: Singularidades del hogar

3.3. ESPESORES DE REFERENCIA

El siguiente cuadro detalla las especificaciones técnicas de los componentes de la caldera Recuperadora línea 2, contrastando el espesor nominal de cada material con los espesores mínimos requeridos bajo la norma ASME y el margen de seguridad aplicado:

Tabla 7: Espesores de Referencia

Zona de la Caldera	Material	Espesor Nominal mm	Espesor Mín. Requerido ASME	Espesor Mínimo ASME+0,2 mm
Tubos de Piso	SA 210 A1	6,6	3,6	3,8
Curvas de Piso	SA 210 A1/AISI 304L	6,6	3,6	3,8
Tubos de Pared Bajo Transición	SA210 A1 /SAN 38	6,53	3,6	3,8
Tubos de Pared Sobre Transición	SA 210 A1	5,6	3,5	3,7

Sobrecalentador Primario B	SA 213 – T11	5,1	3,7	3,9
Sobrecalentador Secundario	SA 213 - T22	5,6	4,2	4,4
Sobrecalentador Terciario	SA 213 - T22	6,1	4,7	4,9
Sobrecalentador Primario A	SA 210 A1	5,1	3,3	3,5
Curvas N°1 SH A Loop 1,2 2 SH2 Loop 1 y 2	SA 213-T22/SAN 38	6,4	3,4	3,6
Pre-Banco Generador	SA 210 A1	5,6	3,1	3,3
Tubos Rectos Banco Generador	SA 210 A1	4,6	2,8	3,0
Economizador I y II	SA 210 A1	4,2	2,5	2,7
Tubos de Techo	SA 210 A1	5,6	3,5	3,7
Quemador de Carga	SA 210 A1	6,5	3,6	3,8

3.4. PLAN DE INSPECCIÓN.

3.4.1. HOGAR BAJO

Alcance y técnicas de ensayos no destructivos (END) programadas para la zona del Hogar Bajo, especificando el porcentaje de cobertura para Inspección Visual (VT), Líquidos Penetrantes (PT) y Medición de Espesores (ME) por cada componente

Tabla 8: Hogar Bajo

ITEM	COMPONENTE	VT	PT	ME	COMENTARIO
1	Aberturas Salidas de Soda	100%	100%	100%	ME Espesor Total y Cladding
2	Entradas de Aire Primario	100%	100%	100%	VT a Castings
3	Entradas de Aire Secundario	100%	100%	100%	VT a Casings
4	Entradas de Aire Terciario	100%	100%	100%	VT a Casings
5	Quemadores de Partida	100%	100%	100%	VT a Casings
6	Mirillas de Inspección	100%	100%	100%	VT a Casings

7	Quemador CNCG	100%	100%	100%	VT a Casings
8	Quemadores de Carga	100%	100%	100%	VT a Casings
9	Tubos de Piso (Z. Transición) PF y PT	100%	-	100%	-
10	Tubos de Piso (Compuestos)	100%	100%	100%	-
11	Curvas de Piso	100%	100%	-	-
12	Sellos Laterales de Piso	100%	-	-	LP según inspección Visual
13	Zona de Transición Paredes	100%	-	100%	
14	Plenum	100%	-	-	
15	Esquina de Seguridad	100%	-	-	
16	Tubos de Pared Perimetrales	100%	-	100%	-

3.4.2. HOGAR ALTO

Programa de inspección para el Hogar Alto y los sobre calentadores, especificando los alcances de Inspección Visual (VT) y Medición de Espesores (ME), así como los requerimientos operativos previos para el acceso seguro a los componentes.

Tabla 9: Hogar Alto

HOGAR ALTO					
ITEM	COMPONENTE	VT	PT	ME	COMENTARIO
1	Tubos de Pantalla Agua	100%	-	100%	Previo armado de andamios
2	Curvas Sobrecalentador Secundario	100%	-	100%	-
3	T. Rectos Sobrecalentador Secundario	100%	-	100%	-
4	Curvas Sobrecalentador Terciario	100%	-	100%	-
5	T. Rectos Sobrecalentador Terciario	100%	-	100%	-
6	Curvas Sobrecalentador Primario II	100%	-	100%	-
7	T. Rectos Sobrecalentador Primario II	100%	-	100%	-
8	Curvas Sobrecalentador Primario I	100%	-	100%	-

9	T. Rectos Sobrecalentador Primario I	100%	-	100%	-
10	Candados y Clamps Sobrecalentado	100%	-	-	-
11	Tubos de Pantalla Trasera	100%	-	100%	-
12	Nariz de Toro	100%	-	100%	-
13	Tubos Rampa de Nariz de Toro	100%	-	-	-
14	Tubos de techo	100%	-	-	-
15	Aberturas de Deshollinador	100%	-	100%	-

3.4.2.1. Medición de espesores hogar alto.

A continuación, se presenta el plano de distribución y mapeo de ensayos para la zona alta de la caldera. Esta representación gráfica define los puntos exactos de control, el alcance del 100% de Líquidos Penetrantes (PT) en las aberturas de deshollinadores de ambas paredes y la metodología de muestreo perimetral en los tubos:

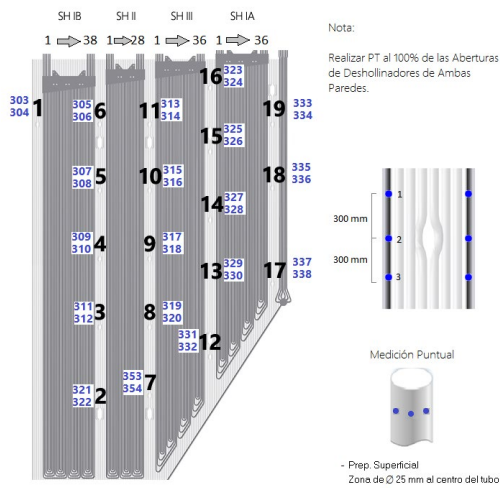


Figura 18: Enumeración de los sopladores de la caldera

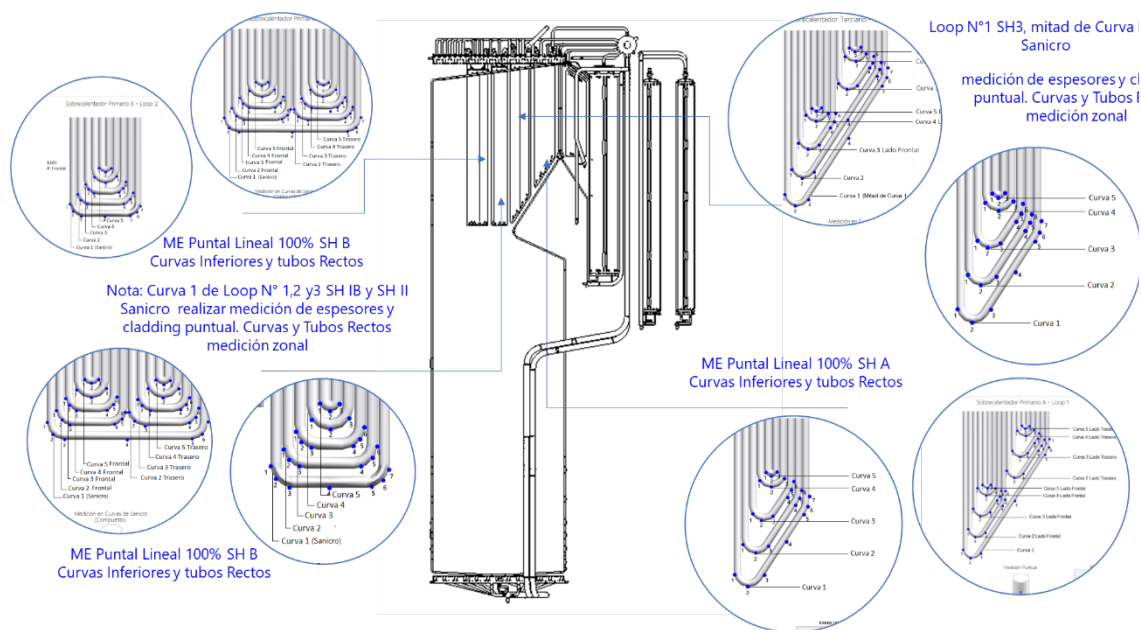


Figura 19: Diagramas de inspección en curvas de sobre calentadores

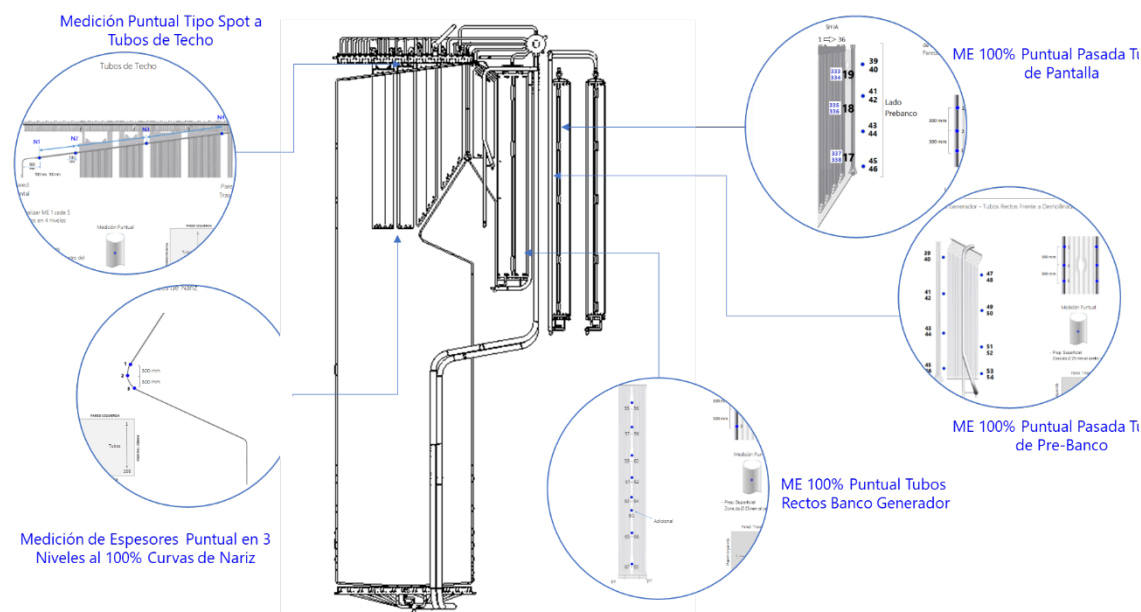


Figura 20: Puntos de inspección en zona de hogar alto

3.5. PLAN AMPLIADO PARA BANCO GENERADOR Y ECONOMIZADORES

Para el desarrollo del estudio se recopilaron y revisaron antecedentes técnicos provenientes de planes de inspección, informes de mantenimiento y registros históricos de fallas ocurridas entre los años 2008 y 2020. Posteriormente se identificaron los componentes que presentaron una mayor recurrencia de fallas y se compararon dichas zonas con la cobertura contemplada en el plan de inspección existente.

A partir de este análisis se determinaron como áreas prioritarias el Banco Generador y los Economizadores. Para estos componentes se elaboró una propuesta de inspección ampliada, considerando inspección visual, medición de espesores y ensayos de líquidos penetrantes según la geometría y condición de cada elemento.

A continuación, se detalla plan de inspección ampliado

Tabla 10: Banco Generador y Economizadores

BANCO GENERADOR & ECONOMIZADORES						
ITEM	COMPONENTE	VT	PT	ME	COMENTARIO	
1	Tubos Rectos nivel Sopladores Banco	100%	-	100%	Asegurar ME	
2	Curvas Banco Generador	100%	100%	100%		
3	Sistema Antivibración banco generador	100%		-	Verificar la existencia de todas las abrazaderas y barras antivibratorias	
4	Unión Soldada Mini Colectores banco generador	100%	100%	-		
5	Aberturas de Deshollinador banco generador	100%	100%	-		
6	Tubos Rectos nivel Sopladores Eco I y II	100%	-	- 100%	Asegurar armando de andamios	
7	Curvas Economizadores	100%	-	50%	-	
8	Unión Soldada Mini Colectores economizadores	100%	100%	-		
9	Aberturas de Deshollinador	100%	-	-	asegurar acceso	
10	Caps banco generador y economizadores	100%	- 100%		Se recomienda el cambio del 100% de caps existentes	

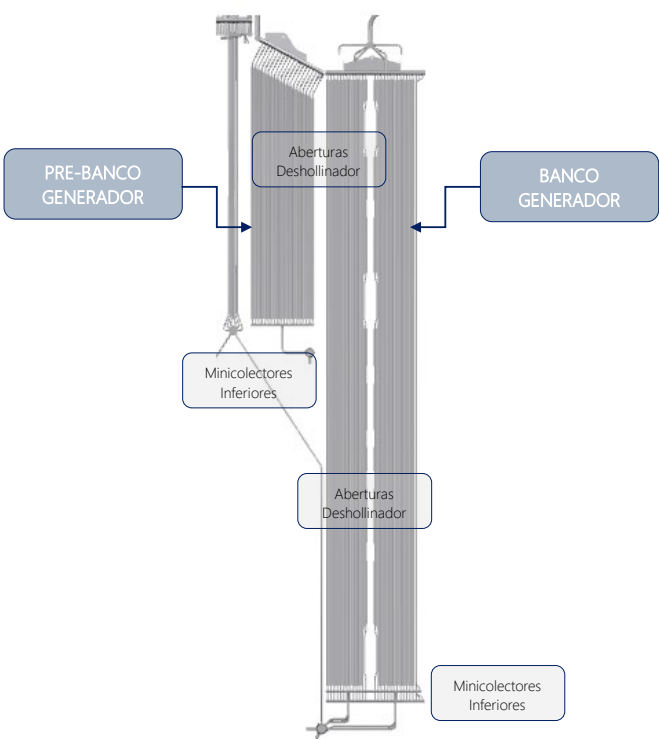


Figura 21: Banco Generador y Pre-banco

3.5.1. CURVAS BANCO GENERADOR

Considerar realizar Ensayos de Líquidos Penetrantes o Partículas Magnéticas a uniones Soldadas entre tubo y Colector y Curvas Inferiores Banco Generador, con la finalidad de detectar indicaciones y discontinuidades tanto en las juntas como en el material base.

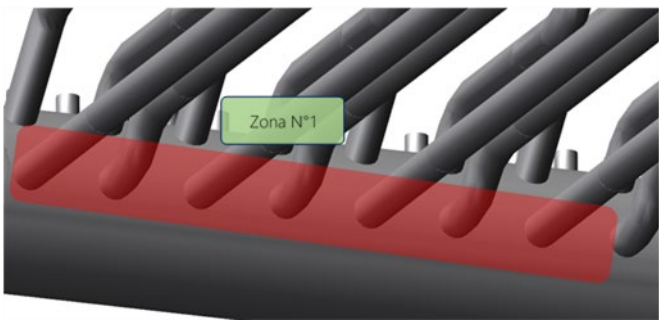


Figura 22: Unión tubo colector

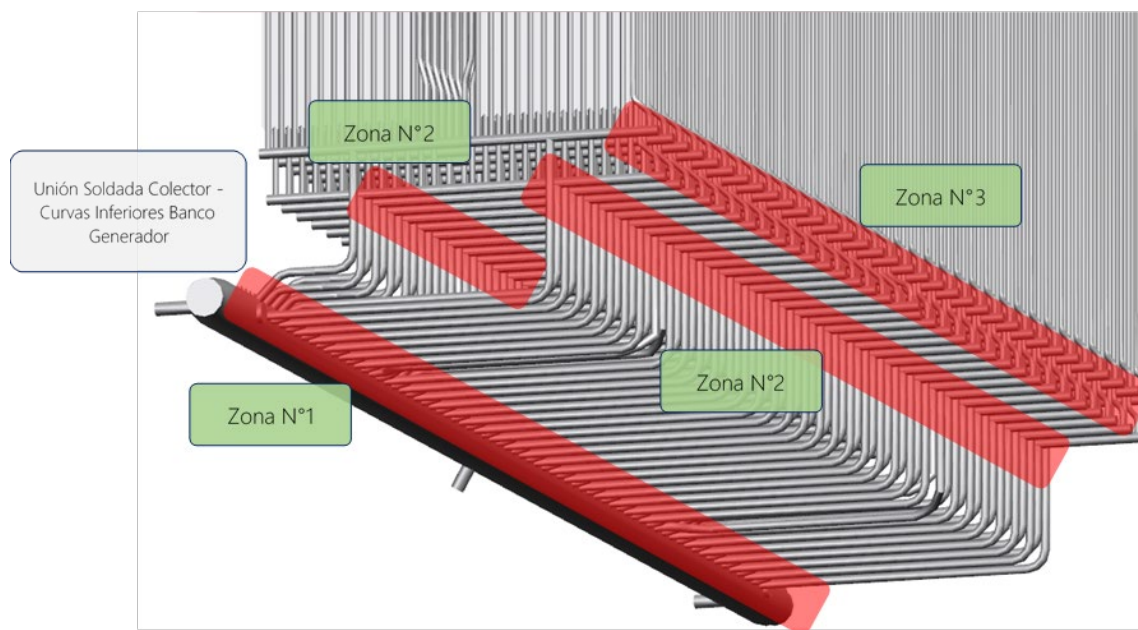


Figura 23: zonas de interés en banco generador

- Zona N°1: Unión soldada entre tubo y colector
- Zona N°2: Unión soldada inferior de mini colector tubo recto
- Zona N°3: Unión soldada de los cap de mini colectores

3.5.2. SISTEMA ANTIVIBRACIÓN

Según lo planificado, mantener inspección visual a sistema antivibración ubicado principalmente a nivel mini colectores inferiores de Banco Generador, con la finalidad de detectar roturas y deformaciones, que pueden comprometer su integridad estructural, permitiendo el libre movimiento de los tubos rectos generando vibración.

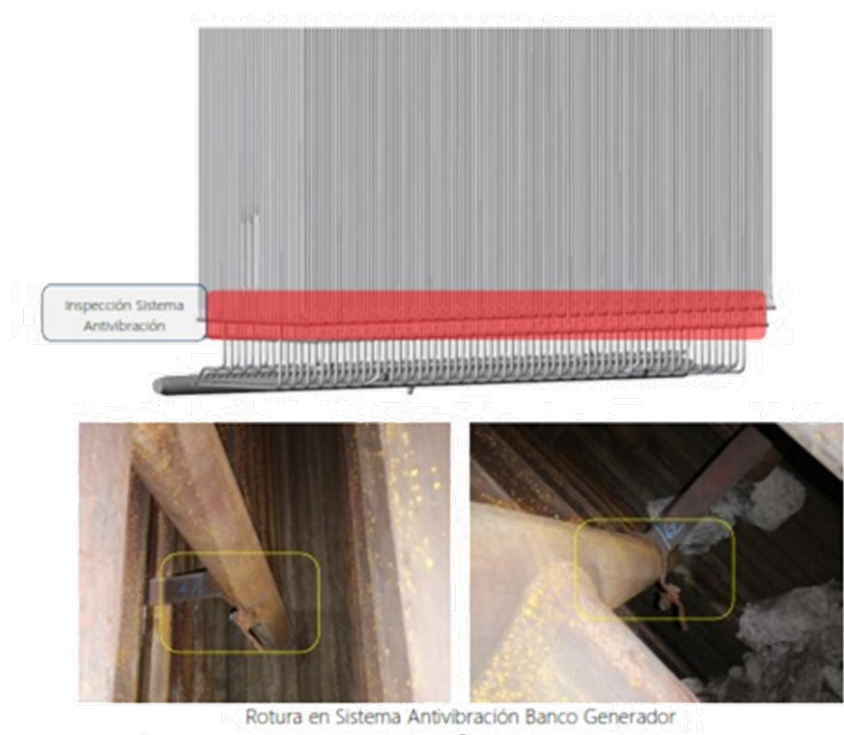


Figura 24: Rotura en Sistema Antivibración Banco Generador

3.5.3. ABERTURAS DE DESHOLLINADOR BANCO GENERADOR

Según lo planificado mantener inspección mediante ensayos Líquidos penetrantes a aberturas de deshollinador, considerar que debido a la geometría de Banco Generador solo es posible inspeccionar desde zonas interior, las aberturas de deshollinador N° 55, 56, 59, 67 y 68.

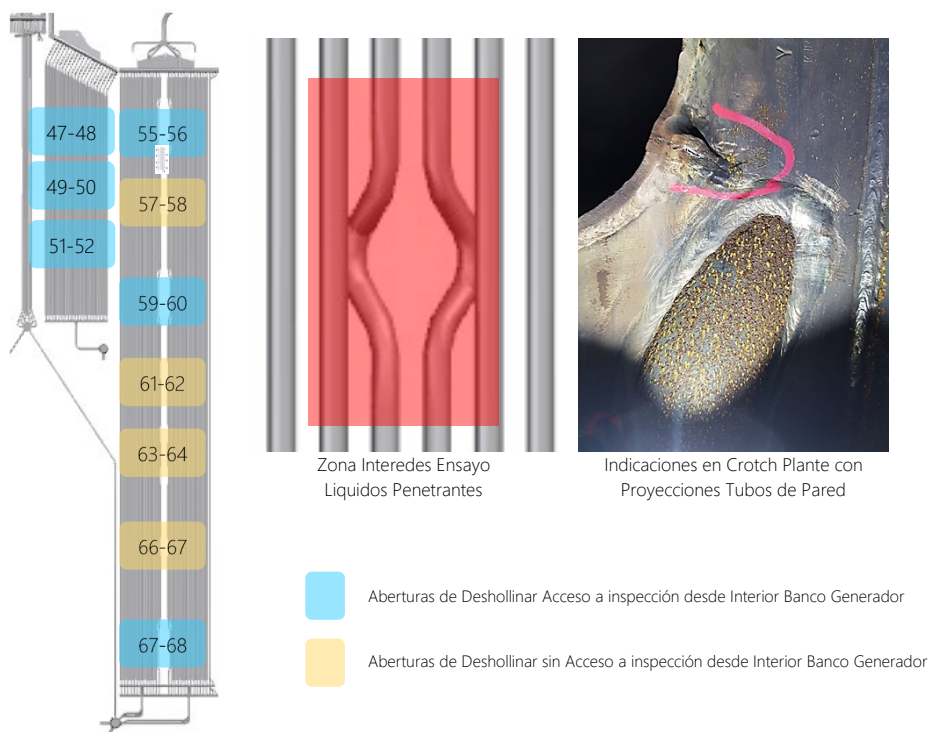


Figura 25: Zona de interés en aberturas de deshollinador

3.5.4. INSPECCION EN ECONOMIZADORES

Realizar medición de espesores al 100 por ciento de los tubos rectos adyacentes a colectores y curvas del economizador N°1 y economizador N°2. Además, efectuar ensayos de líquidos penetrantes en unión soldada tubo colector, unión soldada inferior de mini colectores y al cien por ciento de los caps de los componentes. A continuación, se detallan y especifican las zonas de interés.

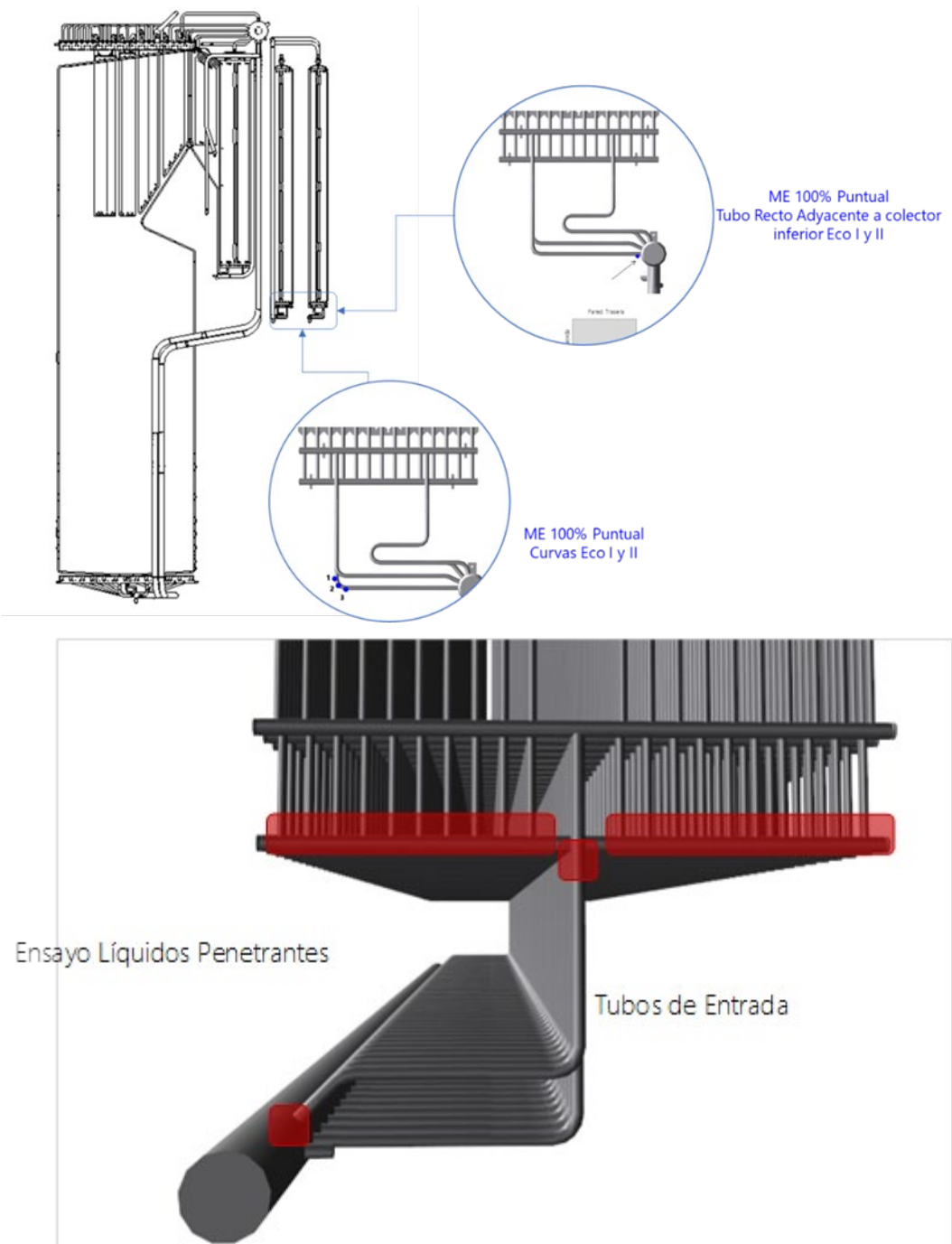


Figura 26: Cobertura de inspección en economizadores

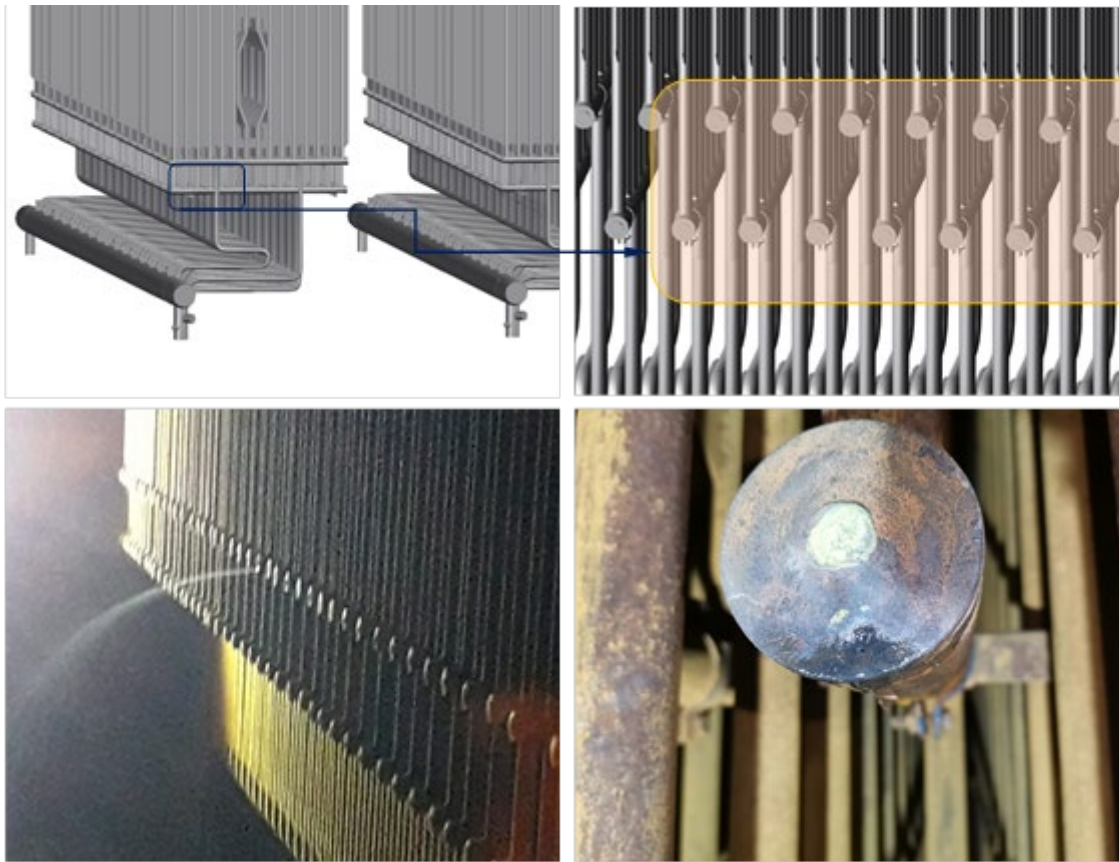


Figura 27: zona de cap en economizadores N°1 Y N°2

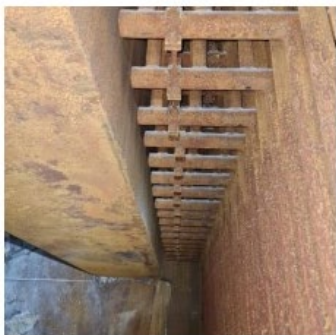


Figura 28: Economizador I – Lado Pared Trasera



Figura 29: Economizador I – Lado Pared Frontal



Figura 30: Economizador II – Lado Pared Trasera



Figura 31: Economizador II – Lado Pared Frontal

Adicional al incremento en la cobertura de inspección se propone realizar el cambio de cap planos por caps tipo esféricos, ya que estos no están diseñados para soportar grandes presiones, debido a que la presión interna empuja directamente contra la superficie plana, generando altos niveles de tensión y flexión en los bordes (donde la tapa se une al cuerpo cilíndrico) provocando pérdidas de espesor y discontinuidades en las uniones soldadas.

Este mecanismo de falla se puede eliminar remplazándolos por cabezales esféricos o semi esféricos los cuales pueden soportar mucho mejor las presiones altas y extremas. Al no tener esquinas o ángulos rectos, no presentan puntos de concentración de tensiones.



Figura 32: Caps Planos



Figura 33: Caps Esféricos

La propuesta desarrollada permite abordar directamente las debilidades detectadas en el plan actual, incorporando una mayor cobertura de inspección en zonas críticas, así como una metodología más rigurosa basada en ensayos no destructivos y control sistemático de espesores.

Esto permite mejorar significativamente la capacidad de detección temprana de fallas, optimizando la planificación del mantenimiento y aumentando la confiabilidad operacional de la caldera.

CAPITULO IV

4. CAPITULO IV: VALORIZACIÓN

4.1. SERVICIO CALDERA RECUPERADORA L2 PGP SANTA FE L2

La gestión de la integridad estructural de la caldera durante una parada de planta requiere de una planificación logística rigurosa para evitar la saturación de los frentes de trabajo y la extensión del camino crítico. Con el objetivo de optimizar la disponibilidad del equipo y garantizar una transición eficiente entre la detección de defectos y su reparación, se desarrolló un modelo dinámico de asignación de recursos humanos especializado en Ensayos No Destructivos (END).

En la siguiente tabla se expone el cronograma de distribución y asignación del personal técnico por componente mecánico durante el período comprendido entre el día 1 al día 6, considerados en primera instancia para el desarrollo del plan de inspección convencional. La matriz discrimina la carga operativa en turnos diurnos (TD) y nocturnos (TN), permitiendo visualizar el dimensionamiento de las cuadrillas en las áreas críticas de la caldera.

Tabla 11: Cronograma distribución de Recursos

	DIA 1		DIA 2		DIA 3		DIA 4		DIA 5		DIA 6	
Componente	TD	TN	TD	TN	TD	TN	TD	TN	TD	TN	TD	TN
SOBRECALENTADO	8	8	5	5	5	5	4	4	5	5	5	5
HOGAR			3	3	3	3	3	3	2	2	2	2
PRE-BANCO							1	1				
BANCO GENERADOR									1	1	1	1
ECONOMIZADOR									1	1	1	1
TOTAL GRUPOS	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9

4.2. COSTOS ASOCIADOS A INSPECCIÓN EN CALDERA RECUPERADORA

A continuación, se presenta el desglose presupuestario correspondiente al servicio de inspección de la caldera recuperadora. En esta estructura económica se cuantifican los costos directos e indirectos del proceso, tales como mano de obra, equipamiento, consumibles y logística, consolidando un presupuesto total de \$69,889,609 para esta fase operativa.

Tabla 12: Desglose de costos servicio de inspección

ITEMS	DESCRIPCIÓN	TOTAL
1	Mano de Obra	\$20,193,800
2	Equipos	\$3,065,280
3	Servicios	\$11,210,520

4	Materiales y Fungibles	\$2,140,579
5	Gastos Generales	\$2,925,200
6	Personal de Apoyo	\$3,213,600
7	Elementos de protección Personal	\$10,750,110
8	Estadía	\$11,709,040
9	Utilidades	\$4,681,480
	Total	\$69,889,609

4.3. GRUPOS ASOCIADOS AL PLAN DE INSPECCION AMPLIADO

En la siguiente tabla de distribución cuantitativa se contempla la convivencia de los planes preventivos, extendidos y correctivos a lo largo de trece ventanas operativas (Turnos T1 a T13). La estructuración de este histograma responde matemáticamente a la tasa de liberación de componentes y a la necesidad de implementar técnicas de control avanzado, tales como Ultrasonido Arreglo de Fases (UTPA) y Radiografía Industrial (Rx), de forma simultánea a las reparaciones mecánicas.

A continuación, se desglosa la matriz de asignación de personal técnico, evaluadores y especialistas requerida para asegurar la calidad y el cumplimiento del alcance de inspección propuesto:

Tabla 13: Matriz de Recursos

	DIA 1			DIA 2		DIA 3		DIA 4		DIA 5		DIA 6	
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13
TOTAL, GRUPOS HISTOGRAMA	0	20	20	20	25	25	17	0	0	0	0	0	0
TOTAL, GRUPOS	0	20	20	20	19	19	11	19	0	0	0	0	0
GR. END PLAN PREVENTIVO	0	10	10	10	10	10	10	10	0	0	0	0	0
EVALUADOR PLAN PREVENTIVO	0	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0
GR. END PLAN EXTENDIDO	0	10	10	10	9	9	1	0	0	0	0	0	0
EVALUADOR PLAN EXTENDIDO	1	0	0	1	1	1	1	1	3	3	2	2	1
GR. END CORRECTIVO	0	0	6	6	6	6	6	9	9	9	9	9	9
GR. RX CORRECTIVO	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GR. UTPA CORRECTIVO	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
BEFT &UTPA&END	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
TOTAL GRUPOS PLAN AMPLIADO	0	20	26	26	31	31	23	9	9	9	9	9	9

4.4. COSTO ASOCIADOS AL PLAN DE INSPECCION AMPLIADO

El desarrollo de una campaña de mantenimiento predictivo y control de calidad no solo exige viabilidad técnica y logística, sino también un respaldo económico estandarizado que justifique la asignación de recursos financieros. Con el propósito

de dimensionar el costo total de la campaña de inspección y evaluar el impacto financiero de cada fase operativa, se estructuró el presupuesto consolidado del proyecto.

La valorización del servicio discrimina los costos asociados a las actividades de diagnóstico masivo basal frente a los frentes de respuesta correctiva y tecnologías de alta resolución. Esta estructura de costos permite cuantificar el esfuerzo financiero requerido para transaccionar desde un esquema preventivo hacia un modelo de aseguramiento de calidad metalúrgica.

A continuación, en el cuadro, se desglosa el presupuesto maestro del servicio de inspección para la campaña de la caldera:

Tabla 14:Presupuesto de Servicio de Inspección

Items	Descripción	Valor
1	Valorización Plan Preventivo	\$69,889,609
2	Valorización Plan Ampliado	\$24,979,038
3	Valorización Plan Correctivo	\$26,205,953
4	Valorización volumétrica UTPA& RX	\$23,942,277
5	TOTAL, VALORIZACIÓN DEL SERVICIO	\$145,016,877

4.5. RESUMEN DE VALORIZACIÓN DEL SERVICIO DE INSPECCIÓN Y ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Tabla 15: Resumen Valorización de servicios de inspección

Ítem	Descripción del Componente Presupuestario	Valor del Servicio (CLP)	Participación Porcentual (%)
1	Valorización Plan Preventivo	\$69.889.609	48,19%
2	Valorización Plan Ampliado (Extendido)	\$24.979.038	17,22%
3	Valorización Plan Correctivo	\$26.205.953	18,07%
4	Valorización Volumétrica Avanzada (UTPA & Rx)	\$23.942.277	16,51%
5	TOTAL VALORIZACIÓN DEL SERVICIO	\$145.016.877	100,00%

4.6. ANÁLISIS FINANCIERO

El desglose presupuestario expuesto en el Cuadro X.Y refleja una estrategia de inversión equilibrada entre la detección temprana y el aseguramiento de la calidad, aportando tres conclusiones analíticas fundamentales para la viabilidad del proyecto:

4.6.1. PREDOMINANCIA DEL DIAGNÓSTICO BASAL (PLAN PREVENTIVO):

El Plan Preventivo constituye el núcleo financiero del proyecto, concentrando el **48,19%** del presupuesto total. Este comportamiento financiero se justifica técnicamente, ya que el barrido masivo por ultrasonido convencional (UT), la inspección visual (VT) y los ensayos superficiales iniciales representan la mayor cobertura física dentro de la caldera. Financieramente, esta inversión inicial reduce la incertidumbre operativa y fundamenta la toma de decisiones para las etapas posteriores.

4.6.2. EQUILIBRIO OPERATIVO DE CONTINGENCIA (PLAN AMPLIADO Y CORRECTIVO):

Los planes Ampliado y Correctivo registran una participación casi simétrica del **17,22%** y **18,07%** respectivamente. Esta distribución demuestra que el modelo presupuestario asigna una capacidad financiera equivalente tanto para la extensión de la búsqueda en zonas de sospecha secundaria, como para la reparación física de los defectos detectados. Mantener este equilibrio evita sobrecostos imprevistos durante la parada de planta.

4.6.3. INVERSIÓN EN CONFIABILIDAD METALÚRGICA (UTPA & RX):

La inspección volumétrica avanzada absorbe el **16,51%** de los recursos financieros. Aunque representa el menor porcentaje del total, su valor unitario por frente de trabajo es elevado debido al uso de tecnología de punta y especialistas calificados. Desde la perspectiva de la gestión de activos, este costo se traduce en una inversión de mitigación de riesgos: asegurar la calidad de las uniones soldadas mediante Phased Array y Radiografía previene fallas catastróficas por rotura de tubos durante la puesta en marcha, cuyo costo de lucro cesante superaría exponencialmente la valorización total de este servicio.

4.7. EVALUACION DE COSTO-BENEFICIO Y ANÁLISIS DE LUCRO CESANTE (E_L)

La Planta Celulosa Santa Fe, genera un estimado bruto de **US\$ 2,61 millones diarios** (aproximadamente **\$2.426 millones de pesos chilenos** al día), operando bajo condiciones estables de mercado.

Para validar el retorno de la inversión (ROI) del presupuesto maestro de inspección desarrollado en los apartados anteriores, se requiere correlacionar el costo de los servicios de Ensayos No Destructivos (END) frente al impacto financiero derivado de la indisponibilidad operativa del activo. En el contexto de la gran industria de procesos, específicamente tomando como caso de estudio de alta complejidad la **Planta Celulosa Santa Fe (Empresas CMPC)**, las desviaciones imprevistas en los

componentes mecánicos de la caldera conllevan pérdidas de facturación masivas de naturaleza no lineal.

Considerando los parámetros físicos y las realidades del mercado internacional, se han definido las siguientes variables base para el modelado económico:

- Capacidad de Diseño de Planta (C_p): 1.500.000 ADt/año de Celulosa Kraft Blanca de Eucalipto.
- Disponibilidad Operacional Planificada (D_0): 345 días de operación efectiva (descontando mantenimientos estructurales).
- Precio Spot de Mercado (P_m): Valor de equilibrio de US\$600 por tonelada métrica de fibra corta.
- Tasa de Cambio Base (TC): Valor estandarizado de CLP/USD 930

4.7.1. IMPACTO DEL LUCRO CESANTE:

Este cálculo demuestra el impacto financiero de las paradas de mantenimiento. Cada día que la planta se detiene por fallas no programadas, la empresa deja de percibir más de \$2.400 millones de pesos en ingresos brutos. Esto justifica plenamente la inversión en planes preventivos, correctivos y ensayos avanzados (como los analizados anteriormente).

4.7.2. VOLATILIDAD DEL COMMODITY:

El precio de la celulosa es altamente cíclico. Una fluctuación de US\$ 50 en el precio de la tonelada puede alterar el ingreso diario en más de US\$ 217.000.

4.7.3. COSTOS OPERACIONALES (OPEX):

Es importante aclarar en el texto que esta cifra representa ingresos brutos por venta (facturación) y no la utilidad neta, la cual depende del costo de la madera, la energía, los químicos y la logística de transporte hacia los puertos de exportación.

4.8. ALGORITMO DE CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DEL COSTO POR HORA(C_h)

El flujo metodológico para determinar la pérdida por lucro cesante bruto por cada hora de detención imprevista se desarrolla mediante las siguientes ecuaciones continuas:

4.8.1. PRODUCCIÓN FÍSICA DIARIA (P_d):

$$P_d = \frac{C_p}{D_o} = \frac{1.500.000 \text{ t/año}}{345 \text{ días/año}} \approx 4.347,83 \text{ toneladas/día}$$

4.8.2. INGRESO BRUTO DIARIO (I_d) EN DIVISA:

$$I_d = P_d \times P_m = 4.347,83 \text{ t/día} \times \text{US\$ } 600/\text{t} \approx \text{US\$ } 2.608.695,65/\text{día}$$

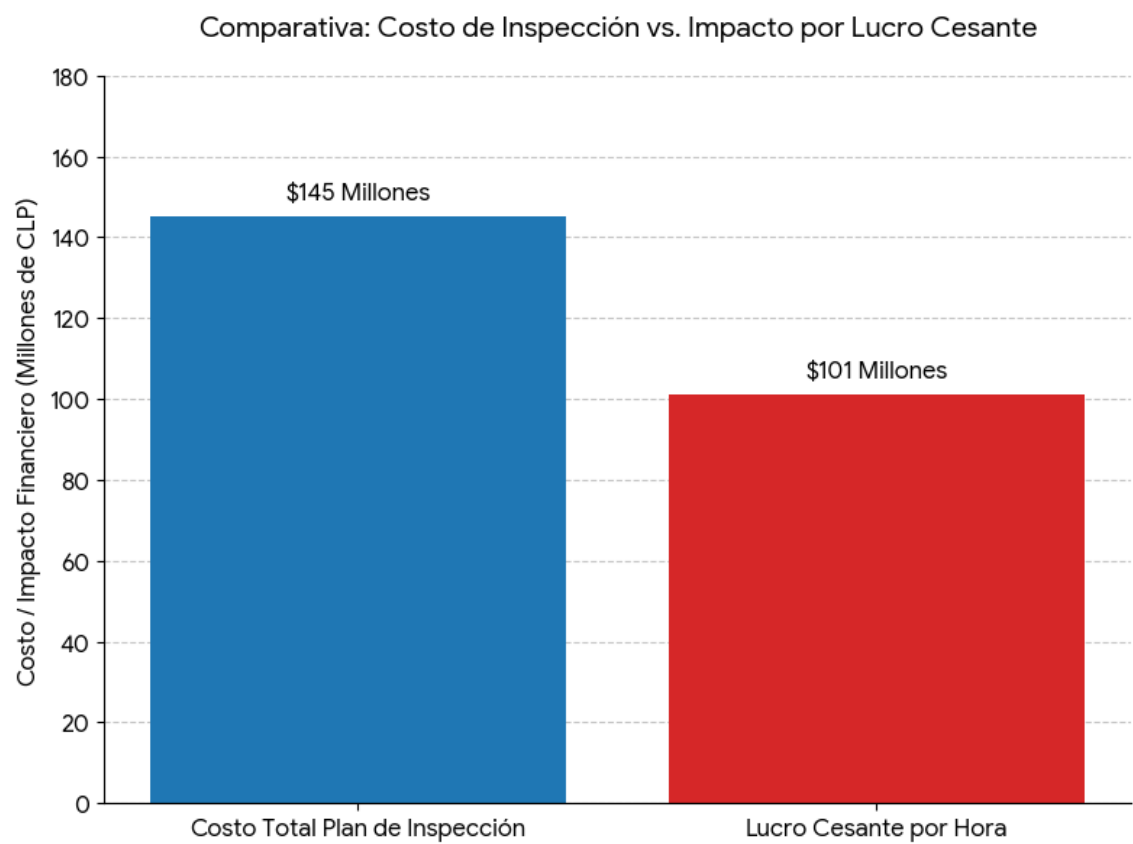
4.8.3. COSTO UNITARIO POR HORA DE LUCRO CESANTE (C_h) EN MONEDA NACIONAL:

$$C_h = \frac{I_d \times TC}{24 \text{ horas}} = \frac{\text{US\$ } 2.608.695,65 \times \$930}{24 \text{ horas}} \approx \text{\$101.086.957 CLP/hora}$$

4.9. DISCUSIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO DE INSPECCIÓN

Al confrontar el Costo por Hora de Lucro Cesante (\$101.086.957 CLP/hora) con el presupuesto consolidado del servicio de inspección y END (\$145.016.877 CLP), se devela una asimetría financiera altamente favorable para la aprobación del proyecto. Este análisis permite concluir las siguientes premisas de confiabilidad:

- Presupuesto Total Inspección END: \$145.016.877 CLP
- Equivale a: 1,43 Horas (86 Minutos) de Lucro Cesante



4.9.1. PUNTO DE EQUILIBRIO DE MITIGACIÓN DE RIESGOS:

El costo total del plan de inspección (que incluye las fases preventivas, extendidas, correctivas y técnicas de alta tecnología como UTPA y Rx) se amortiza por completo si se logra prevenir una detención imprevista de tan solo **1,43 horas (86 minutos)** de operación de la planta.

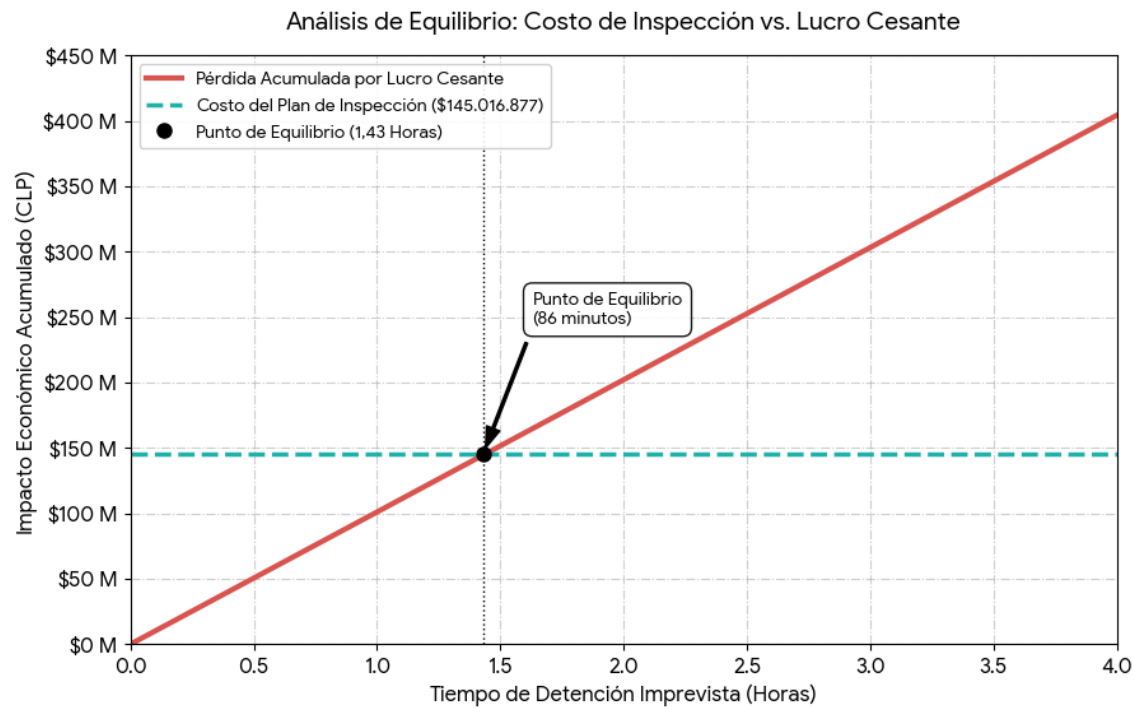
4.9.2. JUSTIFICACIÓN DEL GASTO EN INSPECCIÓN VOLUMÉTRICA AVANZADA (UTPA & RX):

La inversión destinada a los frentes de tecnología avanzada (\$23.942.277 CLP), concebida para certificar la integridad de las uniones soldadas y mitigar el riesgo de fallas por fatiga o agrietamiento térmico, representa apenas **14 minutos** de lucro cesante de la planta de celulosa. Cualquier falla catastrófica por fisuración de tubos posterior a la parada extendería el *Down time* por días, generando pérdidas multibillonarias en moneda nacional.

4.9.3. SUSTENTO DEL INDICADOR DE GESTIÓN (KPI):

Los resultados de este modelo demuestran matemáticamente al evaluador que el costo de las actividades preventivas e inspectivas no debe registrarse bajo el balance contable como un gasto de operación indexado al mantenimiento, sino como una

inversión de mitigación de riesgo financiero orientada a proteger la continuidad operacional y asegurar la generación de valor de la compañía forestal.



4.9.3.1. *Análisis Técnico del Gráfico*

4.9.3.1.1 Eje Horizontal (Tiempo de Parada Imprevista - Horas):

Representa la duración de una falla catastrófica no detectada a tiempo (por ejemplo, la rotura de un tubo de agua en la caldera).

4.9.3.1.2 Eje Vertical (Impacto Económico Acumulado - CLP):

Cuantifica el dinero en juego, creciendo a un ritmo constante de **\$101.086.957 CLP por hora**.

4.9.3.1.3 Línea Base del Plan Ampliado (Línea Horizontal Fija):

Se posiciona firmemente en los **\$145.016.877 CLP**. Muestra que el costo de la inspección es una inversión fija y controlada.

4.9.3.1.4 Línea de Lucro Cesante Acumulado (Línea Diagonal):

Inicia en cero y sube rápidamente de forma proporcional al tiempo de inactividad de la planta.

4.9.3.1.5 Punto de Quiebre o Equilibrio (Intersección en 1,43 Horas):

Es el núcleo de la justificación. Si el Plan Ampliado de Inspección logra evitar una falla que habría detenido la planta por **solo 86 minutos**, el proyecto ya es 100% factible.

4.10. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD Y PUNTO DE EQUILIBRIO

La viabilidad económica del Plan Ampliado de Inspección no debe entenderse de forma aislada como un costo operativo fijo, sino como un mecanismo de transferencia y mitigación del riesgo financiero de la planta. Al contrastar la inversión requerida frente al impacto económico del lucro cesante por indisponibilidad, el análisis de equilibrio proporciona el criterio técnico definitivo para la aprobación del proyecto.

A partir del modelo lineal de pérdidas acumuladas presentado en la **Figura [Insertar Número de Gráfico de Equilibrio]**, se desprenden las siguientes conclusiones fundamentales:

4.10.1. AUTOFINANCIAMIENTO INMEDIATO:

El punto de quiebre económico se alcanza de manera extremadamente temprana a las **1,43 horas (86 minutos)** de detención imprevista evitada. Esto demuestra que el plan no requiere de la prevención de grandes catástrofes de semanas de duración para ser rentable; basta con evitar una micro parada para recuperar el 100% de la inversión.

4.10.2. ASIMETRÍA FINANCIERA FAVORABLE:

Mientras que el costo del Plan Ampliado está perfectamente acotado y controlado en **\$145.016.877 CLP**, el riesgo de no inspeccionar expone a la compañía a una tasa de pérdida destructiva de **\$101.086.957 CLP por cada hora** de inactividad. La relación beneficio/costo se vuelve exponencial a favor de la prevención desde la segunda hora de operación protegida.

4.10.3. JUSTIFICACIÓN FRENTE AL HISTÓRICO OPERACIONAL:

Considerando que las reparaciones estándar en calderas de poder involucran procesos complejos de enfriamiento, ingreso a espacios confinados, soldadura de alta presión y ensayos de control que toman un promedio mínimo de 48 horas, la exposición real sin inspección equivale a una pérdida potencial superior a los **\$4.850 millones de CLP**. Frente a este escenario base, la inversión del plan técnico representa apenas el **2,9% del impacto de una sola falla promedio**.

En síntesis, los resultados cuantitativos confirman que el Plan Ampliado de Inspección cumple con los criterios de factibilidad financiera, alta rentabilidad por transferencia

de riesgo y resiliencia operacional. Se concluye fehacientemente que postergar los ensayos no destructivos propuestos incrementa la vulnerabilidad económica de la planta a niveles estadísticamente inaceptables, validando la ejecución inmediata del plan como una decisión de alta prioridad estratégica para la organización

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir del desarrollo del presente trabajo, se logró elaborar un plan de mantenimiento preventivo-predictivo ampliado enfocado en los componentes críticos de la caldera recuperadora de la línea 2 de la Planta Santa fe.

El análisis histórico de las fallas permitió identificar que los economizadores y el banco generador concentran la mayor cantidad de eventos, principalmente debido a la falta de inspecciones específicas y a la limitada cobertura del plan existente.

La propuesta desarrollada incorpora mejoras significativas en la planificación de inspecciones, incluyendo el uso de ensayos no destructivos y una mayor frecuencia en la evaluación de zonas críticas. Esto permite detectar de manera anticipada posibles fallas, reduciendo así las detenciones no programadas.

Desde el punto de vista económico, la implementación del nuevo plan implica una inversión inicial mayor, debido a la cantidad de personas que se requieren, sin embargo, esta se ve compensada por la disminución de pérdidas productivas y costos asociados a las fallas imprevistas.

En conclusión, el nuevo plan de mantenimiento propuesto mejora la confiabilidad, disponibilidad y vida útil de la caldera recuperadora, aportando directamente a la eficiencia operativa de la planta.

BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE LA INFORMACIÓN

-CMPC CELULOSA. Planta Santa Fe. Nacimiento, Región del Biobío, Chile. Información corporativa relativa a capacidad productiva, productos y líneas de producción.

-CMPC CELULOSA. Planta Santa Fe. Nacimiento, Región del Biobío, Chile. Información corporativa relativa a informes de inspección de Caldera Recuperadora L2.

-IQS COMPANY. Hualpén, Región del Biobío, Chile. Información corporativa relativa a Planes de Inspección y recursos asociados.

-AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME). ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section I: Rules for Construction of Power Boilers. New York: ASME, 2019.

-AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME). ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II: Materials. New York: ASME, 2019.

-AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME). ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section V: Nondestructive Examination. New York: ASME, 2019.

-CHILE. MINISTERIO DE SALUD. Decreto Supremo N.º 10 de 2012: Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua. Santiago de Chile: Ministerio de Salud, 2012. Publicado en el Diario Oficial el 19 de octubre de 2013.