UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

VALPARAÍSO - CHILE

PLAN DE INSPECCIÓN DE EQUIPOS ESTÁTICOS BASADO EN EL RIESGO, PARA AES GENER S.A., TERMOELÉCTRICA VENTANAS

FRANCO GABRIEL MORENO MUÑOZ

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA	:DR. Ing. LUIS PÉREZ POZO.
PROFESOR CORREFERENTE	:Ing. LUIS GUZMÁN BONET.

JUNIO – 2017

Resumen

Este trabajo de título presenta la elaboración de un plan de inspección basado en el riesgo o criticidad de las, cañerías de poder, intercambiadores de calor, estanques, silos, colgadores y válvulas de seguridad de la central de ventanas de AES Gener.

Debido a las pocas fallas que presentan los equipos mencionados, en particular las líneas de poder, se tiende a menospreciar la importancia de sus mantenimientos. Las inspecciones basadas en el riesgo (IBR o RBI en inglés) son técnicas para la toma de decisiones de la planificación de la inspección de equipos estáticos, basadas en el riesgo percibido asociado con la falla de equipos o componentes individuales. El riesgo ayuda a desarrollar un plan de inspección de un equipo al evaluar la probabilidad y consecuencia de falla de éste. El análisis de IBR enfoca la inspección hacia donde este entregue la máxima seguridad contra incidentes indeseados con mínimos esfuerzos y costos.

La degradación de las cañerías y estanques a presión pueden llevar a fallas con severas consecuencias al personal, al medioambiente y económicas. La degradación es un proceso muy complejo que depende del material de construcción, material de transporte o contenido, condiciones de operación ambientales, medidas de protección, etc. Para reducir la probabilidad de falla, la inspección puede ser usada como una herramienta útil para monitorear dicha degradación.

Dentro de la industria de generación de energía los mecanismos de falla que destacan son, corrosión por oxidación, pitting, creep, fatiga, erosión (FAC), donde el creep es uno de los mayores problemas en las cañerías de vapor de alta presión.

El estándar ASME PCC-3 [1], provee la estructura de un análisis de riesgo, pero no proporciona la metodología para tratar cada uno de los mecanismos de falla. Se propone realizar una metodología propia para la determinación de la probabilidad de falla, donde se enfatiza la utilización de la información entregada por las inspecciones anteriores que la planta ha recopilado durante los años. También se incorpora la metodología de la práctica recomendada API RP 581 [2], para determinar las consecuencias de falla de los equipos.

Un punto importante dentro de este trabajo de título es la actualización de los datos a través del tiempo y donde sea posible incorporar la nueva información recopilada por las inspecciones indicadas por este plan de inspección.

Abstract

This work presents the elaboration of an inspection plan based on the risk or criticality of the power pipes, heat exchangers, tanks, silos, hangers and safety valves of the AES Gener Ventanas Center.

Due to the few flaws presented by the equipment, particularly in the power lines, tend to underestimate the importance of their maintenance. Risk-based inspections (RBIs) are techniques for decision-making in the planning of static equipment inspection, based on the perceived risk associated with the failure of individual equipment or components. Risk helps to develop an inspection plan for an equipment by assessing the probability and consequence of failure of the equipment. The RBI analysis focuses on the inspection to where it delivers maximum security against unwanted incidents with minimal efforts and costs.

The degradation of pipes and pressure vessels can lead to failures with severe personal, environmental and economic consequences. Degradation is a very complex process depending on the construction material, transport material or content, environmental operating conditions, protective measures, etc. To reduce the probability of failure, the inspection can be used as a useful tool to monitor such degradation.

Within the power generation industry, the failure mechanisms that stand out are oxidation corrosion, pitting, creep, fatigue, erosion (FAC), where creep is one of the major problems in high pressure steam pipes.

The ASME PCC-3 standard [1], provides the structure of a risk analysis, but does not provide the methodology for addressing each of the failure mechanisms. It is proposed to carry out an own methodology for the determination of the probability of failure, which emphasizes the use of the information provided by the previous inspections that the plant has collected over the years. It also incorporates the methodology of the recommended practice API RP 581 [2], to determine the failures of the equipment.

An important point within this work is the updating of the data over time and where it is possible to incorporate the new information collected by the inspections indicated by this inspection plan.

Glosario

API 580: Estándar para la planificación de la inspección usando métodos basados en el riesgo.

API RP 581: Metodología para planificación de inspecciones de en equipos estáticos de la industria petro-química.

API: American Petroleum Institute.

ASM: American Society of Metals.

ASME PCC-3: Estándar para la planificación de la inspección usando métodos basados en el riesgo.

ASME: American Society of Mechanical Engineers.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

BLEVE: Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion.

DNV-RP-G101: Metodología para planificación de inspecciones para cañerías de gran largo (pipelines).

END: Ensayos no Destructivos.

FAC: Flow Acelerated Corrosion, Ver 3.5.9.

HAZ: Heat Afected Zone (Zona Térmicamente Afectada).

IBR: Inspecciones Basadas en el Riesgo (RBI en inglés).

MBC: Mantenimiento basado en la condición.

Mecanismos de Falla: proceso que induce deterioramiento y cambios en el material a nivel micro y macro a través del tiempo, que son peligrosos para la condición del material o sus propiedades mecánicas.

Modos de Falla: la manera de fallar. Falla pequeña, mediana, grande, etc.

NDT: Non Destructive Testing.

PR: Práctica Recomendada.

RBD: Reliability Block Diagram.

RBI: Risk Based Inspection.

RIMAP: Risk Management Professional.

Nomenclaturas.

$\bar{R}_{HS,n}$: distancia de Hopkinson, asociada a un tamaño de falla.

A_n: área de la liberación.

C_1: constante proporcionada por la API, ver anexo 5.2.

C_{28}: constante proporcionada por la API, ver Anexo 5.2.

C_9: constante proporcionada por la API, ver Anexo 5.2.

C_d: coeficiente de descarga por orificio.

$CA_{inj,n}^{CONT}$: área consecuencia debido a las heridas al personal por una liberación continua.

$CA_{inj,n}^{INST}$: área consecuencia debido a las heridas al personal por una liberación continua.

$CA_{inj,n}^{leak}$: área consecuencia por fallecimiento y heridos.

g_c: constante de gravedad.

P_{atm}: presión atmosférica (presión final del fluido al ser liberado).

P_r: valor unitario igual a 5.

P_s: presión de operación.

$P_{so,n}$: sobre presión lateral asociada a un tamñao de falla.

$R_m(t)$: riesgo debido a un mecanismo de falla específico.

T_s: Temperatura de operación.

ρ_l: densidad del fluido.

CA_{cmd}^{pexp}: área consecuencia por explosión física para equipos cercanos.

CA_{cmd}: área consecuencia por daño a equipos cercanos. Para el caso de liberaciones de vapor en las consecuencias de nivel 1, no se considera consecuencias a equipos cercanos.

CA_{inj}^{pexp}: área consecuencia por fallecimiento o heridas al personal por explosión física.

CA_{inj}: área consecuencia por daño a personas. Es el máximo entre las consecuencias flamables, tóxicas y de vapor.

CA: área consecuencia final. Se calcula determinando el máximo entre las consecuencias a equipos y consecuencias a personas.

$CAE(j)$: costo anual equivalente, correspondiente al intervalo de inspección.

$equipcost$: costo del equipo afectado por unidad de área.

FC_{affa}: costo financiero por equipos afectados.

FC_{cmd}: costo financiero ponderado por daño a otros equipos.

FC_{cmd}: costo financiero ponderado por daño a otros equipos.

$FC_{environ} = 0$, no se consideran costos medioambientales. Debido al tipo de fluido analizado.

FC_{inj}: costo financiero por heridas o fallecimiento del personal.

FC_{prod}: costo financiero por pérdida de producción.

$FC(j)$: tasa de costos totales.

FC: costo financiero total.

gff_n: probabilidad de falla por tamaño de falla.

gff_n: probabilidad de falla por tamaño de falla.

gff_{total}: probabilidad de falla total. Es la suma de las probabilidades de cada modo de falla.

gff_{total}: probabilidad de falla total. Es la suma de las probabilidades de cada modo de falla.

$holecost_n$: costo de reparación por cada tamaño de falla.

$holecost_n$: costo de reparación por cada tamaño de falla.

$IC(j)$: tasa de costo de inspección.

$injcost$: costos asociados al fallecimiento o heridas del personal.

k: coeficiente isentrópico, el cual es $k = \frac{c_p}{c_v}$, pero se ha realizado una aproximación a $k = \frac{h}{u}$.

$mass_n$: masa total disponible para liberación.

$matcost$: factor dependiendo del material del equipo. Entregado por la API RP 581. No se utiliza en este trabajo de título.

MW: peso molecular.

$Outage_{affa}$: tiempo de realización del mantenimiento a equipos cercanos afectados.

$Outage_{cmd}$: tiempo ponderado fuera de servicio.

$Pdf(t)$: probabilidad de falla en función del tiempo.

pdf: probabilidad de falla por equipo.

$popdens$: densidad poblacional.

$prodcost$: utilidad por unidad de tiempo.

R: constante de los gases.

$R(j)$: riesgo de falla.

$R(t)$: riesgo de un equipo.

$rate_n$: tasa de liberación considerando la mitigación.

xs_{cmd}^{pexp}: distancia segura de la explosión física para equipos cercanos.

xs_{inj}^{pexp}: distancia segura para personas debido a explosión física.

Índice

RESUMEN II
ABSTRACT III
GLOSARIO IV
NOMENCLATURAS. V
ÍNDICE VIII
1. INTRODUCCIÓN XIV
2. OBJETIVOS. XV
3. DESARROLLO DEL TRABAJO. 16
3.1 CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES AES GENER. 16
3.2 CAPÍTULO 2: IBR, INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO. 17
3.2.1 Mantenimiento y manejo de la integridad [3]. 17
3.2.1.1 Mantenimiento basado en la condición [3]. 18
3.2.2 IBR: Inspecciones Basadas en el Riesgo o RBI en inglés. 19
3.2.2.1 Pasos para el desarrollo de un plan de inspección basado en el riesgo de acuerdo al estándar ASME PCC-3 [1]. 20
3.2.3 Prácticas recomendadas y Standard. 26
3.2.3.1 API RP 581 Technology. 27
3.2.3.2 ASME PCC-3 Standard. 28
3.2.4 Ensayos no destructivos. 29
3.2.4.1 Inspección Visual (VT). 32
3.2.4.2 Tinta Penetrante (PT), Tinta Penetrante Fluorescente (FPT). 32
3.2.4.3 Partículas Magnéticas (MT), Partículas Magnéticas Fluorescentes Húmedas (WFMT). 33
3.2.4.4 Ultrasonido (UT). 33
3.2.4.5 Radiografía (RT). 33
3.2.4.6 Eddy Current (ET). 34
3.2.4.7 Emisión Acústica (AE). 34

3.2.4.8 Medición de Espesores..... 34
3.2.4.9 Metalografía en el lugar (réplicas)..... 35
3.2.4.10 Muestra tipo bote. 35
3.3 CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS PLANTAS DE ENERGÍA. 35
3.3.1 Ciclo regenerativo con recalentamiento. 36
3.4 CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS A EVALUAR. 37
3.4.1 Cañerías. 39
3.4.1.1 Cañería de vapor principal. 39
3.4.1.2 Cañería de recalentado caliente. 39
3.4.1.3 Cañería de recalentado frío. 40
3.4.2 Domo. 40
3.4.3 Calentadores de Agua. 40
3.4.4 Desaireador. 41
3.5 CAPÍTULO 5: MECANISMOS DE FALLA PRESENTES EN LOS MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN DE LOS EQUIPOS EN ESTUDIO. 41
3.5.1 Creep. 41
3.5.2 Dissimilar metal weld cracking (DMW). 43
3.5.3 Fatiga. 43
3.5.4 Fretting. 44
3.5.5 Grafitización. 44
3.5.6 Hot tensile. 44
3.5.7 Esferoidización. 45
3.5.8 Descarburación. 45
3.5.9 Erosión. 45
3.5.10 Corrosión por oxidación 46
3.6 CAPÍTULO 6: DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA A UTILIZAR EN EL ANÁLISIS DE RIESGO. 46
3.6.1 Principales supuestos, usados a lo largo de la metodología. 47

3.6.1.1 Supuestos para la consecuencia de falla, basado en lo estipulado por la práctica recomendada API RP 581 [2]. 47
3.6.1.2 Supuestos para la Probabilidad de Falla..... 48
3.6.2 Recopilación e identificación de equipos. 48
3.6.3 Determinación de los mecanismos de falla. 49
3.6.4 Determinación de las consecuencias basado en la práctica recomendada API RP 581 [2].50
3.6.4.1 Consecuencia Nivel I. 53
3.6.4.2 Consecuencia Nivel II. 63
3.6.5 Determinación de la probabilidad de falla. 66
3.6.5.1 Configuración Lógica del sistema, mediante análisis RBD (Reliability Block Diagram). 66
3.6.5.2 Definición de los sucesos, funciones de distribución de los componentes y frecuencias de fallas..... 67
3.6.5.3 Factores que afectan la probabilidad de falla. 68
3.6.6 Determinar el Riesgo.....72
3.6.6.1 Método de evaluación del riesgo. 72
3.6.7 Análisis del riesgo, y métodos de mitigación, inspecciones. 75
3.6.7.1 Intervalos de inspección. 75
3.6.7.2 Métodos de mitigación. 76
3.7 CAPÍTULO 7: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA. 77
3.7.1 Recopilación de información. 77
3.7.2 Determinación de los mecanismos de falla. 94
3.7.2.1 Mecanismos de Falla Cañería de Vapor Principal y Recalentado Caliente. 94
3.7.2.2 Mecanismos de Falla Cañería de Recalentado Frío. 96
3.7.3 Determinación de la probabilidad de falla. 98
3.7.4 Determinación de la consecuencia de falla. 99

3.7.4.1 Consecuencias de falla. 108
3.7.5 Determinación del riesgo y análisis.....109
3.7.6 Intervalos de Inspección. 110
3.8 PLAN DE INSPECCIÓN.....111
3.9 COSTO DE IMPLEMENTACIÓN. 119
4. CONCLUSIONES.....121
5. ANEXOS. 125
5.1 ANEXO 1: ANÁLISIS PROBABILÍSTICO Y ESTADÍSTICO.....125
5.1.1 Definición de la Frecuencia Relativa de Probabilidad. 125
5.1.1.1 Operaciones algebraicas con Probabilidades. 126
5.1.1.2 Teorema de Bayes..... 127
5.1.2 Análisis Probabilístico y Estadístico. 129
5.1.2.1 La Función de Distribución Acumulativa. 129
5.1.2.2 La Función Densidad de Probabilidad. 130
5.1.2.3 La distribución Exponencial..... 131
5.1.2.4 La Función Tasa de Falla. 132
5.2 ANEXO 2: TABLAS OBTENIDAS DE DIFERENTES FUENTES.....134
5.3 ANEXO 3: DATOS INSPECCIONES REALIZADAS. 138
5.4 ANEXO 4: RESULTADOS.....168

Índice de Figuras

Figura 3-1. Esquema tipos de mantenimiento. Fuente, [3]. 18

Figura 3-2. Esquema que define el proceso de planificación basado en el riesgo. Fuente, [1]. 20

Figura 3-3. Ciclo Recalentado Regenerativo. Fuente, [9]. 36

Figura 3-4. Esquema del flujo de agua-vapor, por equipos a analizar. Fuente, propia. 38

Figura 3-5. Diagrama clásico de test de creep a carga y temperatura constante. Fuente, [12]. 43

Figura 3-6. Probabilidad de falla acumulada en función de las horas de servicio y el daño del creep. Fuente, [18]. 70

Figura 3-7, Matriz de Riesgo, Fuente, Propia. 74

Figura 3-8. Ejemplo de criterio de aceptación por línea de iso-riesgo. Fuente, [1]. 75

Figura 5-1, Ejemplo teorema de Bayes. 128

Figura 5-2, Curva de la Bañera, Gráfico de la tasa de falla v/s t. 132

Figura 5-3, Gráfico minimización del riesgo v/s intervalos de inspección, Recalentado Caliente, Consecuencia II, Fuente Propia. 205

Figura 5-4, Gráfico minimización del riesgo v/s intervalos de inspección, Vapor Principal, Consecuencia II, Fuente Propia. 206

Figura 5-5, Gráfico minimización del riesgo v/s intervalos de inspección, Recalentado Frío, Consecuencia II, Fuente Propia. 207

Figura 5-6. Diagrama de erección, línea de recalentado caliente, unidad 1, AES Gener S.A. Fuente, propia. 208

Figura 5-7. Diagrama de erección, línea de vapor principal, unidad 1, AES Gener S.A. Fuente, propia. 209

Figura 5-8. Diagrama de erección, línea de recalentado frío, AES Gener S.A. Fuente, propia. .. 210

Índice de Tablas

Tabla 3-1. Aplicaciones, ventajas y limitaciones de los END. Fuente, [7]. 29

Tabla 3-2. Selección de tamaño de falla, Fuente [2]. 53

Tabla 3-3. Clasificación de la clase de daño por creep. Fuente, [17]. 69

Tabla 3-4. Relación entre la clase de daño y factor de modificación de la frecuencia de falla. Fuente, propia. 69

Tabla 3-5. Clasificación Simplificada de la Probabilidad de falla. Fuente, [3]. 73

Tabla 3-6. Clasificación de las consecuencias de falla. Fuente, propia. 73

Tabla 3-7. Resumen historial de inspección líneas de vapor principal y recalentado caliente, Fuentes, AES Gener. 78

Tabla 3-8. Condiciones de operación de los equipos. Fuente, propia. 82

Tabla 3-9. Resultados obtenidos de la recopilación de información. Fuente, propia. 83

Tabla 3-10. Identificación de los componentes de los equipos. Fuente, propia. 84

Tabla 3-11. Mecanismos de falla por componente en línea de vapor principal y recalentado caliente. Fuente, [7]. 94

Tabla 3-12. Mecanismos de falla por componente en línea de recalentado frío. Fuente, [21]. 96

Tabla 3-13. Probabilidad de falla de la cañería de vapor principal de la unidad 1, por acá tamaño de falla propuesto. Fuente, propia. 98

Tabla 3-14. Probabilidad de falla de la cañería de recalentado caliente de la unidad 1, por cada tamaño de falla propuesto. Fuente, propia. 98

Tabla 3-15. Probabilidad de falla de la cañería de recalentado frío de la unidad 1, por cada tamaño de falla propuesto. Fuente, propia. 99

Tabla 3-16. Variables involucradas en el análisis de riesgo. Fuente, propia. 99

Tabla 3-17, Consecuencias de falla líneas de vapor unidad 1, Fuente propia. 108

Tabla 3-18. Resumen de resultados. Fuente propia. 109

Tabla 3-19. Resumen intervalos de inspección. Fuente, propia. 110

Tabla 3-20. Resultados de END y su aplicación a mecanismo de falla. Fuente, ASME PCC-3 [1]. 113

Tabla 3-21. Evaluación de ensayos no destructivos y aplicaciones a cada componente. Fuente, propia. 114

Tabla 3-22. Plan de inspección general, para AES Gener S.A. Fuente Propia. 116

Tabla 3-23, Costos de Inspección. Fuente, Cotización AES Gener SA. 119

Tabla 3-24, Costo Plan de inspección por Equipo, Fuente Propia. 120

Tabla 5-1. Tabla de Frecuencias genéricas de fallas. Fuente [2]. 134

Tabla 5-2. Clasificación de la detección y aislación de fallas. Fuente [2]. 135

Tabla 5-3. Factor de reducción de la tasa de liberación. Fuente [2]. 136

Tabla 5-4. Tiempos de duración de liberación del fluido debido a una falla ajustado a la clasificación de la detección. Fuente [2]. 136

Tabla 5-5. Inspecciones a soldaduras Recalentado Caliente. Fuente AES Gener S.A. 138

Tabla 5-6. Inspecciones a ”Y”, Recalentado Caliente. Fuente, AES Gener S.A. 151

Tabla 5-7. Inspecciones a soldaduras, Vapor Principal. Fuente, AES Gener S.A. 152

Tabla 5-8. Inspecciones a “Y”, Vapor principal. Fuente, AES Gener S.A. 162

Tabla 5-9. Inspecciones a colgadores, Vapor Principal. Fuente, AES Gener S.A. 167

Tabla 5-10. Detalle de probabilidad de falla por componente, Vapor Principal. Fuente, Propia. 168

Tabla 5-11. Detalle de probabilidad de falla por componente, Recalentado Caliente. Fuente, Propia. 180

Tabla 5-12 Detalle de probabilidad de falla por componente, Recalentado Frío. Fuente, Propia. 191

1. Introducción.

Para la elaboración de este plan de inspección se ha utilizado como base lo estipulado en el estándar ASME PCC-3-2007 [1], y para la determinación de las consecuencias es aplicada la metodología de la práctica recomendada API RP 581 [2]. Este trabajo de título está enfocado en el análisis de riesgo de las cañerías de poder que se ven degradadas debido al creep. La metodología utilizada es aplicable a todos los equipos estáticos, pero por motivos de tiempo y priorización de recursos, se ha decidido solo abarcar las cañerías de poder de la unidad 1 de la central termoeléctrica ubicada en Ventanas, de la empresa AES Gener S.A. El estudio también se ve apresurado debido a que es utilizado como ejemplo para la realización de una licitación, con la finalidad de subcontratar el servicio de END y la elaboración completa del plan de inspección.

La bajísima frecuencia de fallas que estos equipos presentan, como también el poco registro y seguimiento de éstas, hace necesaria la utilización de tasas de fallas genéricas. La confiabilidad de los componentes se define de acuerdo a una función de densidad exponencial, de esta manera la probabilidad de falla de un componente, depende del tiempo que lleva en funcionamiento y el daño por creep encontrado durante las inspecciones. El daño por creep es incorporado utilizando la ayuda del juicio del experto en planta, esto se estudia con mayor profundidad en el capítulo 3.6.5.3.

La priorización de las inspecciones y el mantenimiento de los equipos queda estipulada de acuerdo al índice de riesgo, el cual es la relación entre el riesgo en el que se encuentra el equipo y el nivel de riesgo que define la empresa.

Los intervalos de inspección para cada equipo son estimados de acuerdo a los costos de inspección y la consecuencia de falla, buscando la minimización del riesgo. Sin dejar de tomar en consideración lo estipulado por la norma correspondiente a cada equipo.

La ubicación física exacta en los componentes de las inspecciones queda determinada por los datos entregados por el fabricante, las medidas de mitigación tomadas y de acuerdo a lo investigado por institutos u organizaciones de investigación ligadas a la generación de energía o la determinación de las propiedades de los materiales.

2. Objetivos.

El objetivo general es la creación de un plan de inspección para equipos estáticos basado en el riesgo. Los objetivos específicos son los siguientes:

- Evaluar la probabilidad de falla y consecuencia de falla considerando cada uno de los posibles mecanismos de falla de las instalaciones o equipos.
- Determinar los métodos de inspección que deben ser usados en cada instalación o equipo crítico, al igual que el grado de inspección (porcentaje del área a ser examinada o la ubicación específica).
- Determinar los intervalos de tiempo entre inspección para cada equipo o instalación.
- Presentar otras actividades de mitigación de riesgo.
- Determinar el nivel de riesgo residual después de la inspección y las otras actividades de mitigación que hayan sido complementadas.
- Evaluar el beneficio económico obtenido de implementar el plan de inspección.
- Presentar conclusiones del trabajo desarrollado.

3. Desarrollo del Trabajo.

3.1 Capítulo 1: Antecedentes AES Gener.

AES Gener S.A. es una empresa dedicada a la generación de energía eléctrica, ubicada en el sector de Las Ventanas, Puchuncaví. El Complejo cuenta con cuatro unidades generadoras, Ventanas 1, Ventanas 2, Nueva Ventanas y Campiche. La empresa AES GIC, encargada del seguro ante siniestros de la empresa contrata a Global Risk Consultants para reasegurar la planta a nivel Global, ésta empresa en su última inspección de Boiler and Machinery, ha recomendado que se debe mejorar la inspección de las cañerías de poder, agua alimentación y condensado.

El complejo centro, planta Las Ventanas de AES Gener lo conforman las Centrales Termoeléctricas Ventanas 1, Ventanas 2, Nueva Ventanas, Campiche ubicadas en las comunas de Puchuncaví y Valparaíso respectivamente, ambas en la región de Valparaíso.

En cuanto a lo que compete a su plan de inspección, no existe un plan de inspección definido en este momento, el cual estipule el cómo, cuándo, y donde es que deben ser realizadas las inspecciones.

En la Central Ventanas operan cuatro unidades generadoras que utilizan como combustible carbón, cada una de ellas con distintas capacidades y tecnología.

• La Unidad N°1 en operaciones desde 1964, una caldera Babcock & Willcox con turbina AEG, tiene una potencia nominal de 120 MW.

• La Unidad N°2 en operaciones desde 1977, una caldera Babcock & Willcox con turbina General Electric, tiene una potencia nominal de 220 MW.

• La Unidad N°3 en operaciones desde 2010, caldera Doosan (Alstom) con turbina Ansaldo, tiene una potencia nominal de 270 MW.

• La Unidad N°4 en operaciones desde 2013, caldera Doosan (Alstom) con turbina Ansaldo, tiene una potencia nominal de 270 MW.

3.2 Capítulo 2: IBR, Inspección basada en el riesgo.

3.2.1 Mantenimiento y manejo de la integridad [3].

Como un enfoque muy simplificado, el mantenimiento es posible dividirlo en dos categorías: preventivo y correctivo. Mantenimiento preventivo significa que el mantenimiento es desarrollado por adelantado a intervalos definidos para prevenir que ocurra la falla. Esto en muchos casos es un método muy efectivo, pero puede tener un precio elevado, ya que los componentes son reemplazados antes de que terminen su vida útil. Sin embargo, considerando sistemas de alto riesgo y sus severas consecuencias de falla, el mantenimiento preventivo puede ser un enfoque apropiado.

Mantenimiento correctivo significa que el componente puede funcionar hasta que falle. En otras palabras, los componentes entregan su máxima vida útil. Sin embargo, esto no es recomendado para la mayoría de los equipos. La razón para esto son las graves consecuencias de una ruptura, la cual puede llevar a peligros al personal, medio ambiente y economía. Esto por ejemplo puede ser muy costoso debido a que hay que detener la producción por el reemplazo de un solo componente.

El mantenimiento correctivo puede ser tanto planeado como no planeado, mientras el preventivo es obviamente planeado. El mantenimiento preventivo puede ser dividido en base al periodo y en base a la condición del mantenimiento.

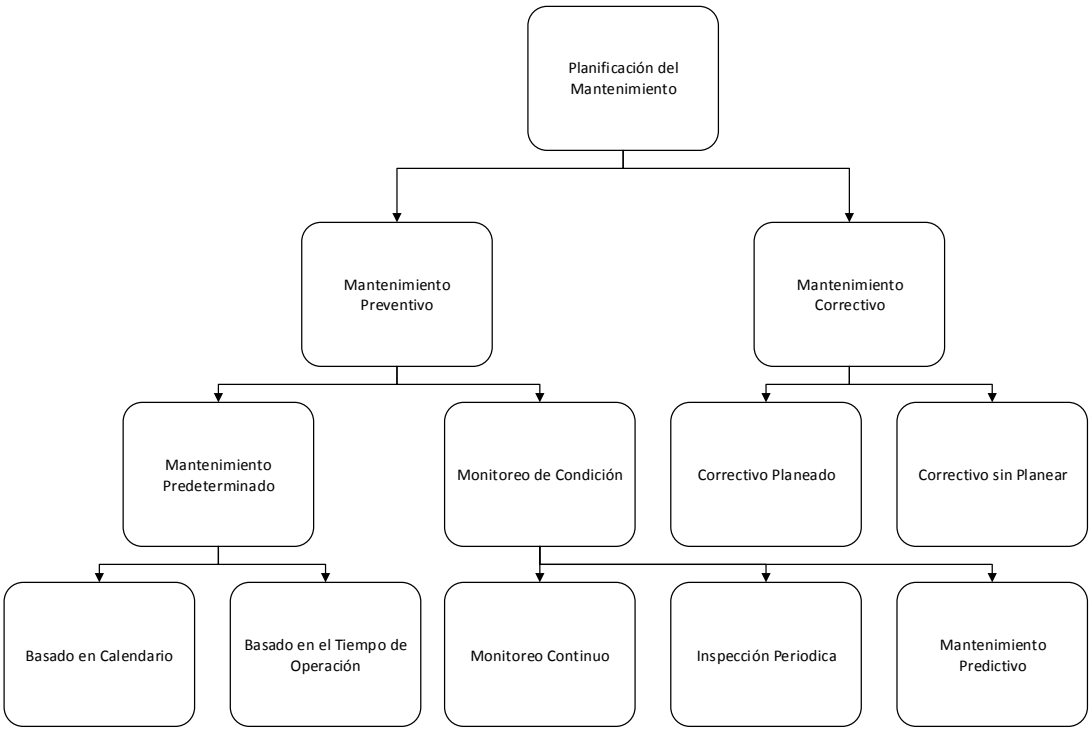

Figura 3-1. Esquema tipos de mantenimiento. Fuente, [3].

3.2.1.1 Mantenimiento basado en la condición [3].

Una estrategia de mantenimiento puede ser usar una combinación de mantenimiento correctivo y preventivo, usando el mantenimiento basado en la condición (MBC). MBC es un enfoque donde la reparación y reemplazo de componentes están basado en la actual o futura condición del activo. Esto implica que la confiabilidad y criticidad de un componente va a ser la base de un intervalo de mantenimiento. Al saber la condición de un componente, el balance óptimo entre el costo y frecuencia de mantenimiento pueden ser alcanzados. Para obtener el mayor conocimiento e información sobre un componente y su condición actual, es necesario realizar actividades de inspección.

3.2.2 IBR: Inspecciones Basadas en el Riesgo o RBI en inglés.

Las IBR son una metodología y proceso de análisis que, al contrario de la inspección basada en la condición, requiere evaluar cualitativamente o cuantitativamente la probabilidad de falla y la consecuencia de falla asociada con cada componente del equipo y circuitos incluidos, en un proceso en particular. Un programa de IBR implementado apropiadamente categoriza piezas individuales de un equipo según su riesgo y prioriza recursos de inspección basados en esa categorización.

Las IBR son usadas para identificar y entender el riesgo, donde se encuentra el equipo en su ciclo de vida. Ésta metodología puede indicar si la inspección es necesaria; sin embargo, esto requiere información adicional que es dirigida a reducir la incertidumbre fundamental asociada al riesgo sobre el presente y futuro estado de daño del equipo. Las IBR no deben ser usadas para recomendar ninguna acción cuando no ha mejorado el conocimiento sobre el estado de daño. En esos casos, donde la probabilidad de falla dirige el riesgo, el plan debe dirigirse a otras opciones de mitigación tales como reemplazo, reparación, u otras acciones que satisfagan el criterio de riesgo.

Prácticas recomendadas y estándares ingenieriles internacionales que se refieren a las inspecciones basadas en el riesgo incluyen, pero no se limita a, API RP 580 [4]/581 [2], ASME PCC-3 [1], RIMAP y DNV-RP-G101 [5]. La práctica recomendada API 580 [4] establece las guías mínimas para implementar un efectivo y creíble programa de IBR. La práctica recomendada API RP 581 [2] detalla los procedimientos y metodologías para la elaboración de un plan de IBR.

En cuanto a la práctica recomendada API 580 [4] y el estándar ASME PCC-3 [1], estos son muy similares, ambos definen la estructura para la realización de un plan de inspección basado en el riesgo. La diferencia radica en la organización API desarrolló un complemento al estándar, la práctica recomendada API RP 581 [2], la cual establece un procedimiento para la elaboración del plan de inspección completo. En cambio, el estándar ASME PCC-3 [1] toma un enfoque más global para la creación de metodologías nuevas como lo hace la organización API con su complemento, la práctica recomendada API RP 581 [2].

Como solicitud de la empresa se utiliza el estándar ASME PCC-3 [1] como base para la elaboración del plan de inspección.

3.2.2.1 Pasos para el desarrollo de un plan de inspección basado en el riesgo de acuerdo al estándar ASME PCC-3 [1].

Existen variadas metodologías, pero todas con una estructura general para lograr determinar el riesgo.

A continuación, se describen las principales etapas del proceso de elaboración de un plan de inspección basado en el riesgo.

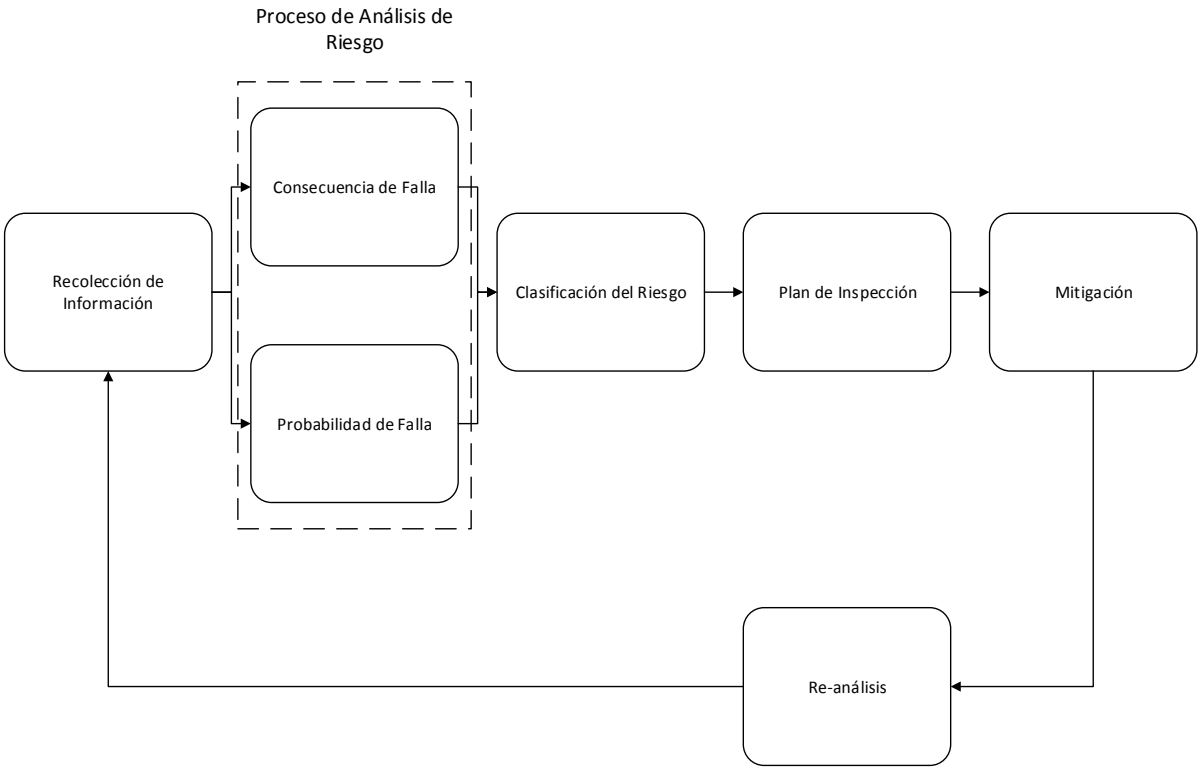

Figura 3-2. Esquema que define el proceso de planificación basado en el riesgo. Fuente, [1].

3.2.2.1.1 Recolección y validación de los datos necesarios.

La información que se debe recopilar no se restringe solo a la mencionada a continuación, va a depender tanto de la profundidad del análisis, como de la cantidad y el tipo de información que se deba recopilar.

Es necesario recolectar la información básica para definir los componentes de cada equipo y sus características dimensionales y de funcionamiento. A continuación, se presenta una lista de la información que puede ser útil o necesaria, según el estándar ASME-PCC-3-2007 [1].

Información a reunir:

- Planos y datos constructivos (aislación, detección de fugas, materiales de construcción, códigos aplicados), diagramas de procesos (incorporando equipos).
- Reparaciones y alteraciones, tipos de materiales base y material de soldadura aportado.
- Fases de operación (inicio, apagado, operación normal, operación temporal, emergencia reinicio luego de emergencias).
- Composición del fluido y rangos de flujos, presiones máximas y temperaturas, con detalle de condiciones cíclicas y transcientes, temperaturas mínimas y máximas incluyendo condiciones cíclicas y transcientes, temperaturas y presiones normales.
- Plan de inspección actual y enfoques de inspección, (incluyendo END).
- Análisis de peligro (análisis de proceso peligro, estudio de peligro y operatividad, análisis de modos y efectos de falla y manejo seguro de proceso y reportes mantenimiento centrado en confiabilidad).
- Resultados de las inspecciones, manejos de los cambios, investigación de incidentes, mantenimiento preventivo, etc.
- Costo disponibilidad, costo y proximidad de partes críticas, costo de reparación y costo de reemplazo (incluyendo pintado y aislación), costos de remediación ambiental, costos de ingeniería de reparación, costos de interrupción del negocio.
- Datos de fallas, mecanismos de falla y tasas de falla, frecuencia general de falla (industria o propia), registros de confiabilidad, inspección y monitoreo de equipos.
- Información de fugas, mecanismos de falla, información de la industria y prácticas aplicables en mecanismos de falla, información específica de la industria.

3.2.2.1.2 Identificación de mecanismos de falla y, opcionalmente, determinar modos de falla para cada mecanismo.

Es importante identificar los distintos mecanismos de falla que afectan a cada uno de los equipos tomando en consideración los materiales, la forma, las condiciones de operación y condiciones ambientales a las que se ve expuesto el equipo. Es posible también subdividir los mecanismos de falla en modos de falla, ya que cada uno de los mecanismos puede llevar a fallas de diferentes magnitudes en el equipo, es por esto que la probabilidad de que ocurra cada modo de falla es diferente.

Las sugerencias para la determinación de los mecanismos de falla de acuerdo al estándar ASME PCC-3 [1] se muestran a continuación,

- Identificar condiciones internas y externas, años, diseño, y carga de operación.
- Considerar el material, métodos y detalles de fabricación. Crear lista de posibles mecanismos de falla.
- Crear lista de posibles modos de falla en base a cada mecanismo de falla.
- Crear lista de métodos de inspección por mecanismo de falla.

3.2.2.1.3 Determinación de la probabilidad de falla en un rango de tiempo determinado para cada mecanismo.

La probabilidad de falla debe estar basada en tres consideraciones: identificación de mecanismos de falla, determinar tasas de falla y determinar la efectividad de los programas de inspección; este último se ve afectado por los tipos de inspección, habilidad del inspector y nivel de experiencia usado en seleccionar la localización de inspección.

Al combinar los mecanismos de falla esperados, tasas o susceptibilidad y efectividad de inspecciones pasadas, una probabilidad de falla puede ser determinada para cada tipo de mecanismo y modo de falla asociado.

La probabilidad de falla se expresa como una frecuencia considerando un intervalo (eventos por año), también puede ser expresada en ocasiones por vez que ha funcionado.

Si el análisis es cualitativo la probabilidad de falla puede determinarse como: alta, media, y baja, o rango de 1 a 6, estableciendo rangos de probabilidades.

Si el análisis es cuantitativo: puede determinarse de distintos métodos numéricos, los datos pueden ser solo un valor estimado, o un rango de distribución de números que no solo representa el valor más cercano estimado si no que representa la extensión o incertidumbre en el valor, incluida la incertidumbre en el tiempo.

3.2.2.1.4 Determinación de la consecuencia de falla.

Las consecuencias de cada falla deben ser categorizadas en:

- Impacto en seguridad y salud.
- Impacto medio ambiental.
- Impacto económico.

Las consecuencias frecuentemente se expresan en unidades monetarias, pero pueden ser expresadas en términos de áreas.

No existe hoy en día unidad de medida estandarizada para la consecuencia medio ambiental, pero se puede medir de la siguiente forma: hectáreas de tierra afectada por año, millas de costa afectada por año, numero de recursos biológicos o humanos ocupados.

Algunos de las variables que afectan el impacto económico total son las siguientes:

- Pérdida de producción debido a una disminución o tiempo parado como costo oportunidad.
- Despliegue de equipos de emergencia y personal.
- Pérdida de producto.
- Degradación de la calidad del producto.
- Reemplazo o reparación de daño al equipo.
- Daño a la propiedad fuera del sitio.
- Limpieza por derrame.
- Pérdida de mercado.
- Heridos o muertes.
- Reclamación de tierra.
- Juicios.
- Multas.

3.2.2.1.5 Determinación del riesgo.

El riesgo debido a un mecanismo de falla es el producto de la probabilidad de falla del equipo por su consecuencia.

$$Riesgo = Probabilidad \times Consecuencia \quad (1)$$

Determinación del riesgo de un componente o equipo, de acuerdo a la probabilidad y consecuencia de cada mecanismo de falla (i):

$$Riesgo\ de\ falla\ de\ Equipo\ o\ Componente = \sum_{i=1}^{n} PDF\ específico_i \times CDF\ específica_i \quad (2)$$

Donde,

$PDF_{específico}$ es la probabilidad de falla de un componente o equipo debido a un mecanismo de falla en específico.

$CDF_{específica}$ es la consecuencia de falla de un componente o equipo debido a un mecanismo de falla en específico.

El riesgo total del equipo o componente es la suma de la multiplicación de cada probabilidad y consecuencia correspondiente a cada uno de los mecanismos de falla.

De acuerdo al estándar ASME-PCC-3 [1], es importante tener presente que no es necesario determinar cada caso creíble, ya que al hacer un análisis cualitativo se puede basar en un juicio ingenieril y experiencia, y hacer fundamentos aceptables.

3.2.2.1.6 Desarrollo un plan de inspección, otras acciones de mitigación, y evaluación del riesgo residual.

Las inspecciones más utilizadas son los END, éstos incluyen métodos de inspección visual, radiografía, termografía, ultrasonido, etc. Los END deben ser realizados en ubicaciones específicas que deben ser determinadas previamente y luego mantener el avance del daño con los END. Basados en la información histórica, guías del fabricante y análisis de flexibilidad, los puntos de inspección pueden ser encontrados para la realización de los END.

De acuerdo a la información necesaria sobre la condición del equipo, el método de inspección es elegido y un plan de inspección puede ser desarrollado.

Se debe tener en cuenta las siguientes acciones e interrogantes para los resultados obtenidos del análisis de riesgo:

- Para equipos que tienen un riesgo aceptable no se aplica acciones de mitigación.
- Para riesgos inaceptables existen categorías de mitigación.
- ¿Es el equipo necesario para mantener la operación de la unidad?
- ¿Puede un plan de inspección efectivo de bajo costo, con reparación como indicación, reducir el riesgo a un nivel aceptable?
- ¿Se puede tomar acción para reducir las consecuencias asociadas a la falla de un equipo?
- ¿Se puede tomar acción para reducir la probabilidad de falla tal como cambios metalúrgicos o rediseño de equipos?

Se deben establecer los siguientes parámetros luego del análisis de riesgo:

- Monitorear, y medir el mecanismo de falla.
- Reducir la incertidumbre y aumentar la predictibilidad.
- Frecuencias de inspección.
- Zonas de inspección.
- Herramientas y técnicas: saber cuál es más efectiva para cierto tipo de mecanismo de falla.
- Procedimientos y prácticas: apropiada experiencia y calificación de los inspectores.

Las otras actividades de mitigación de riesgo, deben implementarse para:

- Reducir la magnitud de la consecuencia.
- Reducir la probabilidad de falla.
- Mejorar la sobrevivencia de la instalación y las consecuencias para la gente.
- Mitigar la principal fuente de consecuencia.

Ejemplos de actividades de mitigación a tener en cuenta para una futura aplicación:

- El reemplazo de equipo o reparación (cuando la probabilidad de riesgo es mayor a lo inaceptable y no existe otro método de mitigación).
- Fitness For Service Assessment (API RP 579-1/ASME FFS-1) [6]: se utiliza para determinar si el equipo puede continuar en operación de manera segura. También puede determinar que fallas requieren reparación o reemplazo.
- Modificación, rediseño y reevaluación.
- Aislación de emergencia.
- Bajas de presión de emergencia.
- Modificación de proceso.
- Reducir inventario.

3.2.2.1.7 Re análisis (actualización de datos).

El re análisis de datos es primordial para la actualización del riesgo de los equipos y la determinación de la reducción de la incertidumbre de falla de cada uno de los equipos.

3.2.3 Prácticas recomendadas y Standard.

En éste trabajo de título se utiliza la metodología de la práctica recomendada API RP 581 [2] y el estándar ASME PCC-3 [1]. Las metodologías se restringen al análisis de riesgo, es decir, determinación de probabilidad de falla y consecuencia de falla, también se mencionan los anexos que ayudan a la determinación de factores claves o a la recopilación de información. El estándar ASME PCC-3 [1], ha sido seleccionado como sugerencia de la empresa mandante en este caso AES Gener S.A., pero a su vez se utiliza ya que nos entrega una estructura de trabajo como se muestra en el capítulo 3.2.2.1.

La norma API RP 581 [2], presenta una metodología consistente para la determinación de las consecuencias de falla la cual es descrita posteriormente en el capítulo 3.6.4. En cuanto a la

probabilidad de falla, se utiliza una metodología propia, ya que la norma API RP 581 [2], no entrega resultados diferenciadores entre cada equipo.

3.2.3.1 API RP 581 Technology.

La práctica recomendada API RP 581, Risk-Based Inspection Technology, Tercera Edición, actualizado el presente año 2016 [2] está desarrollada y publicada por la corporación API. Su propósito es proveer métodos de inspección basados en el riesgo que apoyen las normas mínimas establecidas por la práctica recomendada API RP 580. Este documento detalla el procedimiento y metodología de IBR, una metodología integrada que usa el riesgo como una base para priorizar y administrar un programa de inspección de un equipo en servicio, al analizar ambos, la probabilidad y la consecuencia de la falla de un equipo. La práctica recomendada API RP 581 [2] fue desarrollado específicamente para su uso en la industria Petro-Química.

3.2.3.1.1 Descripción General.

La práctica recomendada API RP 581 [2] provee hojas de datos estándar las cuales sirven para reunir la información necesaria, y dejar registro de ésta. Estos registros incluyen información como; datos de construcción, reemplazos, puntos de inspección, etc.

Los mecanismos de falla son identificados como factores de daño, cada uno representa un tipo de degradación del equipo, donde mediante preguntas específicas se determina si aplican o no para el equipo que está siendo evaluado.

La probabilidad o frecuencia de falla, puede ser tanto la real, es decir, obtenida directamente de los datos de la empresa o una genérica la cual es proporcionada por la práctica recomendada, según equipo o componente y tamaño de la falla. Esta frecuencia de falla se modifica a través de dos variables; factores de daño y factores de administración. Algunas definiciones de los conceptos utilizados se encuentran a continuación:

Factor de daño: un factor de ajuste aplicado a la frecuencia de falla genérica de un componente para considerar mecanismos de falla que están activos en el componente.

Frecuencia de falla genérica: una probabilidad de falla basada en información de una gran población de componentes que puede no incluir los efectos de mecanismos de daño específicos.

Factor de administración del sistema: un factor de ajuste que considera la porción del sistema de administración que más directamente impacta en la probabilidad de falla del componente.

Para la determinación de la consecuencia de falla es desarrollado un método que se basa en la determinación de la cantidad de fluidos liberados, los cuales se encuentran acotados dentro de la PR. Son descritas dos tipos de consecuencias, las cuales tienen una profundidad diferente dependiendo de los casos que quieran ser analizados. Se ve en más detalle en los siguientes capítulos, ya que fue parte de la metodología utilizada para la determinación del riesgo de los equipos incluidos en este trabajo de título.

3.2.3.2 ASME PCC-3 Standard.

El estándar ASME PCC-3, Inspection Planning Using Risk-based Methods [1], es un standard desarrollado específicamente para la aplicación sobre equipos estáticos, presurizados y sus componentes. Éste estándar provee una guía, para dueños, operadores, y diseñadores de equipos presurizados para el desarrollo e implementación de un programa de inspección. Este enfoque enfatiza la operación segura y confiable a través de una inspección efectiva al menor costo.

3.2.3.2.1 Descripción de la metodología.

El estándar ASME PCC-3 [1] describe la metodología IBR, por lo tanto, no existe mayor diferencia a lo mencionado en el capítulo 3.2.2.1. Es creada para la elaboración de metodologías nuevas. Destaca dentro de su contenido la mención o derivación a textos claves que sirven como buena referencia para el desarrollo del plan de inspección. También contiene anexos que ayudan a la determinación de mecanismos de falla, basándose en diferentes datos claves, como son: tipo de material (no de manera específica), temperatura de operación, presión de operación, tipo de flujo, etc.

3.2.4 Ensayos no destructivos.

Se denomina ensayo no destructivo (también llamado END, o en inglés NDT (non destructive testing) a cualquier tipo de prueba practicada a un material que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. A continuación, en la Tabla 3-1, se presentan distintos END, sus aplicaciones y limitaciones, de acuerdo a lo señalado por el instituto EPRI [7].

Los END se encuentran normados por la norma ASME V [8]. En la norma ASME se especifican procedimientos para antes y durante la inspección, al igual que los criterios de aceptación.

Hay END que no se encuentran normados por la norma ASME V [8], como lo son la metalografía (réplicas) o las muestras tipo bote. Es posible encontrar criterios de aceptación de los resultados, pero dependen de cada material y el tipo de mecanismos de falla a evaluar.

Tabla 3-1. Aplicaciones, ventajas y limitaciones de los END. Fuente, [7].

Método	Aplicaciones	Ventajas	Limitaciones	Comentarios
Visual	Discontinuidades superficiales, grietas, porosidad, escoria, des alineamientos, deformación, fugas.	Económico, rápido, simple, en tiempo real, puede eliminar la necesidad por otros métodos.	Solo superficial, resolución variable y pobre, fatiga de ojos, distracciones, requiere buena iluminación.	Siempre debería ser el primer método aplicado.
Tintas penetrantes	Discontinuidades superficiales, grietas, porosidad, junturas, laps, fugas.	Económico, rápido, simple, portable, fácil de aplicar, más sensitivo que el visual, aplicable a la mayoría de los materiales.	Solo superficial, no es útil en superficies calientes, pintadas o irregulares.	Confuso, requiere buena ventilación.

Partículas magnéticas	Discontinuidades superficiales y cercanas a la superficie, grietas, huecos, inclusiones, junturas, laps.	Bajo costo, rápido, portable, más sensitivo ante grietas delgadas que los líquidos penetrantes, puede realizar a superficies cercanas, funciona en algunos materiales pintados.	Material debe ser ferromagnético, superficie debe estar limpia, partes podrían requerir desmagnetización alineamiento de la superficie necesario	Fluorescente a la humedad, técnica muy sensible ante defectos superficiales pequeños.
Ultrasonido	Discontinuidades superficiales y sub-superficiales, grietas, laminaciones porosidad, falta de fusión, inclusiones, espesor.	Portable, determina ubicación y tamaño de la discontinuidad, buena sensibilidad, inspección desde una cara.	Necesidad de acoplamiento; formas complejas delgadas, orientación de discontinuidad, dependiente del operador.	Requiere el uso de estándares significativos como referencia, sistemas digitales de ultrasonido automatizados están altamente desarrollados.
Radiografía	Discontinuidades sub-superficiales, grietas, huecos, variaciones de	Provee registro permanente, puede ser portable,	No sensitivo ante des alineamientos planares, defectos similares a grietas,	Puede ser un método útil para asistir con disposición de

	espesor, falta de fusión, penetración incompleta, corrosión, componentes faltantes, composición.	aplicable a amplio rango de materiales.	peligro de radiación, relativamente costoso, resolución pobre en espesor, exposición de doble pared para tuberías de gran diámetro.	indicadores ultrasónicos.
Emisión acústica	Discontinuidades superficiales y sub-superficiales, formación y crecimiento de grietas, fugas, cavitación y ebullición, cambios de fase.	Seguimiento remoto y continuo, ubicación, severidad, registro permanente, pruebas en la totalidad del sistema o componente, costos 50-90% menor que inspección por ultrasonido, la tubería no puede quedar fuera de servicio.	Contacto con sistema, puede requerir muchos puntos de contacto, interpretación compleja, sistema debe estar bajo esfuerzo, algunos sistemas son demasiado complejos.	Práctica actual dirigida a confirmar indicadores mediante otros métodos; el uso está aumentando rápidamente.
Replicación	Condición micro estructural de superficie.	Evaluación de los daños y determinación de la	Solo evalúa condición superficial.	Puede revelar grado de deslizamiento asociado a

		microestructura y verificación por tratamiento térmico sin necesidad de seccionar el componente.		daños solo en la superficie de inspección.

3.2.4.1 Inspección Visual (VT).

El principal propósito de una inspección visual es detectar deterioro global o grandes defectos para un sistema o unidad. La inspección visual usualmente no requiere bastante acercamiento al objeto o sistema y la limpieza no es obligatoria.

Con este END es posible detectar:

- Deterioro en la pintura.
- Avería en la aislación.
- Fugas a través de las paredes de las cañerías, soldaduras, flanges y conexiones.
- Deformación local y global.
- Soportes inestables.
- Indicadores de vibración que pueden causar avería.

3.2.4.2 Tinta Penetrante (PT), Tinta Penetrante Fluorescente (FPT).

El método de inspección por tinta penetrante es un método de inspección ampliamente usado y de bajo costo, se utiliza para localizar defectos tipo grietas en la superficie en todos los materiales no porosos (metales, plásticos o cerámicos). Puede ser aplicado para todos los materiales no ferrosos y ferrosos, aunque para materiales ferrosos la inspección por partículas magnéticas es a menudo usada en su lugar por su capacidad de detección en sub-superficie. La inspección por tinta penetrante es usada para detectar, defectos en las superficies fundidas

forjadas y soldadas tales como grietas tipo línea de cabello, porosidad en la superficie, fugas en nuevos productos y grietas por fatiga en servicios en servicio.

3.2.4.3 Partículas Magnéticas (MT), Partículas Magnéticas Fluorescentes Húmedas (WFMT).

El método de inspección por partículas magnéticas es un ensayo no destructivo para detectar discontinuidades en la superficie y parte de la sub-superficie en materiales ferromagnéticos tales como el hierro, níquel, cobalto y algunas otras aleaciones. El proceso induce un campo magnético en la sección, por lo que la presencia de una discontinuidad en la superficie o sub-superficie en el material permiten al flujo magnético escapar, debido a que el aire no puede soportar tanto campo magnético por unidad de volumen como los metales. Entonces, son aplicadas partículas ferrosas a la sección. Las partículas pueden ser secas o en una suspensión húmeda. Si un área del flujo se está filtrando, las partículas se verán atraídas a esta área.

3.2.4.4 Ultrasonido (UT).

El test de ultrasonido es un ensayo no destructivo basado en la propagación de ondas ultrasónicas en el objeto o material testeado. En la mayoría de los casos, son transmitidas en los materiales para detectar fallas o caracterizar materiales. Un ejemplo común es la medición de espesores por ultrasonido, el cual mide el espesor de el objeto ensayado, esto permite detectar el grado de la corrosión de las cañerías.

3.2.4.5 Radiografía (RT).

El método de inspección por radiografía industrial es un ensayo no destructivo donde muchos tipos de componentes manufacturados pueden ser examinados para verificar la estructura interna e integridad del componente. Puede ser desarrollado utilizando rayos-x o rayos gamma, ambos son formas de radiación electromagnética. Los rayos “x” y gamma tienen el rango más corto de longitud de onda y esta propiedad le permite penetrar, viajar a través y salir de varios materiales tales como acero al carbono y otros metales.

3.2.4.6 Eddy Current (ET).

El método de inspección Eddy Current es uno de los muchos métodos de inspección electromagnéticos usados como ensayo no destructivo haciendo uso de su inducción electromagnética y caracterización de las fallas de la superficie y sub-superficie en materiales conductores. Las discontinuidades y grietas, perturban el flujo de la corriente inducida, y por lo tanto afecta la magnitud y la fase de la corriente inducida.

3.2.4.7 Emisión Acústica (AE).

La aplicación de emisiones acústicas a ensayos no destructivos, a diferencia del ultrasonido, se utiliza para monitorear emisiones acústicas producidas en el material durante la falla o el esfuerzo, en vez de transmitir ondas para recolectarlas luego de que ha sucedido la falla.

La técnica es usada, por ejemplo, para estudiar la formación de grietas durante el proceso de soldadura.

Esta técnica también es valiosa para la detección de la formación de grietas en equipos presurizados y cañerías que transportan líquidos a alta presión.

3.2.4.8 Medición de Espesores.

El método de inspección de medición de espesores consiste en la utilización de algún tipo de ensayo no destructivo, con la finalidad de establecer una comparación entre los espesores entregados por el fabricante del equipo o sistema y la medida tomada. Usualmente se utiliza ultrasonido.

3.2.4.9 Metalografía en el lugar (réplicas).

El método de inspección por metalografía no destructiva o replica metalográfica es un ensayo no destructivo, utilizado en forma no rutinaria para detectar heterogeneidades y defectos superficiales que se manifiestan en equipos y componentes en servicio, que trabajan a presión y temperatura en forma continua, es utilizado toda vez que no se pueda extraer una muestra metalográfica para conocer los cambios micro estructurales que hubiesen ocurrido. La réplica metalográfica consiste en copiar la textura y relieves (interfaces como junturas de grano, límites de maclas, depresiones por presencia carburos, micro grietas, etc.) de la superficie de cualquier aleación o metal mediante la utilización de un celuloide, el cual se prepara adecuadamente y se presiona sobre la superficie preparada en forma similar a cualquier probeta metalográfica de laboratorio, pero con un sobre de ataque químico para magnificar las interfaces mencionadas y relieves que puedan ser copiados por el celuloide.

3.2.4.10 Muestra tipo bote.

La muestra tipo bote es definida como una inspección parcial de un sistema, por ejemplo, un estanque o una sección de cañería, el cual tiene la finalidad de extrapolar el resultado de la inspección a las partes no inspeccionadas, y hacer una sentencia respecto de la condición del sistema.

3.3 Capítulo 3: Descripción del funcionamiento de las plantas de energía.

Una planta de energía es un ensamble de sistemas o subsistemas para generar electricidad, que a través del poder calorífico de combustibles y/o la fuerza de un caudal de un fluido, es posible la generación de energía eléctrica. Dentro de esta definición podemos clasificar los siguientes tipos de plantas térmicas.

Clasificación de las plantas de energía:

1. Planta de energía a vapor.
2. Planta de energía a diésel.
3. Planta de energía con turbina a gas.

4. Planta de energía nuclear.
5. Planta de energía hidroeléctrica.

Específicamente en este trabajo de título se trabajará con plantas de energía a vapor de combustible fósil.

A continuación, se presenta una breve descripción de los procesos térmicos que gobiernan las plantas termoeléctricas.

3.3.1 Ciclo regenerativo con recalentamiento.

En las plantas de energía a vapor, que utilizan alta presión de vapor. El ciclo Rankine es el que gobierna la termodinámica de la generación de vapor específicamente ciclo Rankine regenerativo. A continuación, se presenta un gráfico de temperatura v/s entropía, para ejemplificar el ciclo regenerativo que será descrito más adelante. La idea en un ciclo regenerativo, es aprovechar el calor de los gases y mejorar la eficiencia, aumentando las etapas de trabajo de fluido.

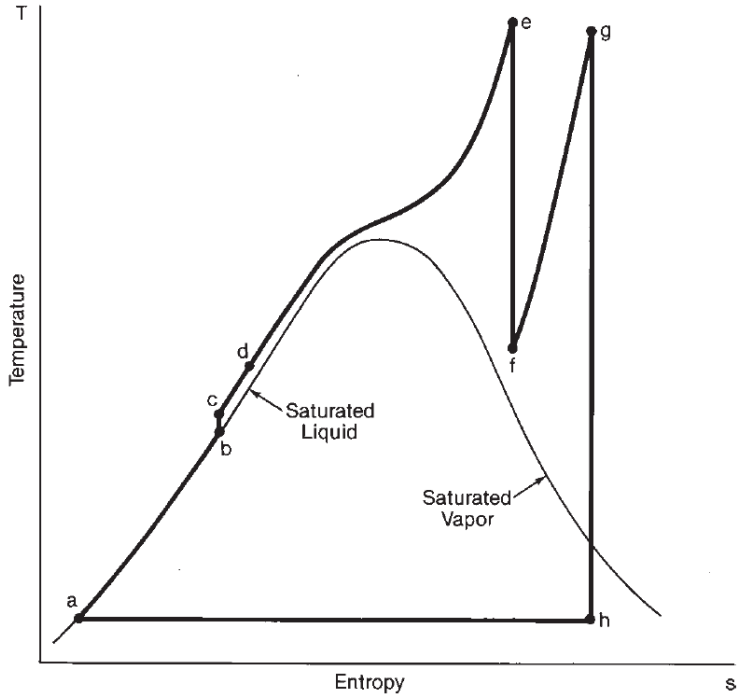

Figura 3-3. Ciclo Recalentado Regenerativo. Fuente, [9].

De acuerdo a la Figura 3-3,

a→b: Aumento de temperatura del fluido.

b→c: Compresión del fluido.

c→d: Aumento de la presión de la temperatura del fluido, hasta su punto de saturación.

d→e: Ebullición del fluido y se lleva hasta su estado de vapor sobrecalentado.

e→f: Trabajo realizado sobre la turbina de alta presión, pérdida de presión y temperatura. Sigue en estado de vapor sobrecalentado.

f→g: Recalentamiento, aumento de la temperatura. Sigue en estado de vapor sobrecalentado.

g→h: Trabajo realizado sobre la turbina de presión intermedia. Disminución de la temperatura, convección a líquido.

h→a: Condensador.

3.4 Capítulo 4: Descripción general de los equipos a evaluar.

Antes de comenzar la descripción de los equipos, es importante entender su función dentro del ciclo Rankine regenerativo con calentamiento. Los equipos que no son parte de la evaluación de riesgo no serán descritos, pero si mencionados para el mejor entendimiento del proceso. La Figura 3-4 esquematiza el proceso de generación de vapor.

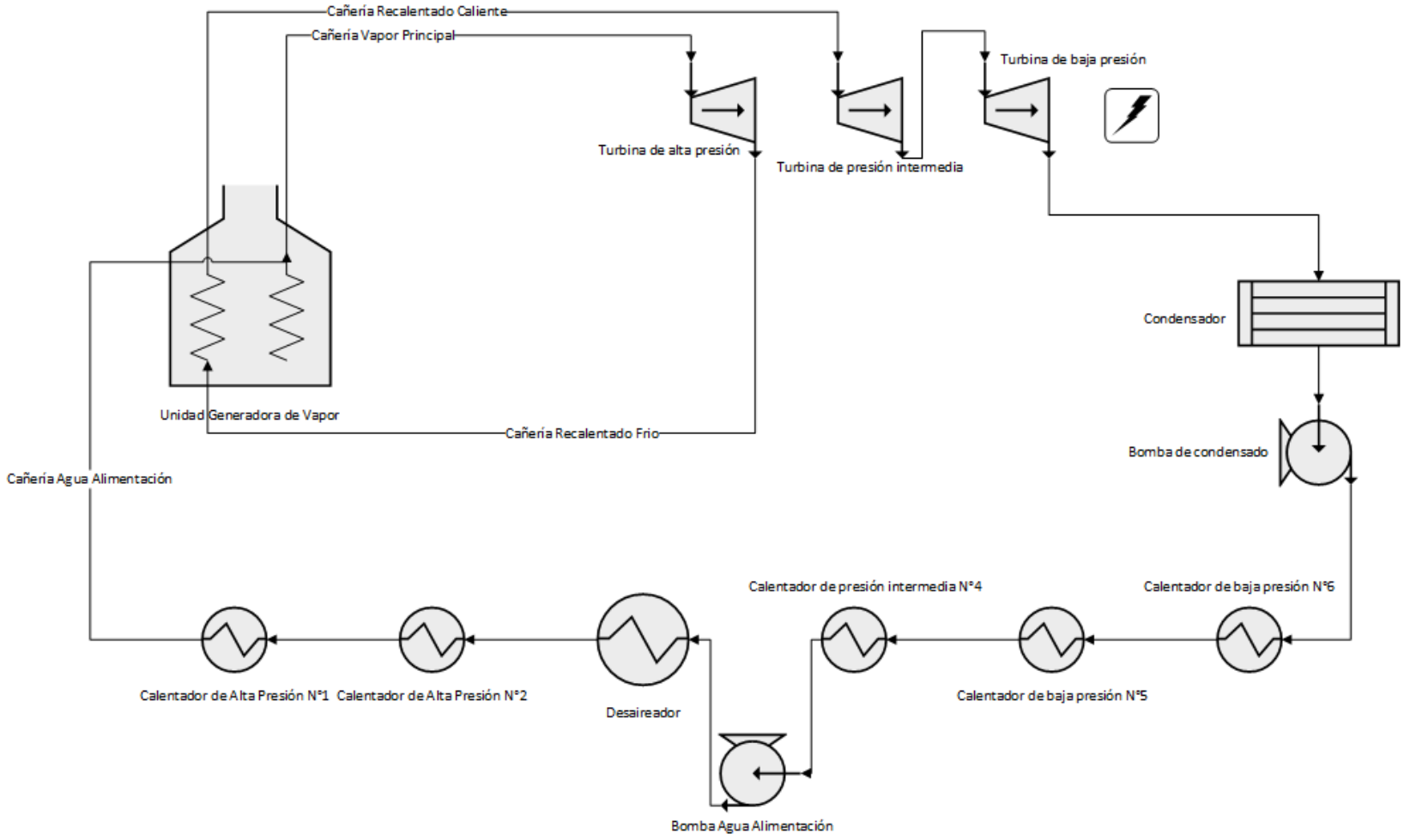

Figura 3-4. Esquema del flujo de agua-vapor, por equipos a analizar. Fuente, propia.

3.4.1 Cañerías.

La norma que abarca las cañerías de poder es la norma ASME B31.1: Power Piping [10], ésta norma es exclusiva para el uso de las cañerías de poder.

Las cañerías son un ensamble de componentes usados para transportar, distribuir, mezclar, separar, descargar, medir, controlar, o desairar flujos de fluido. Los componentes incluyen, líneas rectas, codos, uniones, flanges, sellos, pernos, válvulas, y dispositivos tales como juntas de expansión, juntas flexibles, mangueras de presión, trampas, filtros, porciones de instrumentos en línea, y separadores.

Pueden ser llamadas cañerías, llamadas en inglés pipe o tuberías llamada en inglés (tube), la diferencia radica en el estándar dimensional en el cual son manufacturadas, debido a que las tuberías se miden según su diámetro exterior, mientras que las cañerías se miden según el diámetro nominal.

Otra importante definición que debe realizarse es, la diferencia entre “pipeline” y “piping”, “pipeline” hace referencia a una cañería o tubería que abarca varías kilómetros de largo que generalmente no se encuentran dentro de un complejo industrial, “piping” en cambio es utilizado para cañerías de procesos industriales que se encuentran dentro de un complejo industrial. El término “piping” también incluye elementos de soporte, pero no incluye soporte de estructuras.

3.4.1.1 Cañería de vapor principal.

La cañería de vapor principal es la que se encuentra entre el sobre calentador y la turbina. Transporta vapor sobrecalentado a 540°C y una presión de 140 Kg/cm^2.

3.4.1.2 Cañería de recalentado caliente.

La cañería recalentado caliente es la que se encuentra entre el recalentador y la turbina de presión intermedia, continuación de la cañería de recalentado frío. Transporta vapor sobrecalentado a 540°C y una presión de 30 kg/cm^2.

3.4.1.3 Cañería de recalentado frío.

La cañería de recalentado frío es la que se encuentra entre la turbina de alta presión y el recalentador. Transporta vapor sobrecalentado a 340°C y una presión de 30 Kg/cm^2.

3.4.2 Domo.

La norma que abarca a este tipo de equipos es la norma ASME BPVC Sección VIII – Pressure Vessels [11].

El domo sirve como un recipiente de almacenamiento de agua para la sección de operación de la caldera, teniendo capacidad suficiente para encargarse de la expansión y contracción del fluido, el cual puede ser provocado por una sobre carga rápida o una caída de carga respectivamente. El domo también contiene ciclones y deflectores para separar el vapor del agua de la mezcla de líquido y gas que entra al domo, esto para que el vapor pasante al sobre calentador primario este virtualmente seco y saturado.

3.4.3 Calentadores de Agua.

La norma que contiene a este tipo de equipos es la norma ASME BPVC Sección VIII – Pressure Vessels [11].

Un calentador del agua alimentación es un intercambiador de calor, donde este calor se transfiere del vapor al agua de alimentación mediante dos métodos, la mezcla de ambos flujos de fluido (calentadores de agua de alimentación abiertos) o sin mezclarlos (calentadores de agua de alimentación cerrados).

Un calentador abierto de agua alimentación (o de contacto directo) es básicamente una cámara de mezclado en la que el vapor extraído de la turbina se mezcla con el agua de alimentación que sale de la bomba. Idealmente, la mezcla sale del calentador como líquido saturado a la presión del calentador.

Otro tipo de calentador de agua alimentación frecuentemente utilizado en las centrales eléctricas de vapor es el calentador cerrado de agua de alimentación, donde el calor se transfiere

del vapor extraído hacia el agua de alimentación sin que suceda ninguna mezcla. Los dos flujos pueden estar a presiones diferentes, puesto que no se mezclan.

El uso que se les da a los calentadores en la generación de vapor es aumentar cada uno, la temperatura del fluido en aproximadamente 40°C.

En el sistema a estudiar hay 5 calentadores, dos de baja presión, uno de presión intermedia, y dos de alta presión.

3.4.4 Desaireador.

La norma que contiene a este tipo de equipos es la norma ASME BPVC Sección VIII – Pressure Vessels [11].

Un desaereador es un que equipo que remueve O_2 del agua alimentación, ya que el oxígeno es altamente corrosivo en los circuitos de vapor.

Termodinámicamente es un equipo que genera una o varias etapas de equilibrio al poner en contacto una solución saturada de O_2 y una corriente de vapor puro. El equilibrio químico desplaza O_2 de la corriente líquida saturada a la corriente de vapor puro.

Las funciones principales del desaereador son extraer el oxígeno disuelto en el fluido, calentar el agua alimentación como un intercambiador de calor y almacenar el fluido desaereado.

3.5 Capítulo 5: Mecanismos de falla presentes en los materiales de construcción de los equipos en estudio.

La definición de los mecanismos de falla se hace de acuerdo a lo estipulado en el estándar ASME PCC-3 [1], donde en su apéndice A, entrega las definiciones de diferentes mecanismos de falla presentes en los materiales.

La selección de los mecanismos que afectan los equipos en estudio, bajo las condiciones de operación de la planta, se han seleccionado de la tabla A, utilizando la tabla B-1 del apéndice B del estándar ASME PCC-3 [1].

3.5.1 Creep.

El creep se presenta a altas temperaturas, puede afectar componentes metálicos, deformándolos lenta y continuamente bajo una carga debajo el esfuerzo de fluencia del material. Esta deformación, que depende del tiempo al que los componentes son sometidos a esos esfuerzos, es conocida como creep. La deformación lleva a grietas, lo cual eventualmente lleva a la ruptura.

El creep presenta un cambio en las dimensiones del equipo lo cual puede resultar en falla. Este cambio de dimensiones se puede presentar como elongación del componente a largo plazo y puede progresar al estrés de ruptura, resultando en fisuras internas. Los materiales se estirarán hasta que se producen lágrimas intergranulares, las cuales pueden unirse para formar una grieta o fisura.

Este trabajo de título centra su atención en la falla por creep, por lo que a continuación se definen los distintos estados del creep, de acuerdo a lo señalado en el libro Steam [12].

La curva de la Figura 3-5, representa un creep clásico dividido en tres etapas. Dada una deformación inicial, la cual depende de la carga y la temperatura aplicada. Al pasar el tiempo comienza la primera etapa (A-B) llamada creep primario, se caracteriza por una tasa decreciente de deformación. La segunda etapa (B-C), se caracteriza por pequeñas variaciones en la tasa de deformación, es llamada creep secundario. La tercera etapa (C-D), se caracteriza por una tasa de deformación acelerada que lleva a la fractura, es llamada creep terciario.

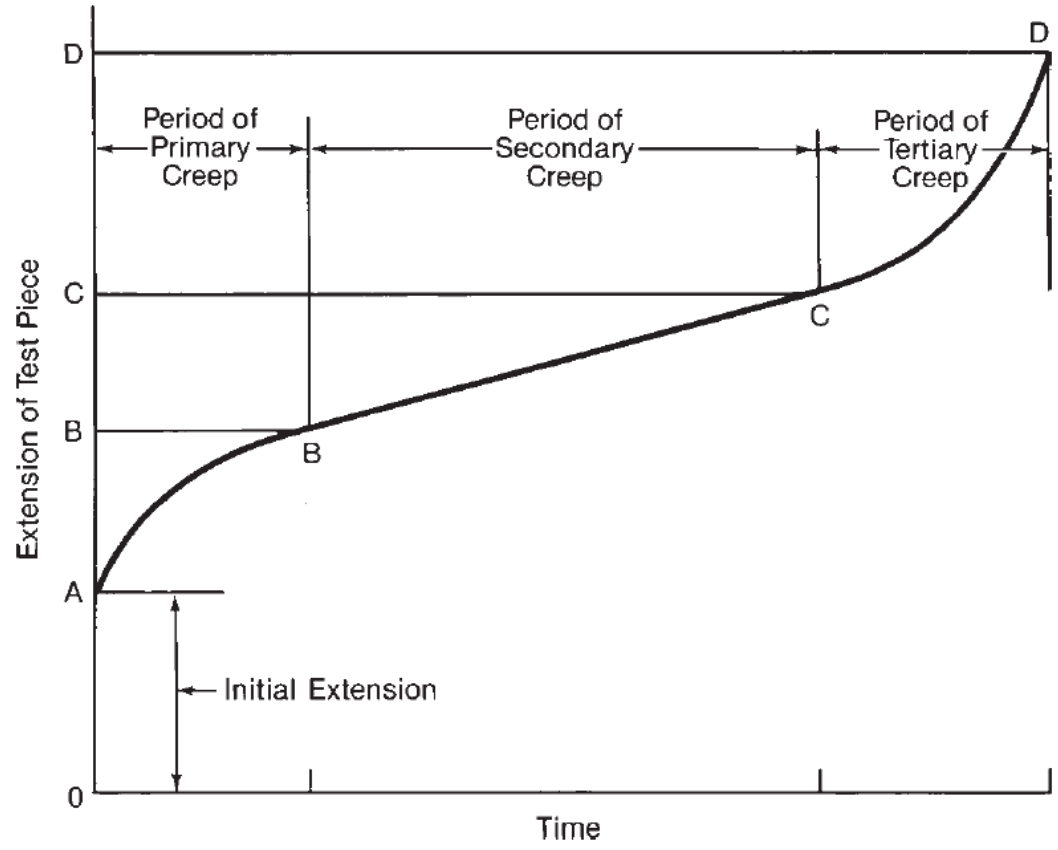

Figura 3-5. Diagrama clásico de test de creep a carga y temperatura constante. Fuente, [12].

3.5.2 Dissimilar metal weld cracking (DMW).

Es la unión de dos materiales con diferentes aleaciones a través de soldadura. Donde puede producirse el agrietamiento y se atribuye a esta condición de la soldadura.

3.5.3 Fatiga.

La fatiga es una forma mecánica de degradación que ocurre cuando un componente está expuesto a un esfuerzo cíclico por un periodo extenso de tiempo, a menudo resultando en una falla inesperada. Estos esfuerzos pueden surgir por cargas mecánicas o por ciclos térmicos y son típicamente muy por debajo los esfuerzos de fluencia del material.

La fatiga se caracteriza por la propagación incremental de las grietas hasta que la sección transversal ha sido reducida por lo que ésta no puede soportar más la carga aplicada.

3.5.4 Fretting.

El fretting es el desgaste que ocurre entre superficies de fitting apretadas sujetas a oscilación con muy poca amplitud. Este tipo de desgaste puede ser una combinación de desgaste por óxido y desgaste abrasivo.

Una característica de este mecanismo de falla es que presenta superficies muy limpias, a menudo visto en zonas localizadas. Puede ocurrir en ambientes acuosos.

3.5.5 Grafitización.

La grafitización es el cambio en la microestructura de ciertos aceros al carbón y aceros con 0,5Mo, después de largos periodos de operación entre 800°F a 1100°F (427°C a 593°C). Rango que puede causar una pérdida en la fuerza, ductilidad, y/o resistencia al creep. A elevadas temperaturas, las fases del carburo en estos aceros son inestables y puedes descomponer los nódulos del grafito. Esta descomposición es llamadas grafitización.

La grafitización reduce la ductilidad en zonas térmicamente afectadas de soldaduras, debido a la presencia del grafito.

3.5.6 Hot tensile.

El hot tensile, es un fenómeno mecánico, que ocurre cuando el esfuerzo en un componente excede la fuerza de tensión de atemperado del metal.

Una característica es que muestra descoloración y distorsión. Los materiales tienen cambios permanentes y perjudiciales en sus propiedades.

3.5.7 Esferoidización.

La esferoidización es un cambio en la microestructura de aceros después de la exposición en el rango de 850°F a 1400°F (440°C a 760°C), donde la fase del carbono, en aceros al carbono, es inestable y puede aglomerarse de su forma normal plana, a una esferoidal, dispersas en aceros de baja aleación como 1Cr-0,5Mo a uno largo y aglomerado. La esferoidización puede causar una pérdida en fuerza y/o en la resistencia al creep.

La Esferoidización presenta un cambio de estructura perlítica laminar a una esferoidal generalmente produce a ligera reducción en tensiones y en esfuerzos de fluencia y un ligero incremento en la elongación.

3.5.8 Descarburación.

La descarburación es una condición donde los aceros pierden resistencia debido a la remoción del carbono, dejando solo una matriz de hierro. La descarburación ocurre durante la exposición a altas temperaturas, durante el tratamiento térmico, de exposición a fuegos, o de altas temperaturas de servicio en ambiente gaseoso.

Pérdida del carbono de la superficie del acero puede ocurrir durante tratamientos térmicos si la atmósfera del horno es oxidante.

3.5.9 Erosión.

La erosión es la destrucción de materiales por la acción abrasiva de un fluido en movimiento.

FAC (flow acelerated corrosión): la corrosión por flujo acelerado, es un caso especial del mecanismo de erosión. La disminución de espesores por este método usualmente es asociada con la alta pureza, el vapor de bajo nivel de oxígeno se condensa causado por el movimiento relativo de un fluido corrosivo contra la superficie del metal. La pérdida de metal es resultado de la disolución de la capa de óxido protectora por la turbulencia localizada. Esta pérdida de espesor se observa en codos y regiones de turbulencia localizada.

3.5.10 Corrosión por oxidación

En el mecanismo de falla de corrosión por oxidación el oxígeno reacciona con el acero al carbono y otras aleaciones a altas temperaturas convirtiendo el metal en óxido. A este mecanismo de falla usualmente se le llama ataque seco o de alta temperatura.

3.6 Capítulo 6: Descripción de la metodología a utilizar en el análisis de riesgo.

En éste capítulo se expondrá la metodología a utilizar, como se mencionó en la introducción de este trabajo de título, se ha decidido elaborar una metodología propia y análisis basados en el estándar ASME PCC-3 [1], pero se ha utilizado como base para el cálculo de las consecuencias la práctica recomendada API RP 581 [2].

Estructura de la metodología para el análisis de riesgo:

1. Se establecen una serie de supuestos y restricciones que simplifican el análisis y no alteran en gran forma el resultado.
2. Se especifican las fuentes de información a utilizar, para el posterior desarrollo del análisis de riesgo.
3. Se expone la metodología para la determinación de la consecuencia de falla, basada en la práctica recomendada API RP 581 [2].
4. Se propone la metodología para la determinación de la probabilidad de falla de los componentes y posteriormente equipos.
5. Se expone la metodología para determinación del riesgo.
6. Se propone metodología para la determinación de intervalos de inspecciones basado en los costos.

3.6.1 Principales supuestos, usados a lo largo de la metodología.

Es importante establecer los supuestos que dan sentido a las metodologías utilizadas, tanto los supuestos propuestos por las PR y los estándares, como los supuestos añadidos para la elaboración en específico de este trabajo de título.

- Sólo son, analizados los componentes de mayor riesgo en los equipos.
    - Cañerías: soldaduras, codos y apoyos de los colgadores.

3.6.1.1 Supuestos para la consecuencia de falla, basado en lo estipulado por la práctica recomendada API RP 581 [2].

Debido al tipo de fluido con el que se está trabajando, los supuestos propuestos por la práctica recomendada API RP 581 [2] son:

- No existen consecuencias inflamables.
- No existen consecuencias tóxicas.
- No existen consecuencias medio ambientales.

Costos.

- No es considerada la continua variación en el precio del MWh.
- Es establecida una utilidad de ganancia promedio. (descontando los costos de la producción considerando solo el costo del carbón que bordea el 80% de los costos totales de producción).
- Son aproximados los costos y tiempos de reparación, de acuerdo a la siguiente premisa: la reparación mínima será un cambio de soldadura, y el mayor un caso real de reparación, cambio de “Y”.
- Se considera producción total de la unidad.

3.6.1.2 Supuestos para la Probabilidad de Falla.

Uno de los problemas más importantes asociados con la confiabilidad de los datos es, irónicamente, la falta de datos suficientes para ejecutar correctamente los análisis estadísticos. Todos los métodos estadísticos son limitados cuando se hace sobre la base de conjuntos de datos pequeños, ya que la cantidad de información que contienen estos conjuntos es, por naturaleza insuficiente [13]. Por otra parte, evidencias empíricas indican que comúnmente conjuntos de tiempo de fallas que contienen diez o menos observaciones, en efecto, crean la necesidad de desarrollar métodos para abordar adecuadamente los conjuntos de datos pequeños [14]. Naturalmente, si mayor es el conjunto de datos, más preciso será el análisis estadístico. Adicionalmente, muchos conjuntos de datos se recogen para la gestión de mantenimiento directa, en lugar de recogerlos para realizar análisis de confiabilidad. El contenido de la información es a menudo muy pobre y pueden inducir a error, sin un examen cuidadoso del material y limpieza necesaria.

Se proponen los siguientes supuestos que ayudan a la determinación de la probabilidad de falla:

- Es determinada una probabilidad de falla total que abarca todos los mecanismos de falla de los equipos, debido a la falta de información.
- Es utilizada una metodología donde los componentes no son reparables y deben ser reemplazados.
- La condición inicial de los nuevos componentes es tan buena como si fuesen nuevos.
- Se utilizará una función de densidad exponencial, para definir los mecanismos de degradación en el tiempo.

3.6.2 Recopilación e identificación de equipos.

a. Estudio del funcionamiento de la planta.
    - Libro “Steam” (Babcock and Wilcock) [9].
    - Guías de operación de cada planta [15].
    - Libro “Termodinámica” (Cengel) [16].

- Diagramas de flujos de calor.

b. Recopilación de la información de planta.
   - Material de Fabricación.
   - Material de contención o que transporta.
   - Temperatura de operación.
   - Presión de operación.
   - Tasas de Flujos.
   - Dimensiones físicas (diámetros, espesores, largo, etc.).
   - Tiempo en funcionamiento.
   - Inspecciones que le fueron realizadas.
   - Hallazgos de las inspecciones.
   - Reparaciones.

c. Identificación de Equipos.

   - Establecer nomenclatura general de componentes de cada equipo.

3.6.3 Determinación de los mecanismos de falla.

Como se mencionó en el capítulo 3.5, la selección de los mecanismos de falla es realizada con las tablas presentes en el apéndice B, del estándar ASME PCC-3 [1]. Y además de esto, es aplicado el conocimiento del experto en planta, para una mayor discriminación de los mecanismos de falla para cada equipo.

Los mecanismos de falla que se han seleccionados para la evaluación, son los siguientes:

- Creep.
- Fatiga.
- Erosión, FAC.

- Corrosión por oxidación.
- Sobre-Esfuerzo

Estos mecanismos de degradación del material se ven involucrados en la industria de generación de energía, y específicamente en los equipos analizados en este trabajo de título.

3.6.4 Determinación de las consecuencias basado en la práctica recomendada API RP 581 [2].

La metodología que la institución API propone, dice que debemos establecer los sucesos que queremos evaluar desde un comienzo, de esta forma se establecen 3 sucesos de falla basados en datos estadísticos.

Se deben considerar tres posibles casos de pérdida de contención, que es la falla principal de los equipos estudiados.

Los diámetros de los orificios son:

1. 0,25”.
2. 4”.
3. Ruptura (diámetro de la tubería).

Se trabaja con estos tres sucesos, a los cuales se les realizará un análisis de cuatro categorías de consecuencias.

Las categorías de consecuencias mayores son analizadas utilizando diferentes técnicas:

a. Las consecuencias inflamables y explosivas son calculadas usando árboles de eventos, combinado con modelamiento computacional para determinar la magnitud de las consecuencias. Las áreas de consecuencias pueden ser determinadas basadas en personal herido seriamente y componentes dañados por la radiación térmica y explosiones. Las pérdidas monetarias también son determinadas basadas en el área afectada por la liberación.
b. Las consecuencias tóxicas son calculadas usando modelamiento computacional para determinar la magnitud del área de la consecuencia como resultado de la exposición del personal a concentraciones tóxicas con una nube de vapor. Donde los fluidos son

inflamables y tóxicos, la probabilidad de eventos tóxicos asume que, si la liberación es encendida, las consecuencias tóxicas son despreciables. Las pérdidas monetarias también están determinadas basadas en el área afectada por la liberación.

c. Las liberaciones no tóxicas, y no inflamables también son consideradas ya que también pueden resultar en consecuencias serias. Consecuencias desde derrames químicos y quemaduras de vapor a alta temperatura son determinadas basadas en graves heridas para el personal. Las explosiones físicas y BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion) pueden también causar serias heridas al personal y daño a los componentes.
d. Las consecuencias financieras incluyen pérdidas debido a la interrupción y costos asociados con liberaciones ambientales. Consecuencias de las interrupciones del negocio son estimadas como una función de los resultados de áreas de consecuencias inflamables y no inflamables. Las consecuencias medioambientales son determinadas directamente de la masa disponible para la liberación o de la tasa de liberación.

Solo son consideradas las consecuencias no toxicas y no inflamables debido al tipo de fluido con el que se está trabajando.

La práctica recomendada API RP 581 [2] tiene dos análisis de la consecuencia de falla de los equipos, ambos con distinta finalidad y grado de exactitud:

El nivel I:

El análisis de consecuencia de nivel I es usado para un número limitado de fluidos. Este método simplificado contiene tablas y gráficos que facilitan el cálculo de las consecuencias provocadas por liberaciones. Una serie de modelamiento de análisis de la consecuencia fueron desarrollados para estos fluidos de referencia usando softwares de modelamiento de dispersión, el resultado ha sido incorporado en las tablas. Las siguientes suposiciones simplificadas son realizadas para cada análisis de consecuencia.

a. La fase del fluido liberado puede ser líquido o gas, dependiendo en la fase de almacenamiento y la fase esperada luego de la liberación a la atmosfera. En general, no se considera los efectos de enfriamiento de los líquidos de emergencia.
b. Las propiedades del fluido a estudiar, en caso de ser mezclas, están basados en valores promedio.

c. La probabilidad de encendido, como también la probabilidad de otro evento de liberación ha sido pre determinada para cada fluido dispuesto en la norma, como una función de la temperatura del fluido, temperatura de auto ignición y tipo de liberación. Estas probabilidades son constantes, totalmente independientes de la tasa de liberación.

El nivel II:

El nivel dos del análisis de consecuencia es usado en casos donde los supuestos del nivel uno, no son válidos. Algunos ejemplos de donde cálculos más rigurosos pueden ser necesarios son los siguientes:

a. El fluido a estudiar no está representado adecuadamente por los fluidos en la lista entregada en el análisis del nivel I, esto incluye casos donde el fluido es una mezcla o donde las consecuencias tóxicas del fluido no están representadas adecuadamente por ningún fluido de la lista de referencia.
b. El fluido almacenado está cerca de su punto crítico, en tal caso, las suposiciones de fase ideal para las liberaciones de vapor no son válidas.
c. Los efectos de la liberación de dos fases, incluyendo arrastre de chorro líquido, como también lluvias, necesitan ser incluidas en la evaluación.
d. Los efectos de BLEVE también deben ser incluidos en la evaluación (no incluidos en el análisis nivel I).
e. Los efectos de explosiones no inflamables presurizadas, son posibles cuando gases presurizados no inflamables (aire o nitrógeno) son liberados durante una ruptura de recipiente necesitan ser incluidas en la evaluación (no incluido en el nivel I).
f. Las suposiciones meteorológicas usadas en los cálculos de dispersión que forman la base para el análisis de consecuencias del nivel I, no representan la información del sitio.

3.6.4.1 Consecuencia Nivel I.

A continuación, se detalla paso a paso el proceso de determinación de la consecuencia de falla de un equipo.

3.6.4.1.1 Establecer el fluido liberado y sus propiedades, incluyendo la fase de liberación.

Es importante saber si el fluido a estudiar está dentro del rango acotado de fluidos que incluye la práctica recomendada API RP 581 [2]. Para esto la norma, proporciona una tabla donde presenta los fluidos que están incluidos, como también sus características y propiedades esenciales, las cuales servirán para el cálculo de la consecuencia de falla. El vapor y el agua son fluidos que están en la práctica recomendada por lo tanto es posible utilizar esta metodología para el uso de la determinación de las consecuencias de este trabajo de título. Algunas de las propiedades relevantes para determinar la consecuencia de falla son, la densidad, temperatura, presión, volumen específico y viscosidad dinámica.

3.6.4.1.2 Seleccionar de los tamaños de orificios de liberación del fluido.

El tamaño de los orificios se encuentra especificado en categorías y éstas a su vez en rangos de tamaño, luego quedan representadas por un valor a elección dentro de cada rango, o pueden ser tomados los valores de orificios propuestos por la práctica recomendada API, los cuales se muestran a continuación.

Tabla 3-2. Selección de tamaño de falla, Fuente [2].

Tamaño orificio liberación	Rango de diámetro de orificio [in]	Diámetro de orificio de liberación, d_n [in]
Medio	> ¼ - 2	$d_n = 0{,}25$
Grande	> 2 – 6	$d_2 = 4$
Ruptura	> 6	$d_3 = min[D, 16]$

3.6.4.1.3 Calcular la tasa teórica de liberación.

El cálculo de la tasa de liberación depende del tipo de ésta. El tipo de liberación viene determinado por la fase en la que se encuentra el fluido al producirse la falla y entrar en contacto con el ambiente, es obtenido de la práctica recomendada API RP 581 [2]. También es posible saber el tipo de liberación conociendo el funcionamiento del equipo, y determinando sus posibles fallas.

Las fórmulas para determinar la tasa de liberación con las siguientes.

Liberación líquida:

$$W_n = C_d \cdot K_{v,n} \cdot \rho_l \cdot \frac{A_n}{C_1} \cdot \sqrt{\frac{2g_c(P_s - P_{atm})}{\rho_l}} \tag{3}$$

El factor de corrección de la viscosidad viene determinado por la siguiente expresión:

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2{,}878}{Re_n} + \frac{342{,}75}{Re_n^{1,5}}\right)^{-1} \tag{4}$$

$$0{,}6 < C_d < 0{,}65$$

Donde,

C_d:

ρ_l: densidad del fluido.

A_n: Área de la liberación.

C_1: constante proporcionada por la norma API, ver anexo 5.2.

g_c: constante de gravedad.

P_s: presión de operación.

P_{atm}: presión atmosférica (presión final del fluido al ser liberado).

Liberación de Vapor:

La liberación de vapor puede ser sónica (de choque) para altas presiones internas y subsónicas para flujos de bajas presiones.

Para determinar qué tipo de liberación, se debe calcular la presión de transición con la siguiente fórmula.

$$P_{trans} = P_{atm}\left(\frac{k+1}{2}\right)^{\frac{k}{k+1}} \tag{5}$$

Donde,

k: coeficiente isentrópico, el cual se determina con la siguiente fórmula.

$$k = \frac{c_p}{c_v} \approx \frac{h}{u} \tag{6}$$

Luego se determina si la presión de operación (P_s) es mayor o menor a la presión de transición (P_{trans}), de acuerdo al resultado obtenido es posible determinar la tasa teórica de liberación del fluido, de acuerdo con las siguientes fórmulas.

$$W_n = \frac{C_d}{C_2} A_n P_s \sqrt{\left(\frac{k \times MW \times g_c}{R \times T_s}\right)\left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \; para\ P_s > P_{trans} \tag{7}$$

$$W_n = \frac{C_d}{C_2} A_n P_s \sqrt{\left(\frac{MW \times g_c}{R \times T_s}\right)\left(\frac{2k}{k-1}\right)\left(\frac{P_{atm}}{P_s}\right)^{\frac{2}{k}}\left(1 - \left(\frac{P_{atm}}{P_s}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right)} \tag{8}$$

$$para\ P_s < P_{trans}$$

$$0.85 < C_d < 1$$

Donde,

C_2: constante proporcionada por la norma API, ver Anexo 5.2.

MW: peso molecular.

R: constante de los gases.

T_s: Temperatura de operación.

3.6.4.1.4 Estimar la cantidad total de fluido disponible para liberación.

Para determinar de fluido disponible para la liberación es necesario determinar la cantidad de fluido que existe en cada equipo que está conectado directamente con la fuga, no se debe considerar los métodos de mitigación, es decir, válvulas de corte que disminuyen el valor de la cantidad de fluido liberado. En el caso de un estanque es simple la determinación del volumen total que es posible liberar.

La cantidad total de fluido contenido, que queda definida como $mass_{a,n}$.

3.6.4.1.5 Determinar el tipo de liberación.

El tipo de liberación puede ser continua o instantánea y sirve para determinar el método usado para el modelaje de la dispersión y consecuencia.

En la API, la liberación es modelada de dos formas:

a. Liberación Instantánea: una liberación instantánea o liberación "puff" ocurre tan rápidamente que el fluido se dispersa como una sola y larga nube.
b. Liberación Continua: una liberación continua o liberación pluma es una que ocurre durante un largo periodo de tiempo, permitiendo al fluido dispersarse en la forma de una elipse alargada (dependiendo de las condiciones climáticas).

$$t_n = \frac{mass_{a,n}}{W_n} \; para \; [lbs] \tag{9}$$

Dado el valor del tiempo de liberación, es posible establecer mediante la siguiente condición que tipo de liberación es.

- Si el $t_n \leq 180 \; [s]$, entonces la liberación es instantánea, de otro forma es continua.

3.6.4.1.6 Estimar el impacto de la detección y aislación del sistema en la magnitud de la liberación.

La práctica recomendada API RP 581 [2] provee tablas que permiten estimar el tiempo de liberación, hasta que ésta es detectada y detenida para cada tamaño de falla propuesto por ellos. Estos pueden cambiar comprendiendo de la configuración real del equipo, y las limitaciones que se perciben debido a cada sistema en específico. Las tablas han sido adjuntadas en el Anexo 5.2, de este trabajo de título.

3.6.4.1.7 Determinar la tasa de liberación y la masa para el análisis de consecuencia.

Luego de obtener un factor para modificar la tasa de liberación actual, basado en el nivel de aislación del equipo y detección de fallas. Se debe proceder a obtener la tasa ajustada de liberación y la masa del fluido liberado.

Para liberaciones continuas:

$$rate_n = W_n(1 - fact_{di}) \quad (10)$$

$rate_n$: tasa de liberación considerando la mitigación.

Donde $fact_{di}$ es un factor que considera la mitigación de la tasa de liberación. Posibles métodos de mitigación a considerar son válvulas de desvinculación manuales o automáticas.

Para liberaciones instantáneas:

$$mass_n = \min[\{rate_n \times ld_n\}, mass_{a,n}] \quad (11)$$

$mass_{a,n}$: masa total disponible para liberación.

Siendo ld_n el tiempo de liberación según el tamaño del orificio, este valor también puede ser obtenido por experiencia de un experto de la planta, para una mejor aplicación a la realidad de la empresa.

3.6.4.1.8 Consecuencias de fugas de vapor.

Las fugas de vapor no resultan en consecuencias de daño para otros equipos (para las consecuencias de nivel I), debido a que no se considera la posibilidad de una explosión.

El enfoque utilizado en la práctica recomendada API RP 581 [2] es que las heridas para el personal solo ocurren sobre los 60ºC.

Para una liberación continua se modeló la consecuencia bajo la siguiente ecuación:

$$CA_{inj,n}^{CONT} = C_9 \cdot rate_n \quad (12)$$

Donde,

$CA_{inj,n}^{CONT}$: consecuencia debido a las heridas al personal por una liberación continua.

C_9: constante proporcionada por la práctica recomendada API RP 581 [2], ver Anexo 5.2.

Para liberación instantánea se modeló siguiente ecuación:

$$CA_{inj,n}^{INST} = C_{10} \cdot (mass_n)^{0.6384} \tag{13}$$

$$CA_{inj,n}^{leak} = CA_{inj,n}^{INST}, o\ CA_{inj,n}^{CONT} \tag{14}$$

Donde,

$CA_{inj,n}^{INST}$: consecuencia debido a las heridas al personal por una liberación continua.

C_{10}: constante proporcionada por la práctica recomendada API RP 581 [2], ver Anexo 5.2.

Según sea el caso $CA_{inj,n}^{leak}$ será el resultado del área consecuencia del tipo de liberación.

El área de consecuencia para los equipos que se encuentran alrededor de la liberación es igual a cero ya que para la consecuencia nivel I no se considera la equivalencia a TNT de la explosión de un contenedor presurizado.

Las consecuencias ácidas y cáusticas no son tomadas en consideración a pesar que, si son evaluadas en la práctica recomendada API RP 581 [2]. Pero para el caso específico de este trabajo de título no se aplican.

3.6.4.1.9 Determinar la probabilidad ponderada final de daño del componente y áreas de consecuencias para heridas del personal.

Las fórmulas que aplican para incorporar la probabilidad de falla de manera ponderada en la consecuencia son la siguientes.

Área consecuencia ponderada de para heridas del personal:

$$CA_{inj}^{nfnt} = \frac{\sum_{n=1}^{4} gff_n \cdot CA_{inj,n}^{leak}}{gff_{total}} \tag{15}$$

$$CA_{cmd} = \max[CA_{cmd}^{flam}, CA_{cmd}^{tox}, CA_{cmd}^{nfnt}] \quad (16)$$

$$CA_{cmd}^{tox}, CA_{cmd}^{nfnt} = 0$$

$$CA_{cmd} = CA_{cmd}^{flam} = 0$$

$$CA_{inj} = \max[CA_{inj}^{flam}, CA_{inj}^{tox}, CA_{inj}^{nfnt}] \quad (17)$$

$$CA_{inj}^{flam}, CA_{inj}^{tox} = 0$$

$$CA = \max[(CA)_{cmd}, (CA)_{inj}] \quad (18)$$

Donde se define,

CA_{cmd}: consecuencia por daño a equipos cercanos. Para el caso de liberaciones de vapor en las consecuencias de nivel 1, no se considera consecuencias a equipos cercanos.

CA_{inj}: consecuencia por daño a personas. Es el máximo entre las consecuencias flamables, toxicas y de vapor.

CA: consecuencia final.

3.6.4.1.10 Calcular consecuencias monetarias.

Hay muchos costos asociados con alguna falla de un equipo en una planta. Estos incluyen, pero no están limitados a:

1. Costo de reparación y reemplazo del equipo.
2. Costo del daño a los equipos alrededor de las áreas afectadas.
3. Costo asociado con la pérdida de producción e interrupción del negocio como resultado de una parada de planta para reparación o reemplazo del equipo dañado.
4. Costo debido a las potenciales heridas asociadas a la falla.

1. Costo de reparación y reemplazo del equipo.

El costo elegido para estos cálculos opera bajo el supuesto que existe un costo asociado específico con cada posible escenario (tamaño de fuga), y que estos son únicos para cada tipo de componente.

La PR entrega costos estimados de reparación para cada tipo de caso, estos costos están basados en aceros al carbono, por lo tanto, también es entregado un factor de material que mejora la estimación del costo de la reparación dependiendo del tipo de material.

La consecuencia de reparación o reemplazo de componentes que han sido dañados es una probabilidad ponderada de cada caso, y se determina mediante la siguiente ecuación.

$$FC_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^{4} gff_n \cdot holecost_n}{gff_{total}}\right) \cdot matcost \tag{19}$$

Donde,

FC_{cmd}: costo financiero ponderado por daño a otros equipos.

gff_n: probabilidad de falla por tamaño de falla.

$holecost_n$: costo de reparación por cada tamaño de falla.

gff_{total}: probabilidad de falla total. Es la suma de las probabilidades de cada modo de falla.

$matcost$: factor dependiendo del material del equipo. Entregado por la práctica recomendada API RP 581 [2]. No se utiliza en este trabajo de título.

Es posible utilizar los costos entregados por la PR, o realizar cotizaciones y entregar un valor más acertado del costo por reparaciones o reemplazo de equipo (*holecost*).

De ese ser el caso la fórmula quedaría de la siguiente forma.

$$FC_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^{4} gff_n \cdot holecost_n}{gff_{total}}\right) \tag{20}$$

2. Costos por daños a equipos alrededor del área afectada.

A pesar de que es mencionado en las consecuencias nivel uno, debido al fluido con el que se trabaja, este costo solo está considerado en las consecuencias nivel dos.

Es necesario calcular el costo de daño de otros equipos cercanos a la falla, si la falla provoca un evento inflamable (o explosivo). Las liberaciones tóxicas no resultan en daño a equipos alrededor de la falla.

El costo es una probabilidad ponderada, la cual viene incorporada en el área consecuencia de daño a los equipos cercanos a la falla. Ésta probabilidad ponderada es multiplicada por el costo de los equipos que lo rodean.

La ecuación a utilizar es la siguiente:

$$FC_{affa} = CA_{cmd} \cdot equipcost \tag{21}$$

Donde,

FC_{affa}: costo financiero por equipos afectados.

$equipcost$: costo del equipo afectado por unidad de área.

3. Costos por interrupción del negocio.

El costo asociado con la interrupción del negocio está determinado, basado en la cantidad tiempo de detención (y pérdida de producción) asociado con reparar el daño de una pieza específica de un equipo que ha sufrido pérdida de contención (debido a orificios o ruptura) como también el tiempo de parada asociado con la reparación del equipo en el área cercana afectada por la liberación (área consecuencia).

$$Outage_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^{4} gff_n \cdot Outage}{gff_{total}}\right) \tag{22}$$

Donde,

$Outage_{cmd}$: tiempo ponderado fuera de servicio.

Si los equipos cercanos han recibido daños, es necesario calcular su propio tiempo de reparación, el cual es determinado por la siguiente ecuación.

$$Outage_{affa} = 10^{1,242+0,585 \cdot \log_{10}[FC_{affa} \cdot 10^{-6}]} \tag{23}$$

Donde,

$Outage_{affa}$: tiempo de realización del mantenimiento a equipos cercanos afectados.

Finalmente, el costo total por pérdida de producción queda determinado por la suma de los tiempos de mantenimiento por el costo del producto, es decir, se calcula el costo oportunidad de la planta.

$$FC_{prod} = (Outage_{cmd} + Outage_{affa}) \cdot prodcost \tag{24}$$

Donde,

FC_{prod}: costo financiero por pérdida de producción.

$prodcost$: utilidad por unidad de tiempo.

4. Costos por potenciales heridas al personal.

Otro costo a considerar cuando una falla ocurre es el costo potencial por heridos. En el nivel I del análisis de consecuencia, una densidad poblacional constante, *popdens*, es usado por defecto para todos los equipos en la unidad. Este valor puede ser sobrescrito por mayores o menores valores dependiendo de la ubicación de ciertos equipos con respecto a las salas de control, rutas, caminos, etc. Además de la densidad poblacional, el costo por individuo herido debe ser ingresado. Éste valor debe ser lo suficientemente grande para representar adecuadamente costos típicos de las empresas considerando una fatalidad.

El costo asociado con el personal herido se obtiene con la siguiente ecuación:

$$FC_{inj} = CA_{inj} \cdot popdens \cdot injcost \tag{25}$$

Donde,

FC_{inj}: costo financiero por heridas o fallecimiento del personal.

$popdens$: densidad poblacional.

$injcost$: costos asociados al fallecimiento o heridas del personal.

5. Costos Totales.

Como los costos incluyen más que solo interrupciones del negocio, el enfoque usado para el análisis cuantitativo es llamado el enfoque de consecuencia financiera.

La consecuencia financiera de una pérdida de contención y subsiguiente liberación de materiales peligrosos puede ser determinada sumando los costos individuales discutidos anteriormente.

$$FC = FC_{cmd} + FC_{affa} + FC_{prod} + FC_{inj} + FC_{environ} \quad (26)$$

Donde,

$FC_{environ} = 0$, no se consideran costos medioambientales. Debido al tipo de fluido analizado.

FC: costo financiero total.

3.6.4.2 Consecuencia Nivel II.

Debido a las altas presiones, a la que están expuestos los equipos en una planta térmica, es necesario hacer una consideración extra a los cálculos de consecuencia del nivel I. Para esto se han utilizado los cálculos adjuntos de la consecuencia nivel II, específicamente lo que concierne a las explosiones físicas ocurridas por la ruptura de un equipo presurizado conteniendo un fluido flamable o no.

Para calcular la consecuencia nivel II se debe determinar la cantidad equivalente de TNT la cual es una función de la presión de almacenamiento y la cantidad de líquido que es liberado como vapor en la liberación. También se debe determinar las distancias seguras tanto de los equipos como de los posibles heridos por la explosión.

Se debe considerar que este cálculo solo debe ser realizado para el caso de la ruptura del equipo ($d_n = 16$ como máximo o el diámetro de la cañería en caso de ser menor).

$$W_{TNT} = C_{29} \cdot V_s \cdot \left(\frac{P_S - P_{atm}}{k - 1}\right) \quad (27)$$

Donde,

W_{TNT}: cantidad equivalente de masa de TNT.

V_s es el volumen disponible para la liberación.

C_{29}: constante proporcionada por la PR, ver Anexo 5.2.

Las distancias seguras se calculan realizando una iteración, para comenzar es necesario establecer una distancia segura para los equipos completamente arbitraria. Con esta distancia se debe determinar la distancia de escalada de Hopkinson, que es representada por la siguiente ecuación.

$$\bar{R}_{HS,n} = C_{27} \cdot \frac{xs_n^{pexp}}{W_{TNT}^{1/3}} \tag{28}$$

Donde,

C_{29}: constante proporcionada por la PR, ver Anexo 5.2.

Luego, hay que determinar la sobrepresión que es determinada por una curva aproximada de escalda de Hopkinson.

$$\begin{aligned} P_{so,n} = C_{26} \cdot \Bigg(& -0{,}059965896 + \frac{1{,}1288697}{\ln(\bar{R}_{HS,n})} - \frac{7{,}9625216}{(\ln(\bar{R}_{HS,n}))^2} + \frac{25{,}106738}{(\ln(\bar{R}_{HS,n}))^3} \\ & - \frac{30{,}396707}{(\ln(\bar{R}_{HS,n}))^4} + \frac{19{,}399862}{(\ln(\bar{R}_{HS,n}))^5} - \frac{6{,}8853477}{(\ln(\bar{R}_{HS,n}))^6} \\ & + \frac{1{,}2825511}{(\ln(\bar{R}_{HS,n}))^7} - \frac{0{,}097705789}{(\ln(\bar{R}_{HS,n}))^8} \Bigg) \end{aligned} \tag{29}$$

Donde,

$P_{so,n}$: sobre presión lateral asociada a un tamñao de falla.

$\bar{R}_{HS,n}$: distancia de Hopkinson, asociada a un tamaño de falla.

El valor de xs_{cmd}^{pexp} debe ser ajustado hasta obtener $P_{so} = 34{,}5$ [kPa] (5[psi]).

Finalmente, al obtener el xs^{vce}, se debe calcular el área de consecuencia de la explosión física del equipo. Esto se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$CA_{cmd}^{pexp} = \pi \cdot \left(xs_{cmd}^{pexp}\right)^2 \tag{30}$$

Donde,

CA_{cmd}^{pexp}: área consecuencia por explosión física para equipos cercanos.

xs_{cmd}^{pexp}: distancia segura de la explosión física para equipos cercanos.

Para determinar la distancia segura para los posibles heridos por la explosión física, se deben repetir los pasos de la iteración, pero ahora la ecuación de P_r que debe llegar a ser igual a 34,5 [kPa] (5 [psi]).

$$P_r = -23{,}8 + 2{,}92 \cdot \ln(C_{28} \cdot P_{SO,n}) \tag{31}$$

Donde,

P_r: valor unitario igual a 5.

C_{28}: constante proporcionada por la PR, ver Anexo 5.2.

Una vez obtenida la distancia segura, xs_{inj}, es posible proceder a determinar el área consecuencia aplicable para los posibles heridos.

$$CA_{inj}^{pexp} = \pi \cdot \left(xs_{inj}^{pexp}\right)^2 \tag{32}$$

Donde,

CA_{inj}^{pexp}: área consecuencia por fallecimiento o heridas al personal por explosión física.

xs_{inj}^{pexp}: distancia segura para personas debido a explosión física.

Finalmente se deben sumar las áreas de consecuencias obtenidas en el nivel uno con las obtenidas en el nivel dos para el caso de la ruptura, luego se deberá obtener las áreas de consecuencias ponderas nuevamente al igual como se desarrolló en las consecuencias nivel I.

3.6.5 Determinación de la probabilidad de falla.

El análisis IBR puede ser desarrollado de tres formas: cualitativamente, cuantitativamente o semi cuantitativo/semi cualitativo. El análisis cuantitativo está basado en cálculos, y requiere un gran número de información. Teóricamente el análisis va a producir un resultado acertado, pero prácticamente es difícil recolectar la cantidad de información necesaria. El análisis cualitativo, es altamente dependiente del análisis subjetivo de experto, el cual frecuentemente puede ser inadecuado. Teniendo esto en cuenta, las características de un análisis cualitativo y cuantitativo, una combinación de estos puede ser la mejor forma de desarrollar un análisis de IBR. Al hacer esto la información disponible y el conocimiento del experto puede ser integrado, y dar la base para análisis futuros.

A continuación, se describirá el método de determinación de probabilidad de falla de cada equipo. Se comenzará por un análisis general del equipo. Hasta llegar a la particularidad de la confiabilidad de cada componente del equipo. Para comenzar se establecerá una relación entre cada una de las confiabilidades de los componentes de un equipo en particular.

3.6.5.1 Configuración Lógica del sistema, mediante análisis RBD (Reliability Block Diagram).

RBD es una técnica de análisis gráfico que expresa al sistema en cuestión como una conexión de componentes según su relación lógica de confiabilidad. Las conexiones básicas de este modelo están representadas por la configuración en serie, que representa lógicamente un ‘y’ entre componentes, y la configuración en paralelo, la cual representa un ‘o’. Este modelo de análisis es intuitivo y fácil de establecer, por lo cual es muy utilizado para representar sistemas complejos que involucren un alto número de equipos y complejas configuraciones.

Se utilizará este análisis para representar cada sistema y sus componentes. Siendo en este caso en específico y solicitado por la empresa, la ingeniería de detalle y conocer el actual estado de cada uno de los componentes de los equipos a evaluar.

La ecuación para la determinación de la probabilidad de falla total del equipo queda expresada de la siguiente forma.

$$Pdf(t) = 1 - R(t) \tag{33}$$

Siendo, $R(t)$ la confiabilidad total del equipo, la cual es determinada por la siguiente ecuación.

$$R(t) = \prod_{i=1}^{n} R(t)_i \tag{34}$$

Donde,

i: número del componente.

n: número total de componentes.

Para el caso exclusivo de los equipos estáticos cada uno de sus componentes se encuentra en serie. Ya que, si alguno de ellos llegase a fallar, implicaría la detención total del equipo.

Ahora es necesario definir la confiabilidad de cada componente, $R(t)$.

3.6.5.2 Definición de los sucesos, funciones de distribución de los componentes y frecuencias de fallas.

Es necesario estimar la confiabilidad de los componentes y sucesos, que luego nos ayudará a determinar la probabilidad de falla del equipo. Para esto es necesario definir las funciones de distribución clásicas que pueden ser aplicadas a equipos de ingeniería. Éstas son mencionadas en el Anexo 5.1.

3.6.5.2.1 Los sucesos y sus funciones de densidad.

El principal suceso es la pérdida de contención. Al no tener datos sobre este suceso no es posible realizar una parametrización de la naturaleza de los componentes. Pero es posible realizar estimaciones ajustadas y obtener información genérica obtenida de industrias similares.

Por lo tanto, se define una función de densidad exponencial para representar la vida del componente en función del tiempo, como se muestra en la ecuación 35. Para estos equipos se utiliza una frecuencia de falla genérica por componente, ésta será obtenida de la práctica recomendada API RP 581 [2].

Probabilidad de falla de un equipo o componente,

$$Pdf_i(A) = 1 - e^{-\lambda_i t} \tag{35}$$

Donde,

λ_i: Tasa de falla de equipo o componente.

t: Tiempo.

3.6.5.2.2 Tasa de falla o Frecuencia de falla.

Como definimos en la sección 3.6.4, tres son los casos a los cuales se les asignará una frecuencia de falla. Cada uno de los casos corresponde a una frecuencia de falla, alta, promedio y baja, respectivamente. En la Tabla 5-1, se encuentran las frecuencias de fallas correspondientes a cada equipo, y cada caso especificado.

3.6.5.3 Factores que afectan la probabilidad de falla.

Dentro de los factores que son inspeccionados y que afectan la probabilidad de falla de los equipos, se encuentran la inspección y el tamaño de las grietas encontradas en los componentes de los equipos que han recibido END. La inspección será comentada en el capítulo 3.6.7.1.

3.6.5.3.1 Tamaño de grietas.

Los ensayos no destructivos realizados en busca de creep que han sido realizados en AES Gener S.A., corresponden a metalografías, éste END tiene la siguiente clasificación de la evaluación del daño por creep, de acuerdo a R. Viswanathan [17].

Tabla 3-3. Clasificación de la clase de daño por creep. Fuente, [17].

Designación Propia	Clase	Naturaleza
1	1	No creep defects
2	A	Cavidades Aisladas
3	B	Cavidades Orientadas
4	C	Microcracks
5	D	Macrocracks

Dado ésta clasificación es posible determinar la probabilidad de falla de los componentes que han sido inspeccionados y en los cuales se han encontrado grietas.

La probabilidad de falla de esos componentes queda definida de la siguiente forma. Se establece una función lineal que depende del tipo de grieta encontrada y la probabilidad de falla, para obtener una representación real y semi cuantitativa de la probabilidad total del equipo.

De esta forma crearemos una tabla para cada uno de las clases de daño.

Tabla 3-4. Relación entre la clase de daño y factor de modificación de la frecuencia de falla. Fuente, propia.

Clase de Daño	Factor de modificación de la frecuencia de falla.
1	1
2	10^1
3	10^2
4	10^3
5	10^4

Si existe una evaluación de un componente de acuerdo a la tabla superior y presenta alguna clase de daño por creep, su frecuencia se verá modificada en el factor asignado a cada clase de daño.

Esta tabla se fundamenta en juicio de experto, y de acuerdo al siguiente gráfico obtenido de [18], donde se ve la probabilidad de falla acumulada, en función de las horas de servicio. De acuerdo a las horas de servicio que se encuentre el equipo y si existe grieta por creep en algún componente podemos realizar la aproximación mencionada en la Tabla 3-4 la cual disminuye la frecuencia de falla en un orden de magnitud.

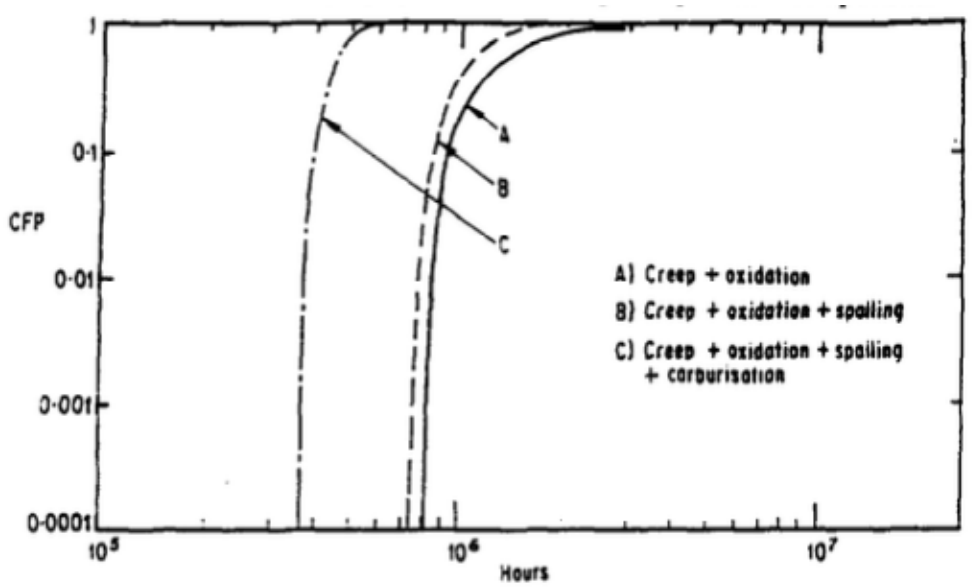

Figura 3-6. Probabilidad de falla acumulada en función de las horas de servicio y el daño del creep. Fuente, [18].

Es posible deducir de la siguiente forma la disminución de la probabilidad de falla debido a singularidades. La probabilidad de falla de un material depende de sus esfuerzos admisibles, utilizando una distribución normal para definir su probabilidad de falla. La presencia de una singularidad reduce los esfuerzos admisibles, o un mecanismo de falla como lo es el creep, reduce los esfuerzos admisibles, provocando un aumento en la probabilidad de falla. De la misma forma hemos recreado este suceso a través del factor de disminución de la frecuencia de falla. Este factor es aplicado sobre la frecuencia de falla y no sobre la probabilidad de falla, para que ésta se vea afectado por el tiempo, que es la variable principal que desencadena la falla.

3.6.6 Determinar el Riesgo.

El cálculo del riesgo puede ser determinado como una función del tiempo. La ecuación del riego combina la probabilidad de falla y la consecuencia de falla.

$$R(t) = Pdf(t) \cdot Cdf \tag{36}$$

De forma particular los riesgos asociados con un mecanismo de daño individual son sumados por superposición, entregando el riesgo total como una función del tiempo.

La consecuencia de falla es invariante con el tiempo, por lo tanto, puede ser expresada tanto en términos del área consecuencia, o en unidades financieras. Para el caso particular de este trabajo de título se entregarán los resultados en unidades financieras.

Por lo tanto, finalmente la probabilidad de falla se escribe de la siguiente forma, expresada en unidades monetarias (USD).

$$R_m(t) = \sum_{i=1}^{m} Pdf_m \times Cdf_m \tag{37}$$

Donde,

m: cantidad de mecanismos de falla.

i: número de elementos de cada equipo.

3.6.6.1 Método de evaluación del riesgo.

3.6.6.1.1 Matriz de Riesgo.

Existen diferentes métodos para la evaluación del riesgo. Según Khan [19], es posible establecer una matriz de riesgo simplificada, para la cual se necesita definir categorías tanto para las consecuencias de falla y las probabilidades de falla. La Tabla 3-5 y Tabla 3-6 muestran ejemplos de las categorías y la Figura 3-7 la evaluación del riesgo.

Tabla 3-5. Clasificación Simplificada de la Probabilidad de falla. Fuente, [3].

Falla Anual		Descripción
Cualitativa	Cuantitativa	
Alta	$< 10^{-3}$	La falla es esperada durante la vida útil del equipo.
Media	10^{-3} a 10^{-4}	La falla puede ocurrir en algún momento durante la vida útil del equipo.
Baja	$> 10^{-4}$	La falla es poco probable que ocurra.

Tabla 3-6. Clasificación de las consecuencias de falla. Fuente, propia.

Consecuencia Anual		Descripción
Cualitativa	Cuantitativa	
Alto	> 100.000.000	Consecuencia producida por una ruptura.
Medio	1.000.000 < 100.000.000	Consecuencia producida por una liberación de 4”.
Bajo	< 1.000.000	Consecuencia producida por una liberación de 1”.
Nota: La clasificación cuantitativa, ha sido creada en función de los datos obtenidos desde la empresa, no es una representación genérica y no debe ser utilizada para otros casos.		

Matriz de Riesgo				
Probabilidad de falla	3	MR	R	R
	2	RB	MR	R
	1	RB	RB	MR
		1	2	3
	Consecuencia de Falla			

Figura 3-7, Matriz de Riesgo, Fuente, Propia.

Donde R, MR y BR, son Riesgoso, Mediamente Riesgoso y de Bajo Riesgo respectivamente.

A pesar de ser una buena forma de presentar el grado de riesgo de los equipos, no será utilizada en éste trabajo de título. Ya que, debido al tipo de equipos, es conocido que la consecuencia de falla es muy alta y su probabilidad de falla muy baja, por eso nos encontramos en la parte inferior derecha de la matriz de riesgo. Es importante tener en consideración esta matriz cuando existe una mayor cantidad equipos y de diferente tipo.

3.6.6.1.2 Curva Iso-Riesgo.

Un criterio aceptable puede ser determinado basándose en los gastos de mantenimiento anuales de la unidad de acuerdo a lo señalado por Khan [19]. Los riesgos individuales de cada equipo serán comparados contra el criterio de aceptación. Los subsistemas cuyos riesgos excedan el criterio de aceptación serán identificados. En éste trabajo de título utilizaremos la curva iso-riesgo como criterio de aceptación.

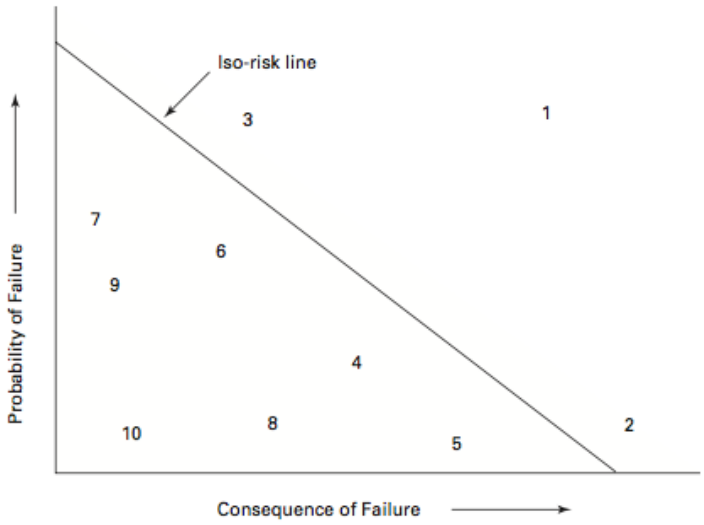

Figura 3-8. Ejemplo de criterio de aceptación por línea de iso-riesgo. Fuente, [1].

3.6.7 Análisis del riesgo, y métodos de mitigación, inspecciones.

Una vez que se ha definido qué equipo presenta mayor riesgo en la planta, es necesario definir la periodicidad de las inspecciones a realizar. La metodología para determinar la periodicidad de la inspección se define a continuación.

3.6.7.1 Intervalos de inspección.

Para determinar los intervalos de inspección es necesario minimizar la ecuación del riesgo en función de los intervalos de inspección. De acuerdo a lo señalado por Khan en [20].

$$R(j) = pdf \cdot CAE(j) \tag{38}$$

Donde,

$R(j)$: riesgo de falla.

pdf: probabilidad de falla por equipo.

$CAE(j)$: costo anual equivalente, correspondiente al intervalo de inspección.

$$CAE(j) = FC(j) + IC(j) \tag{39}$$

$$IC(j) = \frac{C_I n}{j} \tag{40}$$

$$FC(j) = \frac{C_F j}{n} \tag{41}$$

Donde,

$IC(j)$: tasa de costo de inspección y reparación.

$FC(j)$: tasa de costos totales.

j: intervalo de inspección.

n: intervalo de evaluación.

3.6.7.2 Métodos de mitigación.

Son utilizados dos métodos de mitigación de la fisuras, reemplazo y reparación, de acuerdo a los archivos entregados por AES Gener S.A. Estos métodos afectan directamente la probabilidad de falla del equipo, mejorándola, y disminuyendo el riesgo.

Debido a los años de la unidad, la mejor forma de mitigar el riesgo es realizando reemplazos de los componentes que mantienen un continuo aumento en la aparición de fisuras, y establecer el motivo de la aparición de estos indicios de fisura, realizando análisis de flexibilidad y estados de los colgadores, al igual que un análisis de fallas.

3.7 Capítulo 7: Aplicación de la metodología.

3.7.1 Recopilación de información.

La mayor parte de los equipos a evaluar, tienen directa relación con la unidad generadora de vapor o forman parte de ésta. Por esto, se hará énfasis en su funcionamiento y características técnicas.

La unidad generadora de vapor tiene una capacidad máxima continua de 362.900 [kg/hr] (800.000 [lb/hr]), y está diseñada para entregar vapor sobrecalentado a 144,1 [kg/cm^2] (2.050 psig) y 541ºC (1.005 ºF). El recalentador tiene un diseño de flujo de 313.000 [kg/hr] (690.000 lb/hr) y una temperatura de salida (diseño) de 541 [ºC] (1.005 [ºF]) [15]. Para facilidad de cálculo, se utilizará un flujo de 340.000 [kg/hr] (750.000 [lb/hr]) para todos los equipos.

Para la unidad 1, se aproxima su vida útil al año 2016 en 52 años, al momento de realizar el análisis, para cada uno de sus equipos componentes. Para casos específicos serán indicados los años de vida útil. Aproximadamente, la unidad ha sido utilizada 9.500 horas de servicio por año. Y suma una cantidad aproximada de ciclos de 800 ciclos térmicos, esta información no es posible confirmarla ya que no existe un registro de la cantidad de ciclos térmicos, es por esto que no será usada en el análisis. Las cañerías fueron diseñadas bajo el siguiente criterio, $esfuerzo\ de\ diseño = \frac{esfuerzo\ a\ las\ 10^5\ horas}{factor\ de\ seguridad}$, además de un incremento en el espesor para codos, según Middlenton [18].

De acuerdo al artículo de Viswanathan [17], el mecanismo de falla de mayor preocupación en los componentes que trabajan a alta temperatura es creep, el cual se desarrolla principalmente en las soldaduras y sus alrededores, ya sea HAZ (zona térmicamente afectada) o material base. Para material base los puntos críticos a evaluar son lugares donde se concentren grandes esfuerzos, son considerados los puntos de apoyo de los colgadores, bends y codos.

Las inspecciones realizadas han sido resumidas en la Tabla 3-7. Las inspecciones por componente se pueden encontrar en el Anexo 5.3.

Tabla 3-7. Resumen historial de inspección líneas de vapor principal y recalentado caliente, Fuentes, AES Gener.

Historial de Inspecciones		VP		RC	
		Reparaciones	Reemplazos	Reparaciones	Reemplazos
1983	Primera información Recibida de B&W	-	-	-	-
1986	Recepción de antecedentes complementarios CESMEC. CESMEC realiza ensayos no destructivos. CESMEC Realiza inspección boroscópica colector de salida de vapor sobrecalentado. Se detectan microgrietas.	-	-	-	-
1987	Nueva inspección al Colector de Salida de Vapor Sobrecalentado (Personal AES).	-	-	-	-
1989	Participa Fichtner en inspecciones se toman réplicas en colector de vapor sobrecalentado (salida)	-	-	-	-
1991	Reemplazo de colector de salida de vapor sobrecalentado (salida).	-	-	-	-
1994	Primera visita de ABB. Inspecciona cañerías	-	-	-	-

	detecta fisuras en colgadores.				
1995	A partir de este año se comienza tomando réplicas en cañerías (Univ-CESMEC-IDIEM-ABB).	-	-	-	-
1997	Se toman 12 réplicas (ABB). Análisis de Flexibilidad y Supervición de soportes a cañerías (costo: $7.100.000). Ajuste de colgadores en ambas cañerías.	-	-	-	-
2000	NDT Extensivos (ABB)	-	-	-	-
2001	Contrato Adjudicado A B&W por evaluación final.	-	-	-	-
2002	En enero B&W realiza evaluación final.	-	-	-	-
2003	En Mayo B&W realiza NDE en "Y" y MS-FW-11. En diciembre se reemplaza "Y", MS-FW-12, MS-FW-7, MS-FW-BI y HR-FW-13.	-	MS-Y, MS-FW-11, MS-FW-12, MS-FW-7, MS-FW-BI	-	HR-FW-13
2004	Inspección y correcciones a colgadores de cañerías.	-	-	-	-

2006	Inspección realizada por B&W en MS y HR. 56 Réplicas en 25 soldaduras circunferenciales, se encuentra anomalía en MS-H4, (Reparada) y en la "Y" del RH (reparada). A esto se le suma, FW-13-A/C (3/4), HR-1-A (5/SC), HR-15-B (3), HR-AS-D (4). HR-1-A (5/SC).	MS-H4	-	HR-Y	-
2009	Inspección de B&W, indica que fue reemplaza la soldadura MS-FW-13 y HR-FW-15. Se recomienda Reparar HR-FW-1. Se repara grieta en HR-Y.	-	MS-FW-13	HR-Y, HR-FW-14	HR-FW-15

Tabla 3. Dimensiones y materiales de los equipos. Fuente, propia.

Equipos Ventanas 1, Dimensiones y Diseño									
Nombre Equipo	Marca	Líneas o Partes	d.e [in] (mm)	e [in] (mm)	L [ft] (m)	Material	Nº Válv. de alivio	Nº Válv. de detención	Nº Válv. de seguridad
Vapor Principal	-	Principal	14 (355,6)	2 (50,8)	225 (68,58)	A-335 P11	1	1	1
	-	A Turbina (2 líneas)	11 (279,4)	1,562 (39,6748)		A-335 P11	-	2	-
	-	Calentado	3 (76,2)				-	-	-
Re-Frío	-	Turbina - Recalentador	24 (609,6)	Schedule 40 (17,48)	250 (76,2)	A-106 Grado B	1	-	-2
Re-Caliente	-	Recalentador - Turbina	24 (609,6)	Schedule 80 (30,96)	358 (109,12)	A-335 P11	-	-	-
		A Turbina (2 líneas)	16 (406,4)	Schedule 80 (21,44)		A-335 P11	-	2	-

Tabla 3-8. Condiciones de operación de los equipos. Fuente, propia.

Equipos Ventanas 1, Condiciones de Operación y Diseño					
Nombre Equipo	P_s [psia] (Kg/cm^2),	T_s [ºF] (ºC)	Q_s [lb/hr] (kg/hr)	Presión Diseño Equipo [psig] (Kg/cm^2)	Temperatura Diseño Equipo [ºF] (ºC)
Vapor Principal	2015 (141,65)	1000 (537,8)	781.000 (354.260)	2.200 (162)	1.015 (541)
Recalentado Caliente	428 (30,09)	1000 (537,8)	675.700 (306.500)	550 (38,66)	1.015 (541)
Recalentado Frío	455,5 (32,2)	633 (333,9)	743.600 (337.300)	550 (38,66)	650 (343,33)

Tabla 3-9. Resultados obtenidos de la recopilación de información. Fuente, propia.

Resultados obtenidos de la recopilación de información								
Nombre Equipo	Estado del Fluido	v [ft^3/lbm]	u [Btu/lbm]	h [Btu/lbm]	k [-]	v_s [m/s]	Viscosidad	Estado Fluido al ser liberado
Vapor Principal	Vapor Sobrecalentado	0,3921641	1328,322	1474,399	0,900924377	-	-	Vapor
Re-Caliente	Vapor Sobrecalentado	2,000504	1365,184	1523,06	1,11564448	-	-	Vapor
Re-Frío	Vapor Sobrecalentado	1,337295576	1209,00956	1321,59482	1,09312189	-	-	Vapor

Nota: h y u son determinadas para obtener la relación de calores específicos k. Para líquidos y sólidos sabemos que $c_p = c_v$ por lo tanto, $k = c_p/c_v = 1$.

Nota 2: Reynolds solo debe ser determinado para las liberaciones líquidas, según la fórmula de liberación.

Tabla 3-10. Identificación de los componentes de los equipos. Fuente, propia.

Nueva Identificación de Componentes					
Equipo	Componentes	Nuevo nombre de Identificación	Nuevo Plano	Antiguo Nombre de Identificación (Grinell)	Antiguo Plano Gener
Cañería de Vapor Principal	Material Base	MS-01/MS-11	V1-VTOC-010-Rev1	MS-A-01/MS-A-11	VTOC-010
	Soldaduras	MS-FW-01/MS-FW-13	V1-VTOC-010-Rev1	FW-01/FW-13	VTOC-010
		MS-FW-14	V1-VTOC-010-Rev1	FW-BI	VTOC-010
		MS-FW-15	V1-VTOC-010-Rev1	FW-BS	VTOC-010
		MS-FW-16	V1-VTOC-010-Rev1	FW-BCVI	VTOC-010
		MS-FW-17	V1-VTOC-010-Rev1	FW-BVCS	VTOC-010
		MS-FW-18	V1-VTOC-010-Rev1	FW-AI	VTOC-010
		MS-FW-19	V1-VTOC-010-Rev1	FW-AS	VTOC-010

		MS-FW-20	V1-VTOC-010-Rev1	FW-AVCI	VTOC-010
		MS-FW-21	V1-VTOC-010-Rev1	FW-AVCS	VTOC-010
	Codos	MS-E-1/MS-E-12	V1-VTOC-010-Rev1	-	VTOC-010
	Soporte de Colgador	-	V1-VTOC-010-Rev1	MS-H-01/MS-H-15	VTOC-010
	Y	MS-Y-01	V1-VTOC-010-Rev1	-	VTOC-010
	Válvulas de Seguridad	MS-SV-1	V1-VTOC-010-Rev1	SV-BW-2	VTOC-010
		MS-SV-ERV	V1-VTOC-010-Rev1	-	VTOC-010
	Válvulas de Alivio	MS-RV	V1-VTOC-010-Rev1	-	VTOC-010
	Venteo	MS-VENTEO	V1-VTOC-010-Rev1	-	VTOC-010
	Drenaje	MS-DRAIN-1	V1-VTOC-010-Rev1	1 DRAIN	VTOC-010

		MS-DRAIN-2	V1-VTOC-010-Rev1	2 DRAIN	VTOC-010
	Instrumentos	MS-I-P43	V1-VTOC-010-Rev1	P43	VTOC-010
		MS-I-P124	V1-VTOC-010-Rev1	P124	VTOC-010
		MS-I-P25	V1-VTOC-010-Rev1	P25	VTOC-010
		MS-I-T128	V1-VTOC-010-Rev1	T128	VTOC-010
		MS-I-T127	V1-VTOC-010-Rev1	T127	VTOC-010
		MS-I-P5	V1-VTOC-010-Rev1	P5	VTOC-010
		MS-I-P6	V1-VTOC-010-Rev1	P6	VTOC-010
		MS-I-P50	V1-VTOC-010-Rev1	P50	VTOC-010
		MS-I-P52	V1-VTOC-010-Rev1	P52	

		MS-I-T177	V1-VTOC-010-Rev1	T177	
		MS-I-T26	V1-VTOC-010-Rev1	T126	
		MS-I-T37	V1-VTOC-010-Rev1	T37	
		MS-I-T130	V1-VTOC-010-Rev1	T130	
		MS-I-T129	V1-VTOC-010-Rev1	T129	
Cañería de Recalentado Caliente	Material Base	HR-01/HR-9	V1-VTOC-010-Rev1	HR-B-01/HR-B-9	VTOC-011
		HR-10	V1-VTOC-010-Rev1	HR-B-15	VTOC-011
		HR-11/HR-13	V1-VTOC-010-Rev1	HR-B-11/HR-B-13	VTOC-011
		HR-14	V1-VTOC-010-Rev1	HR-C-1	VTOC-011
		HR-15	V1-VTOC-010-Rev1	-	VTOC-011

		HR-16	V1-VTOC-010-Rev1	HR-C-3	VTOC-011
		HR-17	V1-VTOC-010-Rev1	HR-C-4	VTOC-011
		HR-18	V1-VTOC-010-Rev1	HR-C-5	VTOC-011
		HR-19	V1-VTOC-010-Rev1	HR-C-6	VTOC-011
	Soldaduras	HR-FW-01/HR-FW-17	V1-VTOC-010-Rev1	FW-01/FW-17	VTOC-011
		HR-FW-18	V1-VTOC-010-Rev1	FW-BI	VTOC-011
		HR-FW-19	V1-VTOC-010-Rev1	FW-BS	VTOC-011
		HR-FW-20	V1-VTOC-010-Rev1	FW-BVI1	VTOC-011
		HR-FW-21	V1-VTOC-010-Rev1	FW-BI3	VTOC-011
		HR-FW-22	V1-VTOC-010-Rev1	FW-BVI4	VTOC-011

		HR-FW-23	V1-VTOC-010-Rev1	FW-AI	VTOC-011
		HR-FW-24	V1-VTOC-010-Rev1	FW-AS	VTOC-011
		HR-FW-25	V1-VTOC-010-Rev1	FW-AVI2	VTOC-011
		HR-FW-26	V1-VTOC-010-Rev1	FW-AVI10	VTOC-011
		HR-FW-27	V1-VTOC-010-Rev1	FW-AVI7	VTOC-011
	Codos	HR-E-1/HR-E-13	V1-VTOC-010-Rev1	-	VTOC-011
	Soporte de Colgador	HR-H-01/HR-H-15	V1-VTOC-010-Rev1	HR-H-01/HR-H-15	VTOC-011
	Y	HR-Y	V1-VTOC-010-Rev1	Y	VTOC-011
	Válvulas de Seguridad	HR-SV	V1-VTOC-010-Rev1	SV-BW-4	VTOC-011
	Drenaje	HR-DRAIN-1	V1-VTOC-010-Rev1	1” DRAIN	VTOC-011

		HR-DRAIN-2	V1-VTOC-010-Rev1	1” DRAIN	VTOC-011
	Instrumentos	HR-I-T19	V1-VTOC-010-Rev1	T19	VTOC-011
		HR-I-T24	V1-VTOC-010-Rev1	T24	VTOC-011
		HR-I-P128	V1-VTOC-010-Rev1	P128	VTOC-011
		HR-I-T131	V1-VTOC-010-Rev1	T131	VTOC-011
		HR-I-T132	V1-VTOC-010-Rev1	T132	VTOC-011
		HR-I-P22	V1-VTOC-010-Rev1	P22	VTOC-011
		HR-I-T27	V1-VTOC-010-Rev1	T27	VTOC-011
		HR-I-P129	V1-VTOC-010-Rev1	P129	VTOC-011
		HR-I-T133	V1-VTOC-010-Rev1	T133	VTOC-011

		HR-I-T134	V1-VTOC-010-Rev1	T134	VTOC-011
		HR-I-T180	V1-VTOC-010-Rev1	T180	VTOC-011
		HR-I-P185	V1-VTOC-010-Rev1	P185	VTOC-011
		HR-I-P186	V1-VTOC-010-Rev1	P186	VTOC-011
Cañería Recalentado Frío	Material Base	CR-01/CR-13	V1-VTOC-012	CR-D-01/CR-D-13	
		CR-ES-1/CR-ES-6	V1-VTOC-012	ES-D-1/ES-D-6	
	Soldaduras	CR-FW-01/CR-FW-22	V1-VTOC-012	FW-01/FW-22	
	Codos	CR-E-1/CR-E-11	V1-VTOC-012	-	
	Soporte de Colgador	CR-H-01/CR-H-10	V1-VTOC-012	CT-H-1/CR-H-10	
		CR-H-15/CR-H-18	V1-VTOC-012	EX H-15/EX H-18	
	T	CR-T-1/CR-T-3	V1-VTOC-012	-	
	Válvulas de Seguridad	CR-SV-1	V1-VTOC-012	4” SAFETY VALVE CONN.	

		CR-SV-2	V1-VTOC-012	6” SAFETY VALVE CONN.	
	Drenaje	CR-DRAIN-1	V1-VTOC-012	1” DRAIN (A)	
		CR-DRAIN-2	V1-VTOC-012	1” DRAIN (B)	
		CR-DRAIN-3	V1-VTOC-012	½” DRAIN (ES)	
	Instrumentos	CR-I-P138	V1-VTOC-012	P138	
		CR-I-P126	V1-VTOC-012	P126	
		CR-I-T124	V1-VTOC-012	T124	
		CR-I-P8	V1-VTOC-012	P8	
		CR-I-T123	V1-VTOC-012	T123	
		CR-I-T178	V1-VTOC-012	T178	
		CR-I-T179	V1-VTOC-012	T179	
		CR-I-T23	V1-VTOC-012	T23	
		CR-I-T18	V1-VTOC-012	T18	
		CR-I-T20	V1-VTOC-012	T20	
		CR-I-T125	V1-VTOC-012	T125	
		CR-I-T126	V1-VTOC-012	T126	
	Flanges	CR-FL-1/CR-FL-2	V1-VTOC-012	16”-600 WN. FLGS	

		CR-FL-3	V1-VTOC-012	14”-600” WN. FLG.	
		CR-FL-4	V1-VTOC-012	14”-400” BLIND FLG.	
		CR-FL-5	V1-VTOC-012	3 ¼” DUTCHMAN	

3.7.2 Determinación de los mecanismos de falla.

De los mecanismos de falla presentados en la sección 3.6.3, son estudiados sus efectos sobre cada uno de los equipos a evaluar, para así definir cual se puede presentar en cada uno dependiendo de las condiciones de operación de la planta.

De acuerdo a los objetivos de la memoria, la continuidad del plan de inspección en el tiempo y el re cálculo del análisis de riesgo deben ser parte de éste. Debido a que el creep es el mecanismo de falla que ha sido monitoreado y fue posible recopilar antecedentes de esto, el primer y único mecanismo de falla que será estudiando en este trabajo de título es el creep. La metodología planteada permite la incorporación de otros mecanismos de falla, por lo tanto, como medida de mitigación en caso de una posterior extensión del análisis, tanto a otros equipos o componentes, es importante controlar los otros mecanismos de fallas mencionados en la sección 3.6.3. A pesar de que solo será evaluado el creep como mecanismo de falla en el análisis de riesgo, se toman medidas de mitigación para estos mecanismos de falla de acuerdo a lo señalado por las normas que rigen a cada uno de los equipos.

3.7.2.1 Mecanismos de Falla Cañería de Vapor Principal y Recalentado Caliente.

Los mecanismos principales de falla, para las líneas de vapor principal y recalentado caliente son creep, fatiga y corrosión. Los cuales pueden verse aumentados por la combinación de estos y otros mecanismos de falla, como el pitting, el sobre esfuerzo y el sobrecalentamiento.

Tabla 3-11. Mecanismos de falla por componente en línea de vapor principal y recalentado caliente. Fuente, [7].

Componente	Mecanismo de falla
Soldaduras.	Pre-crack y Creep tipo IV. Agrietamiento por Creep. Agrietamiento por Fatiga. Agrietamiento por Creep-Fatiga. Agrietamiento por Corrosión-Fatiga.

	Corrosión por Pitting. Fallas en soldaduras. Sobrecalentamiento.
“Y”, “T”, y Válvulas.	Agrietamiento externo por Creep. Agrietamiento externo por fatiga térmica. Agrietamiento interno por fatiga térmica. Agrietamiento por Creep-Fatiga. Agrietamiento por Corrosión por Pitting. Sobrecalentamiento.
Soldaduras Circunferenciales.	Pre-crack y Creep tipo IV. Agrietamiento por Creep (Interno y Externo). Agrietamiento por Fatiga o fatiga térmica. Agrietamiento por Creep-Fatiga. Agrietamiento por Corrosión-Fatiga. Corrosión por Pitting. Fallas en soldaduras. Sobrecalentamiento. Sobre-esfuerzo.
Soldaduras de montura.	Pre-crack y Creep tipo IV. Agrietamiento por Creep (Interno y Externo). Agrietamiento por fatiga o fatiga térmica en soldaduras de montura. Sobre-estrés.
Conexiones de cañerías pequeñas.	Agrietamiento por Creep. Agrietamiento por fatiga o fatiga térmica, especialmente con soldaduras bimetálicas. Sobre-esfuerzo de cañerías y soldaduras.

Soportes	Agrietamiento por Creep. Agrietamiento por Fatiga. Sobrecarga. Ablandamiento por temperatura. Corrosión. Mal alineamiento, posición o diseño.

3.7.2.2 Mecanismos de Falla Cañería de Recalentado Frío.

Tres son mecanismos de falla comunes que pueden ser encontrados en las cañerías de recalentado frío de acuerdo a la institución EPRI [21]. La fatiga, puede ser iniciada por fallas de fabricación, orificios por corrosión y otras concentraciones de esfuerzos. Estos mecanismos de falla están en función de los transientes térmicos, de presión o mecánicos. El segundo mecanismo de falla es la corrosión por pitting, el cual se puede producir por agua estacionaria. Este mecanismo de falla puede producir largas y estrechas ranuras en las soldaduras.

El último mecanismo que no ha sido mencionado en la sección 3.6.3 es el sobre esfuerzo, el cual puede ser causado por martillos de agua o un movimiento restringido debido a un enfriamiento asimétrico por inducción de agua o mal funcionamiento de los soportes de las cañerías. De acuerdo con la institución EPRI [21], los martillos de agua han sido contribuidores de al menos dos fallas catastróficas en líneas de recalentado frío.

Tabla 3-12. Mecanismos de falla por componente en línea de recalentado frío. Fuente, [21].

Componente	Mecanismo de Daño
Fittings	Fatiga interna y corrosión en las soldaduras (si aplica) Corrosión por pitting y FAC. Shock Térmico.
Soldaduras circunferenciales	Sobre esfuerzo. Corrosión por pitting y FAC.

	Agrietamiento por fatiga externa. Shock Térmico.
Válvulas internas.	Agrietamiento por Erosión/Corrosión. Deformación debido a diferencial de temperatura.
“Y”, “T” y cuerpos de las válvulas.	Agrietamiento por fatiga. Fatiga y corrosión asistida debido a agrietamiento por fatiga. Sobre esfuerzo y deformación.
Atemperador y válvulas de bypass con atemperación integrada.	Agrietamiento de camisas térmicas. Agrietamiento de soldaduras de accesorios debido a fatiga térmica y mecánica. Altos ciclos de fatiga de soldaduras de accesorios debido a vibración. Agrietamiento de toberas debido a fatiga térmica. Daño en el atemperador debido a fuga de válvulas.
Drenaje de cañerías.	Erosión/corrosión de válvulas.
Línea de drenaje, tap de presión, válvula de alivio, y penetración del atemperador.	Fatiga interna y agrietamiento por corrosión asistida por fatiga. Agrietamiento por shock interno térmico.
Sistema de soporte de las cañerías	Deformación de soportes estáticos debido a sobrecargas. Falla de soportes dinámicos debido a sobrecargas.

3.7.3 Determinación de la probabilidad de falla.

A continuación, se presentan los resultados finales de probabilidades de falla por equipo. Para ver el detalle por componente, se adjunta en el Anexo 5.3.

Tabla 3-13. Probabilidad de falla de la cañería de vapor principal de la unidad 1, por acá tamaño de falla propuesto. Fuente, propia.

Vapor Principal			
Tamaño de Falla	0,25"	4"	Ruptura
Confiabilidad Total	0,968545323	0,992041835	0,997605871
Probabilidad de Falla Total	0,031454677	0,007958165	0,002394129

Tabla 3-14. Probabilidad de falla de la cañería de recalentado caliente de la unidad 1, por cada tamaño de falla propuesto. Fuente, propia.

Recalentado Caliente			
Tamaño de Falla	0,25"	4"	Ruptura
Confiabilidad Total	0,927543115	0,981371692	0,994374682
Probabilidad de Falla Total	0,072456885	0,018628308	0,005625318

Tabla 3-15. Probabilidad de falla de la cañería de recalentado frío de la unidad 1, por cada tamaño de falla propuesto. Fuente, propia.

Recalentado Frío			
Tamaño de Falla	0,25"	4"	Ruptura
Confiabilidad Total	0,962150881	0,990400373	0,997110383
Probabilidad de Falla Total	0,037849119	0,009599627	0,002889617

3.7.4 Determinación de la consecuencia de falla.

Para la determinación de la consecuencia de falla fue necesario establecer parámetros claves que van cambiando según el tipo de equipo y la unidad a la que estamos evaluando. Ya que la metodología está basada en la práctica recomendada API RP 581 [2], se han utilizado sus constantes de trabajo, pero a su vez se han hecho algunas modificaciones, para ajustar los cálculos a la realidad de la empresa.

En la siguiente tabla se observa que las celdas de color verde son las variables que afectan a cada uno de los equipos por separado. En cambio, las de color amarillo, son variables de la unidad, es decir, variables que tienen el mismo valor para todos los equipos.

Tabla 3-16. Variables involucradas en el análisis de riesgo. Fuente, propia.

Equipos		VP	RC	RF
Constantes de API RP 581	*A*	33400		
	B	2680000		
	C	2610		
	D	8900		
	E	1170		
	C1	12		

	C2	1		
	C3	10000		
	C4	1		
	C5	55,6		
	C9	0,6		
	C10	63,32		
	C29	0,000185		
	C27	0,3967		
	C26	14,5		
	C28	6895		
Presión atmosférica [psia]	*Patm*	14,69		
Gravedad [ft/s^2]	*Gc*	32,2		
Constante de los Gases [ft-lbf/lb-mol°R]	*R*	1545		
Coeficiente de descarga por orificio [-]	*Cd*	0,975		
Presión de Transición	*Pt*	15,44495649		
Factor de corrección por mitigación	*fc*	0,1		
Tiempo de liberación considerando mitigación	*ld1*	2400		

Tiempo de liberación considerando mitigación 0,25	*ld2*	1800		
Tiempo de liberación considerando mitigación	*ld3*	1200		
Cantidad promedio de personas		10		
Área de la Unidad [ft^2]		16145,86666		
Peso Molecular [-]	*MW*	18		
Densidad Poblacional [personas/ft^2]	*dp*	0,000619354		
Megas Unidad [MWh]	*MWu*	120		
Utilidad por unidad hora [USD/MWh]	*prodcost*	$45		
Costo por heridos [USD]	*injcost*	$600.000		
Criticidad [USD]	*isocri*	$5.092.000		
Costo Reparación 1"	*Holecost2*	$50.000	$50.000	$50.000
Costo Reparación 4"	*Holecost3*	$100.000	$100.000	$100.000
Costo Reparación Ruptura	*Holecost4*	$350.000	$350.000	$350.000

Costo equipos afectados [USD/ft^2]	*equipcost*	$535	$852	$595
Tipo de Liberación		Vapor	Vapor	Vapor
Caudal [lb/hr]	*Q*	781000	675700	743600
Volumen Contenido [ft^3]	*V*	123,7021742	923,6957353	645,0389213
Entropía [Btu/lbm]	*h*	1474,399	1523,06	1321,59482
Energía interna [Btu/lbm]	*u*	1328,322	1365,184	1209,00956
Coeficiente isentrópico [-]	*k*	1,109971076	1,115644485	1,093121894
Volumen Específico [ft^3/lbm]	*ve*	0,3921641	2,000504	1,337295576
Densidad Fluido [lbm/ft^3]	*den*	2,549952941	0,499874032	0,747777842
Velocidad del Fluido [ft/s]		154,7467557	145,5274536	107,0578152
Viscosidad Dinámica [lbm*s/ft]		-	-	-
Viscosidad Cinemática		-	-	-
Temperatura [ºR]	*Ts*	1474,67	1474,67	1074,67
Presión [psia]	*Ps*	2015	428	455,5
Reynold 1"	*Re_1*			
Reynold 4"	*Re_4*			
Reynold Ruptura	*Re_r*			

	K_v_1			
	K_v_4			
	K_v_r			
Largo [ft]	*L*	225	358	250
Altura	*H*			
Diámetro cañería [ft]	*Dc*	0,836666667	1,8125	1,8125
Área [ft^2]	*A*	0,549787441	2,580155685	2,580155685
Diámetro de falla pequeña [in]		0,25	0,25	0,25
Diámetro de falla media [in]		4	4	4
Diámetro de falla grande [in]		8	8	8
Área de la falla pequeña [in^2]		0,049087385	0,049087385	0,049087385
Área de la falla mediana [in^2]		12,56637061	12,56637061	12,56637061
Área de la falla grande [in^2]		50,26548246	50,26548246	50,26548246
pdf 1"	*gff1*	0,031454677	0,072456885	0,037849119
pdf 4"	*gff2*	0,007958165	0,018628308	0,009599627
pdf ruptura	*gff5*	0,002394129	0,005625318	0,002889617
Tiempo de mantenimiento 1" [días]	*eo1*	7	7	3

Los supuestos y consideraciones que se han hecho son descritos a continuación.

Constantes de API RP 581	: Es obtenida de la práctica recomendada API RP 581.
Presión atmosférica [psia]	: Presión atmosférica en psia.
Constante de los Gases [ft-lbf/lb-mol°R]	: Es obtenida de la práctica recomendada API RP 581.
Coeficiente de descarga por orificio [-]	: Es obtenida de la práctica recomendada API RP 581.
Presión de Transición [psia]	: define si es una liberación subsónica de vapor o una sónica. Presión a la que se encuentra el salido al salir. Fórmula definida por la práctica recomendada API RP 581 [2].
Factor de corrección por mitigación	: factor de reducción de las tasas de liberación debido al sistema de mitigación.
Tiempo de liberación considerando mitigación	: Es obtenida de la práctica recomendada API RP 581 [2].
Tiempo de liberación considerando mitigación 0,25	: Es obtenida de la práctica recomendada API RP 581 [2].
Tiempo de liberación considerando mitigación	: Es obtenida de la práctica recomendada API RP 581 [2].
Cantidad máxima de personas	: Valor aproximado de personas dentro de la unidad. Considerando 13 personas por turno para V1 y V2, 3 de Combustibles, 5-6 personas en escuadrón de preventivo/predictivo. Total 20 personas en el área de V1 y V2.
Área de la unidad [ft^2]	: Área correspondiente a la unidad que se está evaluando. Obtenida de Google Earth.

Densidad Poblacional [personas/ft^2]	: Relación entre la cantidad de personas y el área de la unidad, estableciendo las siguientes relaciones.
Utilidad [USD/MWh]	: Promedio de la utilidad. Considerando el costo del carbón como la totalidad del costo. Y la ganancia entre 120 a 50 USD.
Costo por heridos o fallecimiento [USD]	: De acuerdo a [22], en los últimos años el pago por indemnización por accidentes de trabajo graves, pueden llegar a la suma de $400.000.000.
Criticidad [USD]	: El límite de criticidad fue establecido de acuerdo a [19], donde establece que para plantas termoeléctricas el costo aproximado del mantenimiento en un año, es un criterio de criticidad adecuado.
Tipo de Liberación	: Lo establece la práctica recomendada API RP 581 [2].
Caudal [lb/hr]	: Datos de la empresa.
Volumen Contenido [ft^3]	: Fue determinado estableciendo relaciones entre el caudal, el área, el largo del equipo y la densidad del fluido.
Entropía [Btu/lbm]	: Determinado de las tablas de vapor sobrecalentado o agua saturada.
Energía interna [Btu/lbm]	: Determinado de las tablas de vapor sobrecalentado o agua saturada.
Coeficiente isentrópico [-]	: Aproximación del coeficiente isentrópico, utilizando h/u.

Volumen Específico [ft^3/lbm]	: Determinado de las tablas de vapor sobrecalentado o agua saturada.
Densidad Fluido [lbm/ft^3]	: $1/v_e$.
Velocidad del Fluido [ft/s]	: Determinado utilizando el caudal.
Viscosidad Dinámica [lbm*s/ft]	: Utilizado solo para las liberaciones líquidas.
Viscosidad Cinemática	: Viscosidad cinemática/densidad.
Temperatura [ºR]	: Datos de la empresa.
Presión [psia]	: Datos de la empresa.
Reynold 1"	: Número de Reynolds determinado para su utilización en la fórmula de liberación líquida.
Reynold 4"	: Número de Reynolds determinado para su utilización en la fórmula de liberación líquida.
Reynold Ruptura	: Número de Reynolds determinado para su utilización en la fórmula de liberación líquida.
Factor de corrección de viscosidad del flujo	: Determinado según estipula la práctica recomendada API RP 581 [2].
Largo [ft]	: Datos de la empresa.
Altura [ft]	: Datos de la empresa.
Diámetro cañería [ft]	: Datos de la empresa.
Diámetro de falla pequeña [in]	: Supuesto establecido para la determinación de las probabilidades y las consecuencias.
Diámetro de falla media [in]	: Supuesto establecido para la determinación de las probabilidades y las consecuencias.

Diámetro de falla grande [in]	: Supuesto establecido para la determinación de las probabilidades y las consecuencias.
Área de la falla pequeña [in^2]	: Se determinar considerando una falla circular en el equipo.
Área de la falla mediana [in^2]	: Se determinar considerando una falla circular en el equipo.
Área de la falla grande [in^2]	: Se determinar considerando una falla circular en el equipo.
pdf 1"	: Probabilidad de falla por una perforación de 1”.
pdf 4"	: Probabilidad de falla por una perforación de 4”.
pdf ruptura	: Probabilidad de falla por una ruptura total del equipo.
Tiempo de mantenimiento 1" [días]	: Tiempo aproximado en reestablecer una soldadura.
Tiempo de mantenimiento 4" [días]	: Tiempo aproximado en reestablecer una soldadura de mayor tamaño.
Tiempo de mantenimiento ruptura [días]	: Tiempo aproximado en reestablecer una soldadura.
Costo Reparación 1"	: Costo aproximado en reestablecer una soldadura.
Costo Reparación 4"	: Costo aproximado de reestablecer una soldadura de mayor tamaño.
Costo reparación ruptura	: Costo máximo de una reparación conocida dentro de la empresa.
Costo equipos afectados [USD/ft^2]	: Costo por unidad de área de equipos que se verían afectado en caso de una explosión física. Se toma en

consideración para su determinación los equipos que podrían verse afectados y la reparación total de la cañería. Se hace una relación del valor lineal de cañería. Los costos de los equipos son obtenidos del informe de Pauschert [23].

3.7.4.1 Consecuencias de falla.

A continuación, se presentan los resultados de las consecuencias, expresadas en unidades monetarias. El detalle del desarrollo se encuentra en el Anexo 5.4.

Tabla 3-17, Consecuencias de falla líneas de vapor unidad 1, Fuente propia.

Equipos	VP	RC	RF
Consecuencia de falla ponderada por reparación de equipo	$76.698	$77.081	$76.756
Consecuencia de falla ponderada por pérdida de producción	$1.238.151	$1.242.599	$502.789
Consecuencia de falla ponderada por pérdida de producción nivel 2	$14.352.488	$22.860.953	$20.029.271
Consecuencia de falla ponderada por heridos o fallecimientos	$233.053	$297.161	$302.469
Consecuencias por equipos cercanos afectados por la explosión	$20.161.142	$47.378.978	$39.813.694
Consecuencia de falla ponderada por heridos o fallecimientos nivel 2	$14.468.689	$33.466.359	$28.234.543
Consecuencia Total Nivel 1	$1.547.901	$1.616.840	$882.014
Consecuencia Total Nivel 2	$49.059.017	$103.783.371	$88.154.264

3.7.5 Determinación del riesgo y análisis.

Los resultados finales entregados en la Tabla 3-18, corresponden a la probabilidad de falla total del equipo. Como se mencionó en capítulos anteriores, la segregación de la probabilidad de falla por mecanismo de falla no fue posible realizarla debido a la falta de datos. Las consecuencias corresponden a las consecuencias por pérdida de producción, reparaciones y fatalidades. El indicador de riesgo, nos indica el estado actual del equipo y cual necesita mayor atención en la distribución de recursos, para la realización de mantenimientos.

Tabla 3-18. Resumen de resultados. Fuente propia.

Equipo	VP	RC	RF
Probabilidad de falla	0,041806971	0,096710511	0,050338363
Consecuencia Financiera	$49.059.017	$103.783.371	$88.154.264
Riesgo	$2.051.009	$10.036.943	$4.437.541
Indicador de Riesgo	0,324006326	1,584463896	0,793156088

3.7.6 Intervalos de Inspección.

Para el desarrollo del plan de inspección es necesario establecer que tipo de inspecciones deben ser realizadas, donde y cada que intervalo de tiempo.

Los resultados de los intervalos de inspección se muestran en los gráficos de las Figura 5-3 a la Figura 5-5 en el Anexo 5.4.

Los resultados obtenidos indican que, dependiendo del tipo de consecuencia utilizada y costos de las inspecciones y reparaciones, cambiará el intervalo de inspecciones en donde se minimiza el riesgo. A continuación, se presentan los resultados en la Tabla 3-19.

Tabla 3-19. Resumen intervalos de inspección. Fuente, propia.

Equipos	VP	RC	RF
Intervalo de Inspección para consecuencia tipo II	3	2	3

Para determinar los intervalos de inspección es necesario determinar los costos de las inspecciones y las reparaciones, en el anexo 5.4 se adjunta los costos asociados a cada una de las inspecciones. Los costos de las inspecciones han sido determinados, de acuerdo a la cantidad de puntos a inspeccionar, el tiempo de un mantenimiento mayor y el costo por día de cada tipo de inspección.

Dentro de las variables presentes en la determinación de los costos de intervalos de inspección, se consideran costos fijos que son necesario para la realización de las inspecciones, como son los costos de andamios y pulido de las cañerías, estos valores han sido estimados a un valor, que de acuerdo a lo señalado por el personal en planta es igual US$30.000 por cañería.

3.8 Plan de Inspección.

De acuerdo a los objetivos específicos se han realizado las identificaciones de los componentes y creaciones de planos para las tres cañerías y se ha creado la Tabla 3-22, donde se especifica los tipos de ensayo que deben ser realizados por componente y los datos que deben ser entregados por la empresa contratista a cargo del END. En el anexo 5.4 se pueden encontrar los planos correspondientes cada uno de los equipos.

La elaboración de este plan de inspección ha sido realizada de acuerdo a lo indicado por la norma ASME B31.1 en su Capítulo VI [8], las normas a las cuales se rigen los END para cañerías de poder y la categorización de los resultados de éstos.

En cuanto a la frecuencia de la inspección, la norma ASME B31.1 [8] establece en su sección V-11.5, que las inspecciones deben ser realizadas en intervalos periódicos, que deben ser establecidos de acuerdo a la base del historial de operación y de la severidad de la operación.

En cuanto a la corrosión en la sección V-7.5.2, se establece que los intervalos de inspección no deben superar los 5 años.

Es importante saber que END son de mayor utilidad, para los equipos y componentes analizados, de acuerdo a la

Tabla 3-20 se toma una decisión de cuáles son los END a realizar en cada uno de los tipos de componentes. La aplicación a cada componente y evaluación de los mismos se encuentra en la Tabla 3-21.

Los ensayos no destructivos en las soldaduras circunferenciales deben ser realizadas en 4 puntos, de acuerdo a los desplazamientos de las cañerías en caliente su opuesto a 180º, sus desfases a 90º, y donde indique el experto en planta o el inspector calificado, con fundamentación en un ensayo flexibilidad y desplazamientos de la cañería.

Los resultados de los costos de inspección utilizados se encuentran en capítulo 3.9, donde se analizan los costos que involucra la realización del plan de inspección y el respectivo beneficio de éste.

Tabla 3-20. Resultados de END y su aplicación a mecanismo de falla. Fuente, ASME PCC-3 [1].

Mec.	Daño/ Defecto			Superficie					Sub-superficie					Otros métodos					
-	Mode	Damage Mechanism	Manufacturing Defect	Visual (Including Borescope) - VT	Liquid Penetrant - PT	Fluorescent Liquid Penetrant - FPT	Magnetic Particle - MT	Wet Fluorescent Magenetic Particle - WFMT	Ultrasonic for Thickness - UTT	Ultrasonic - Straight Beam - UTS	Ultrasonics - Shear Wave - UTSW	Ultrasonics - Shear Wave Adv. Techniques - UTSWA	Radiography - RT	Eddy-Current - ET	Acoustic Emission - AE	Dimensional Measurements	Hardness Test	In-Place Metallography (replication)	Boat/Plug Sample
Corrosion-fatigue	C	x		x	x	x	x	x		x	x	x		x	x				x
Creep	C	x								x	x	x			x	x		x	x
Fatigue	C	x		x	x	x	x	x		x	x	x		x	x				x
Fatigue, thermal	C	x		x	x	x	x	x		x	x	x		x	x				x
Pitting corrosion	M	x		x	x					x				x					x

C: Cracking

M: Metal Loss

Mec.: Mecanismo

Tabla 3-21. Evaluación de ensayos no destructivos y aplicaciones a cada componente. Fuente, propia.

END	Componente. (De acuerdo a Norma ASME B31.1)	Evaluación
Inspección Visual (incluye boroscopio) - VT	Todos	De acuerdo a lo indicado por la Norma ASME B31.1 capítulo VI [10].
Tintas Penetrantes - PT	Soldaduras circunferenciales. Instrumentos. Venteos. Soldaduras. Colgadores. Válvulas.	De acuerdo a lo indicado por la Norma ASME B31.1 capítulo VI [10].
Tintas Penetrantes Fluorescentes - FPT	Soldaduras circunferenciales. Instrumentos. Venteos. Soldaduras. Colgadores. Válvulas.	De acuerdo a lo indicado por la Norma ASME B31.1 capítulo VI [10].
Partículas Magnéticas - MT	Soldaduras circunferenciales. Instrumentos.	De acuerdo a lo indicado por la Norma ASME

	Venteos. Soldaduras. Colgadores. Válvulas.	B31.1 capítulo VI [10].
Partículas Magnéticas Húmedas Fluorescentes - WFMT	Soldaduras circunferenciales. Instrumentos. Venteos. Soldaduras. Colgadores. Válvulas.	De acuerdo a lo indicado por la Norma ASME B31.1 capítulo VI [10].
Medición de espesores por Ultrasonido - UTT	Codos.	Espesores [in].
Ultrasonido - Straight Beam - UTS	Soldaduras circunferenciales.	De acuerdo a lo indicado por la Norma ASME B31.1 capítulo VI [10].
Ultrasonido - Shear Wave - UTSW	Soldaduras circunferenciales.	De acuerdo a lo indicado por la Norma ASME B31.1 capítulo VI [10].
Ultrasonido - Shear Wave Adv. Techniques - UTSWA	Soldaduras circunferenciales.	De acuerdo a lo indicado por la Norma ASME B31.1 capítulo VI [10].
Medición de Espesores	Codos.	Espesores [in].

Metalografías (réplicas)	Soldaduras circunferenciales.	De acuerdo a lo indicado en la Tabla 3-3.
Muestras tipo bote	Tramos rectos.	Valor de propiedad medida/Valor de propiedad teórico.
Caminatas en frío y en caliente	Colgadores y puntos de sobreesfuerzo	Observación teniendo como referencia desplazamiento de la cañería o análisis de flexibilidad.

Tabla 3-22. Plan de inspección general, para AES Gener S.A. Fuente Propia.

Equipo	Donde	END	Cantidad	Int.
Vapor Principal	Soldaduras de terreno (MS-FW-#). "Y" (MS-Y-#)	WFMT UTS Metalografías en caso de necesitar.	84 por definir.	3
	Soldaduras de apoyo de Colgadores (MS-H-#).	PT WFMT Metalografía en caso de necesitarlo	15	

	Puntos de alto esfuerzo. (de acuerdo a análisis de flexibilidad o evaluación de caminatas).	Caminatas en caliente y caminatas en frío. Análisis de flexibilidad. WFMT UTS Metalografías en caso de necesitar.	Por definir.	
	Instrumentos (MS-I-#). Drenajes (MS-Drain-#). Venteos (MS-Vent-#). Válvulas (MS-SV-#)	PT WFMT	20	
	Codos (MS-E-#).	Ultrasonido. (UTT) PT	12	5
	Líneas (MS-#)	Muestras tipo bote.	11	5
Recalentado Caliente	Soldaduras de terreno (HR-FW-#). “Y” (HR-Y-#)	WFMT UTS Metalografías en caso de necesitar.	108 Por definir.	2
	Soldaduras de apoyo de Colgadores (HR-H-#).	PT WFMT Metalografía en caso de necesitarlo	15	
	Puntos de alto esfuerzo. (de acuerdo a análisis de flexibilidad o evaluación de caminatas).	Caminatas en caliente y caminatas en frío. Análisis de flexibilidad.	Por definir.	

		WFMT UTS Metalografías en caso de necesitar.		
	Instrumentos (HR-I-#). Drenajes (HR-Drain-#). Venteos (HR-Vent-#). Válvulas (HR-SV-#)	PT WFMT	16	
	Codos (HR-E-#).	Ultrasonido. (UTT) Líquido Penetrante.	9	5
	Tramos Rectos (HR-#)	Muestras tipo bote.	19	5
Recalentado Frío	Soldaduras de terreno (CR-FW-#). “T” (CR-T-#) Atemperador	WFMT UTS Metalografías en caso de necesitar.	88 Por definir.	3
	Apoyo de Colgadores (CR-H-#).	PT WFMT Metalografía en caso de necesitarlo	18	
	Puntos de alto esfuerzo. (de acuerdo a análisis de flexibilidad o evaluación de caminatas).	Caminatas en caliente y caminatas en frío. Análisis de flexibilidad. WFMT UTS Metalografías en caso de necesitar.	Por definir.	

	Instrumentos (HR-I-#). Drenajes (HR-Drain-#). Venteos (HR-Vent-#). Válvulas (HR-SV-#) Flanges (HR-FL-#)	PT WFMT	22	
	Codos (XX-E-#).	Ultrasonido. (UTT)	11	5
	Tramos Rectos (HR-#)	Muestras tipo bote.	19	5

3.9 Costo de implementación.

Es necesario analizar la implementación del plan de inspección planteado en el capítulo anterior. De acuerdo a los costos obtenidos por una cotización a Babcock & Wilcox, los costos por día de las técnicas y los equipos son los siguientes. Se estima que el tiempo de un mantenimiento mayor puede durar entre 20 y 40 días dependiendo del tamaño de este. Tomando como referencia 30 días de mantenimiento general para poder realizar los END, una tasa de 4 ensayos por día de un técnico, costos fijos que involucran andamios, limpieza de las cañerías para la limpieza de éstas, entre otros gastos. Si son tomados como supuestos lo mencionado previamente en este capítulo, y los costos presentados en la Tabla 3-23, es posible determinar los costos de la implementación de el plan de inspección.

Tabla 3-23, Costos de Inspección. Fuente, Cotización AES Gener SA.

Cant.	Descripción	Vapor en USD/día
1	Replication	$1.200
1	Valve Leak Detection Specialist	$1.250
1	NDE Technician (MT, PT, UT)	$900
1	NDE Team (MT, PT, UT)	$1700

1	Flux Leakage Team	$1.700
1	API Certified Inspector	$600
1	Computer Technician	$480

Además, considerando un periodo de inspecciones de 15 días, para una cantidad de 430 puntos de inspección para el vapor principal, 480 puntos para el recalentado caliente y 401 puntos para la línea de recalentado frío, considerando todos los ensayos no destructivos, y los puntos a realizar.

Los costos de las inspecciones se resumen en la Tabla 3-24.

Tabla 3-24, Costo Plan de inspección por Equipo, Fuente Propia.

Equipos	Vapor Principal	Recalentado Caliente	Recalentado Frío
Costos Plan de inspección	$147.810	$167.170	$143.150

4. Conclusiones.

La elaboración de un plan de inspección basado en el riego no es un trabajo sencillo, y toma una cantidad considerable de tiempo y trabajo. Es por éste motivo, que se redujo el espectro de equipos a los cuales se les realizará el análisis de riesgo. Dejando como principal prioridad, a las cañerías de poder de la unidad número 1, de acuerdo a lo solicitado por la empresa mandante AES Gener S.A. Es importante considerar que éste trabajo es utilizado como base para la realización de propuestas de contratos de licitación, y es también por este motivo, que se realiza la reducción del alcance de los equipos, para disminuir el tiempo de entrega.

La probabilidad y consecuencia de falla fue evaluada respecto a una frecuencia genérica, por lo tanto, considera todos los mecanismos de falla. Es decir, no fue posible realizar estimaciones individuales de cada uno de los mecanismos de falla, debido a que no existen datos de parte del mandante. Pero, un daño inminente de falla como lo son las grietas, fueron asociados al creep que es el mecanismo de falla del cual se tiene información y registros. Éste fue evaluado de acuerdo a lo señalado en el capítulo 3.6.5. Los resultados de la probabilidad de falla para las cañerías de vapor principal, recalentado caliente y recalentado frío respectivamente son, 0,041806971; 0,096710511; 0,050338363. La consecuencia de falla, fue evaluado de acuerdo a lo señalado por la práctica recomendada API RP 581 [2], y los resultados obtenidos para las cañerías de vapor principal, recalentado caliente y recalentado frío, respectivamente son, US$49.059.017, US$103.783.371 y US$88.154.264. Por último, el indicador utilizado para su comparación fue el índice de riesgo, este índice de riesgo es la relación entre el riesgo obtenido y un límite estimado de acuerdo a una estimación realizada en conjunto con el experto de la empresa. Éste límite fue considerado en US$5.092.000. Los resultados del indicador de riesgo para las cañerías de vapor principal, recalentado caliente y recalentado frío respectivamente son; 0,324006326; 1,584463896; 0,793156088. Lo cual concluye que debemos enfocar la mayor parte de los recursos en las líneas de recalentado caliente y recalentado frío.

De acuerdo, a la investigación realizada y el estado actual de la cañería, se han determinado los métodos de inspección que son utilizados en cada componente de las cañerías, lo cual queda estipulado en la Tabla 3-22. El porcentaje de área y la ubicación específica en cada componente, debe ser determinado luego de la realización de un análisis de flexibilidad, el cual verifique los desplazamientos actuales de las cañerías, el cual se recomienda realizar como medida de mitigación.

Los intervalos de tiempo se determinan de acuerdo al costo de las inspecciones y el riesgo de cañería en el tiempo. Los intervalos de tiempo para las cañerías de vapor principal, recalentado caliente y recalentado frío son 3, 2 y 3 años respectivamente.

Las actividades de mitigación del riesgo propuestas son, los reemplazos de los elementos comprometidos de las cañerías y una actualización del estado de las cañerías, debido a que conoce el estado de las cañerías solo hasta el año 2009. A su vez, es necesaria la correcta interpretación del estudio de flexibilidad para determinar los puntos específicos comprometidos de la cañería luego de todos sus años de funcionamiento.

Para la determinación de un riesgo residual es necesario incorporar un factor de disminución de la incertidumbre debido a la realización de las inspecciones, la cual no fue incorporada en la metodología. Pero, si es posible determinar un riesgo residual debido a las actividades de mitigación, que en este caso son los reemplazos de los componentes con mayor cantidad de daño. Los riesgos residuales de las cañerías de vapor principal y recalentado frío permanecen igual al riesgo actual, ya que no son necesarios cambios de componentes. La cañería de recalentado caliente tiene un riego residual de US$4.449.090, contra los US$10.036.943 que es el riesgo actual calculado.

El beneficio económico es evidente al comparar el gasto de las inspecciones mostrado en la Tabla 3-24, y el costo de un accidente catastrófico mostrado en la Tabla 3-17. La suma de los gastos por inspecciones en 50 años, son como máximo una cuarta parte de lo que un accidente catastrófico puede significar para la empresa. Además, se espera obtener un beneficio con la reducción de la prima del seguro.

Referencias.

[1] ASME, Risk Based Inspection Planning, New York: The American Society of Mechanical Engineers, 2012, p. 92.

[2] API, Risk-Based Inspection Technology, 2 ed., Washington D.C.: American Petroleum Institute, 2008, p. 654.

[3] R. Bjarte, Evaluation of Probability of Failure of Static Equipment in Pressurized Mud Systems on an Offshore Drilling Installation, Noruega: The Artic University of Norway, 2015.

[4] API, Risk-based Inspection, Washington D.C.: API Publishing Services, 2002, p. 60.

[5] DNV, Risk Based Inspection of Offshore Topsides Static Mechanical Equipment, Det Norske Veritas, 2010.

[6] API, «Recommended Practice for Fitness-for-Service,» American Petroleum Institute, Washington, D.C., 2000.

[7] EPRI, «Fossil Plant High-Energy Piping Damage: Theory and Practice,» Electric Power Research Intitute, California, 2007.

[8] ASME, Nondestructive Examination, vol. V, New York: The American Society of Mechanical Engineers, 2007.

[9] The Babcock & Wilcox Company, «Thermodynamics of Steam,» de *Steam*, vol. 41, Ohio, The Babcock & Wilcox Company, 2005, p. 21.

[10] ASME, Power Piping, New York: American Society of Mechanical Engineers, 2007.

[11] ASME, Pressure Vessels, New York: American Society of Mechanical Engineers., 2002.

[12] The Babcock & Wilcox Company, «Metallurgy, Materials and Mechanical Properties,» de *Steam*, vol. 41, Ohio, The Babcock & Wilcox Company, 2005, pp. 19-20.

[13] T. Bendell, An Overview of Collection, Analysis, and Application of Reliability Data in the Process Industries, vol. 37, Ieee Transactions on Reliability, 1988, pp. 132-137.

[14] D. F. Percy, K. A. H. Kobbacy y F. B. B., «Setting preventive maintenance schedules when data are sparse,» *International Journal of Production Economics,* vol. 51, pp. 223-234, 1997.

[15] Ebasco International Corporation, Plant Operation Guide and Project Sumary, vol. 1, New York: Ebasco, 1965.

[16] Y. Cengel, Termodinámica, New York: Mc Graw Hill, 2011.

[17] R. Viswanathan, «Life Management of High-Temperatura Piping and Tubing in Fossil Power Plants,» *Journal of Pressure Vessel Technology,* vol. 122, nº 3, p. 308, 2000.

[18] C. Middleton, R. Timmins y R. D. Townsend, «The Integrity of Materials in High Temperature Components; Performance and Life Assessment,» *International Journal of Pressure Vessels & Piping,* vol. 66, pp. 33-57, 1995.

[19] F. Khan, «Development of a risk-based maintenance (RBM)) strategy for a power-generating plant,» *Journal of Loss Prevention in the Process Industries,* vol. 18, pp. 69-81, 2005.

[20] F. Khan, «Final Report - Development of a Tool for Risk Based Integrity (RBI) Assessment of Process Components,» Faculty of Engineering & Applied Science, St John's, 2012.

[21] EPRI, «Desing, Fabrication, and O&M Factors Related to CRH Damage,» de *Guidelines for the Evaluation of Cold Reheat Piping*, California, EPRI, 2005, p. 2.

[22] P. Obregón, «SIGWEB,» Octubre 2010. [En línea]. Available: http://www.sigweb.cl/biblioteca/IndemnizacionEmpresas.pdf. [Último acceso: 8 Junio 2017].

[23] D. Pauschert, «Study of Equipment Prices in the Power Sector,» ESMAP, Washington, 2009.

5. Anexos.

5.1 Anexo 1: Análisis Probabilístico y Estadístico.

5.1.1 Definición de la Frecuencia Relativa de Probabilidad.

Considerando un experimento aleatorio general con los resultados obtenidos; $E_1, E_2, E_3, \dots, E_n$. Suponiendo que se repite el experimento N veces y vigilando la ocurrencia de algún resultado específico, E_1. Después de N repeticiones o ensayos se encuentra que el resultado E_1 ha sucedido N_1 veces, entonces se establece la razón N_1/N que representa la frecuencia relativa de ocurrencia de E_1 en exactamente N repeticiones de este particular experimento aleatorio. La pregunta que ahora surge es ¿haciendo esta razón aproximada a algún límite definido como N muy grande $N \to \infty$? Si se hace, entonces se llama el límite de la probabilidad asociada con el evento E_1, que se simboliza como $P(E_1)$. Así,

$$P(E) = \lim_{N \to \infty} \left(\frac{N_1}{N} \right)$$

Algunas propiedades obvias que surgen de esta definición:

$0 < P(E_1) < 1$.

Si $P(E_1) = 1$, E_1 es seguro que ocurre.

Si $P(E_1) = 0$, E_1 es imposible.

5.1.1.1 Operaciones algebraicas con Probabilidades.

Considerando un experimento aleatorio y designando a dos los resultados posibles como A y B. Se supone que A y B son mutuamente exclusivos. Esto significa que A y B no pueden suceder ambos en un ensayo simple del experimento.

Entonces se puede anotar una expresión para la probabilidad que cualquiera de los dos A o B ocurra:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B)$$

Esta fórmula puede ser fácilmente extendida a cualquier número de eventos mutuamente excluyentes A, B, C, D…

$$P(A \cup B \cup C \cup D +) = P(A) + P(B) + P(C) + P(D) + \cdots$$

Para eventos que no son mutuamente excluyentes, o sea, ambos pueden ocurrir, una fórmula más general debe ser usada. La expresión general para *P (A y B)* es:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B)$$

La ecuación anterior puede ser extendida a cualquier número de eventos. Por ejemplo, para 3 eventos A, B y C.

$$P(A \cup B \cup C) = P(A) + P(B) + P(C) - P(A \cap B) - P(A \cap C) - P(B \cap C) + P(A \cap B \cap C)$$

Para n eventos la fórmula general puede ser expresada como:

$$P(E_1 \cup E_2 \ldots E_n) = \sum_{i=1}^{n} P(E_i) - \sum_{i=1}^{n-1}\left(\sum_{j=i+1}^{n} P\left(E_i \cap E_j\right)\right) + \sum_{i=1}^{n-2}\left(\sum_{j=i+1}^{n-1}\left(\sum_{k=j+1}^{n} P\left(E_i \cap E_j \cap E_k\right)\right)\right) + (-1)^n P(E_1 \cap E_2 \cap \ldots E_n)$$

Ignorando la posibilidad que cualquiera dos o más eventos E¡ ocurran simultáneamente, la ecuación anterior se reduce a

$$P(E_1 \cup E_2 \ldots E_n) = \sum_{i=1}^{n} P(E_i)$$

La ecuación anterior es conocida como “aproximación de eventos raros” y es precisa dentro del 10% de la probabilidad real cuando $P(E_i) < 0{,}1$. Además, cualquier error cometido está

sobre el lado conservativo, en que la probabilidad real es ligeramente más baja que esa dada por la ecuación.

Considerando ahora dos eventos A y B, que son mutuamente independientes. Lo que significa que, en el transcurso de varias repeticiones del experimento, la ocurrencia (o no ocurrencia) de A no tiene influencia sobre la subsecuente ocurrencia (o no ocurrencia) de B y viceversa. Entonces se puede escribir:

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B)$$

Esto a menudo es llamado "regla de multiplicación para probabilidades" y su extensión a más de dos eventos es:

$$P(A \cap B \cap C \cap D) = P(A) \cdot P(B) \cdot P(C) \cdot P(D)$$

Pero muy a menudo se encuentran eventos que no son mutuamente independientes, eso es, ellos son mutuamente interdependientes. Con el fin de tratar estos eventos, se introduce el concepto de probabilidad condicional, que se simboliza "$P(B/A)$" la cual es la probabilidad de B dado que A ha ocurrido. Entonces la probabilidad que A y B ocurran para estos eventos es:

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B/A) = P(B) \cdot P(A/B)$$

Para tres eventos A, B y C, se tiene:

$$P(A \cap B \cap C) = P(A) \cdot P(B/A) \cdot P(C/A \cap B)$$

Para n eventos $E_1, E_2, E_3, \dots, E_n$.

$$P(E_1 \cap E_2 \cap \dots E_n) = P(E_1) \cdot P(E_2/E_1) \cdot P(E_3/E_1 \cap E_2) \dots P(E_n/E_1 \cap E_2 \dots \cap E_{n-1})$$

5.1.1.2 Teorema de Bayes.

Es de particular significancia porqué ilustra una forma de pensar que es característica del análisis de fallas.

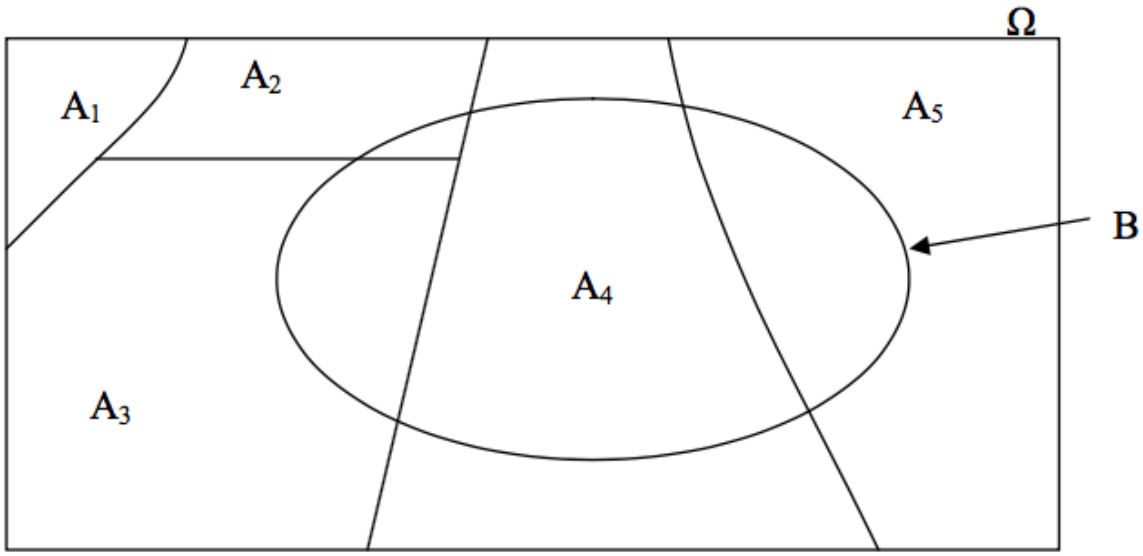

Figura 5-1, Ejemplo teorema de Bayes.

Los A's tienen la siguiente característica:

$$A_1 \cup A_2 \cup A_3 \cup A_4 \cup A_5 \bigcup_{i=1}^{i=5} A_i = \Omega$$

$$A_i \cap A_j = \emptyset \; para \; i \neq j$$

también,

$$(B \cap A_1) \cup (B \cap A_2) \cup (B \cap A_3) \cup (B \cap A_4) \cup (B \cap A_5) = B$$

La expresión para B citada anteriormente puede ser escrita en una forma matemáticamente resumida,

$$B = \bigcup_{i=1}^{i=5} B \cap A_i$$

Considerando la ecuación de probabilidad para una intersección,

$$P(A \cap B) = P(B/A) \cdot P(A) = P(A/B) \cdot P(B)$$

Esto es verdad para cualquier evento arbitrario A, B. En particular será verdad para B y cualquiera de los A's. Así se puede escribir.

$$P(A_k \cap B) = P(B/A_k) \cdot P(A_k) = P(A_k/B) \cdot P(B)$$

ó

$$P(A_k/B) = \frac{P(B/A_k) \cdot P(A_k)}{P(B)} \quad = \frac{P(A_k \cap B)}{P(B)}$$

Se puede ahora escribir $P(B)$ en una forma diferente,

$$P(B) = P\left\{\bigcup_{i=1}^{i=5} B \cap A_i\right\} = \sum_{i=1}^{i=5} P(B \cap A_i) = \sum_{i=1}^{i=5} P(B/A_i) \cdot P(A_i)$$

Que puede ser hecho ya que, los eventos $(B \cap A_i)$ son mutuamente exclusivos. Sustituyendo esta expresión para $P(B)$ dentro de la ecuación. Obteniendo,

$$P(A_k/B) = \frac{P(B/A_k) \cdot P(A_k)}{\sum_i P(B/A_k) \cdot P(A_i)}$$

Otro ejemplo, teniendo completamente determinado que el sistema puede fallar en cualquiera de los cuatro modos, S_1, S_2, S_3, S_4. Si el sistema falla y se quiere conocer la probabilidad que el modo de falla fue S_3, se puede calcular:

$$P(S_3/S) = \frac{P(S/S_3) \cdot P(S_3)}{P(S/S_1)P(S_1) + P(S/S_2)P(S_2) + P(S/S_3)P(S_3) + P(S/S_4)P(S_4)}$$

Esto puede ser escrito en una forma más simple porque el sistema seguramente fallará si cualquier de los eventos, S_1, S_2, S_3, o S_4 ocurre.

$$P(S_3/S) = \frac{P(S_3)}{P(S_1) + P(S_2) + P(S_3) + P(S_4)}$$

Presuntamente la cantidad $P(S_i)$ puede ser estimada desde los datos de confiabilidad. La cantidad $P(S_i/S)$ es llamada la "importancia" de la causa S_i de falla del sistema.

5.1.2 Análisis Probabilístico y Estadístico.

5.1.2.1 La Función de Distribución Acumulativa.

Se usa el símbolo "X" para designar los posibles resultados de un experimento aleatorio. "X" es usualmente referida como una variable aleatoria y puede tomar valores que son cualquier de los dos discretos o continuos. Es conveniente matemáticamente, considerar "X" como la representación de una variable continua. Mientras que considerar a "x" para designar un valor específico de la variable aleatoria.

La función de distribución acumulativa $F(x)$ es definida como la probabilidad que la variable X asuma valores menores o iguales que el valor específico "x".

$$F(x) = P[X \leq x]$$

$F(x)$ es una probabilidad y así debe asumir solamente valores entre 0 y 1:

Si el rango de "X" va desde $-\infty$ a $+\infty$, entonces $F(-\infty) = 0$ y $F(+\infty) = 1$.

Si "X" tiene un rango más restringido, $x_1 < X < x_u$, entonces $F(x_1) = 0$ y $F(x_u) = 1$.

Una propiedad importante de la función de distribución acumulativa es que $F(x)$ nunca disminuye en la dirección que crece x. $F(x)$ es una función no decreciente, aunque no necesariamente monótona. Esto puede estar más resumido en,

Si $x_2 > x_1$, entonces $F(x_2) \geq F(x_1)$.

Una propiedad aún más importante de $F(x)$ es,

$$P[x_1 \leq X \leq x_2] = F(x_2) - F(x_1)$$

para la variable discreta.

5.1.2.2 La Función Densidad de Probabilidad.

La función de densidad de probabilidad (*fdp*), representada comúnmente como $f(x)$, se utiliza con el propósito de conocer cómo se distribuyen las probabilidades de un suceso o evento, en relación al resultado del suceso.

Matemáticamente, la *fdp* es la derivada de la función distribución de probabilidad $F(x)$, o de manera inversa, la función de distribución es la integral de la función de densidad,

$$F(x) = \int_{-\infty}^{x} f(t)dt$$

Las propiedades de *fdp* son,

$$f(x) \geq 0, para\ toda\ x.$$

El área total encerrada bajo la curva es igual a 1, es decir,

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(t)dt = 1$$

La probabilidad de que X tome un valor en el intervalo $[a, b]$ es el área bajo la curva de la función de densidad en ese intervalo o lo que es lo mismo, la integral definida en dicho intervalo. La gráfica $f(x)$ se conoce a veces como *curva de densidad*.

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x)dx$$

Las siguientes propiedades corresponden a función de densidad de probabilidad:

$$\lim_{x \to -\infty} f(x) = 0$$

$$f(x) \geq 0, es\ no\ negativa$$

$$\lim_{x \to +\infty} f(x) = 1$$

5.1.2.3 La distribución Exponencial.

Asumiendo que cuando un sistema falla, es restaurado a una condición que es esencialmente tan bueno como nuevo y que el tiempo de reparación es despreciable.

La fiabilidad de un sistema, $R(t)$, es por definición la probabilidad de continuar satisfactoriamente la operación para un tiempo t. Por eso se tiene,

$$R(t) = e^{-\frac{t}{\theta}} = e^{-\lambda t}$$

La probabilidad que el sistema falle antes del tiempo t está dada por la función de probabilidad acumulativa $F(t)$. El sistema falla antes del tiempo t o no lo hace cualquiera de las dos. Por lo tanto,

$$R(t) = e^{-\lambda t} = 1 - F(t)$$

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

la *fdp* correspondiente ahora puede ser fácilmente encontrada,

$$f(t) = \frac{d}{dt}F(t) = \frac{d}{dt}\left(1 - e^{-\lambda t}\right)$$

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t}$$

La fdp es generalmente referida como la “distribución exponencial de tiempo para la falla”.

La fiabilidad, la distribución acumulativa y la fdp son ampliamente usadas en análisis de sistemas y fiabilidad. La razón es simple, es una distribución especialmente simple, ya que solamente un parámetro debe ser determinado empíricamente (λ, la tasa de falla o $\theta = MTTF$, el tiempo medio para la falla).

5.1.2.4 La Función Tasa de Falla.

Resumiendo,

$$F(t) = P[falla\ ocurre\ \text{en}\ algún\ tiempo\ antes\ de\ t]$$

$$f(t)dt = P[falla\ ocurre\ entre\ t\ y\ t + dt]$$

Ahora se define la probabilidad condicional, $\lambda(t)$, llamada la función de tasa de falla:

$$\lambda(t)dt = P[falla\ ocurre\ entre\ t\ y\ \mathrm{t} + dt/no\ falla\ antes]$$

Para cualquier distribución en general, hay una importante relación entre las tres funciones $\lambda(t)$, $f(t)$ y $F(t)$;

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)}$$

Graficando $\lambda(t)$ contra el tiempo para un sistema en general, la curva resultante se muestra en la Figura 5-2, Por razones obvias esta relación entre $\lambda(t)$ y t ha llegado a ser conocida como la "curva de la bañera."

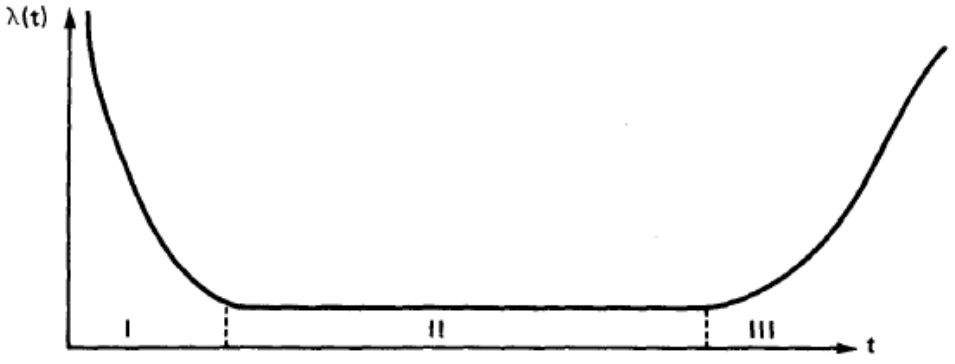

Figura 5-2, Curva de la Bañera, Gráfico de la tasa de falla v/s t.

Esta curva puede ser dividida en tres partes que son designadas I, II y III en la Figura 5-2. La región I es denominada la región de "mortalidad infantil" que posee una función de tasa de falla decreciente. La región II es corresponde a "una función de tasa de falla constante," y es esta la región en que se aplica la distribución exponencial. La región III corresponde a procesos fuera de uso que cuenta con la función de tasa de falla creciente.

Una importante distribución de tiempo de falla es la distribución de Weibull, ésta se obtiene usando $\lambda(t) = Kt^m (m > -1)$ donde,

$$f(t) = K \cdot t^m \cdot e^{\left(\frac{-K \cdot t^{m+1}}{m+1}\right)}$$

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{\frac{-K \cdot t^{m+1}}{m+1}}$$

La distribución de Weibull es una distribución de dos parámetros, donde K es conocido como el parámetro de escala y m es el parámetro de forma. Para $m = 0$ se obtiene la distribución exponencial y si m crece se modelado el funcionamiento fuera de uso. Cuando m es menor que 0 y mayor que -1, la región I de la curva puede ser modelada.

5.2 Anexo 2: Tablas obtenidas de diferentes fuentes.

Tabla 5-1. Tabla de Frecuencias genéricas de fallas. Fuente [2].

Tipo de equipo	Tipo de componente	0,25”	1”	4”	Ruptura	Total
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTUBE	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-10	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-12	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-2	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-3	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-4	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-5	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-6	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04

Tank650	COURSE-7	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-8	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-9	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLBTM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FINFAN	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FILTER	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	DRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	REACTOR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLTOP	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

Tabla 5-2. Clasificación de la detección y aislación de fallas. Fuente [2].

Tipo de Detección	Clasificación de la Detección
Instrumentación diseñada específicamente para detectar pérdidas de material al cambiar las condiciones operacionales en el sistema.	A
Detectores para determinar cuando el material está presente fuera de su contenedor.	B
Detección visual, cámaras, o detectores con poco alcance.	C
Tipo de sistema de Aislación	Clasificación de la Aislación
Aislación o equipos de parada activados directamente desde los detectores de instrumentación, sin intervención del operador.	A
Aislación o sistemas de parada activados por operadores en la sala de control u otra locación remota de la fuga.	B
Aislación depende en la activación manual de las válvulas.	C

Tabla 5-3. Factor de reducción de la tasa de liberación. Fuente [2].

Sistema de Clasificación		Ajustes a la magnitud de la liberación	Factor de Reducción, $fact_{di}$
Detección	Aislación		
A	A	Reduce la tasa de liberación en un 25%.	0,25
A	B	Reduce la tasa de liberación en un 20%.	0,20
A o B	C	Reduce la tasa de liberación en un 10%.	0,1
B	B	Reduce la tasa de liberación en un 15%.	0,15
C	C	No se realizan ajustes a la tasa de liberación o masa.	0

Tabla 5-4. Tiempos de duración de liberación del fluido debido a una falla ajustado a la clasificación de la detección. Fuente [2].

Categoría Sistema de Detección	Categoría Sistema de Aislación	Duración máxima de la fuga, ld_{max}
A	A	20 minutos para fuga de ¼”. 10 minutos para fuga de 1”. 5 minutos para fuga de 4”.
A	B	30 minutos para fuga de ¼”. 20 minutos para fuga de 1”. 10 minutos para fuga de 4”.
A	C	40 minutos para fuga de ¼”. 30 minutos para fuga de 1”. 20 minutos para fuga de 4”.
B	A o B	40 minutos para fuga de ¼”. 30 minutos para fuga de 1”. 20 minutos para fuga de 4”.
B	C	1 hora para fuga de ¼”.

		30 minutos para fuga de 1”. 20 minutos para fuga de 4”.
C	A, B o C	1 hora para fuga de ¼”. 40 minutos para fuga de 1”. 20 minutos para fuga de 4”.

5.3 Anexo 3: Datos inspecciones realizadas.

Tabla 5-5. Inspecciones a soldaduras Recalentado Caliente. Fuente AES Gener S.A.

Soldaduras													
Datos				Inspección									
Comp	Fecha	OD	Espesor	Inspector	Código	V.T.	WFMT	U.T.	Replicas Clase				Observaciones
									Cantidad	BM	HAZ	WM	
FW-1	24-01-00	24"	1,25"	ABB	Locación "F"	SI	SI	SI	0	1	1	1	ZSAAb
	01-01-07												Upper Horizontal Run, Pipe to bend weld, upstream &Downstream Side of Weld, Top Side (29" downstream of bioler lagging), Macro-cracks in weld Área

	01-01-07												Upper Horizontal Run, Pipe to bend weld, upstream &Downstream Side of Weld, North Side (29" downstream of bioler lagging), Macro-cracks in weld Área
FW-2	27-12-94	24"	1,25"	IDIEM	2								Replicas con falta de resolución
FW-2	12-10-96	24"	1,25"	UCV	2					2	?	?	ZSAAb
FW-2	12-10-96	24"	1,25"	UCV	3					2	?	?	ZSAAb
FW-2	12-10-96	24"	1,25"	UCV	1					2			a 400 mm Aar de FW-2, 45º
FW-2	24-01-00			ABB	Locación "F"	SI	SI	SI	2	1	2	2	ZSAAb
RH-FW-2	27-12-94			IDIEM									Replicas con falta de resolución
RH-FW-2	20-12-94			ABB	16					2	2	2	ZIAAr

FW-3	24-01-00	24"	1,25"	ABB	Locación "F"	SI	SI	SI	0				
RH-H-2	27-12-94			IDIEM									Réplicas con falla de resolución.
RH-H-2	97			ABB	12					2	2	1	Oreja Oeste ZI.
RH-H-2	97			ABB	12A					1	1	1	Oreja Este ZI.
FW-6	24-01-00	24"	1,25"	ABB	Locación "G"	SI	SI	SI	2	1	1	1	ZSAAb.
FW-7	24-01-00	24"	1,25"	ABB	Locación "G"	SI	SI	SI	1	1	1	1	ZSAAb.
	01-01-07												Upper Horizontal Run, Pipe to bend weld, upstream & Downstream Side of Weld, North Side (20" downstream of boiler lagging), No damage observed.

	01-01-07												Upper Horizontal Run, Pipe to bend weld, upstream & Downstream Side of Weld, East Side (20" downstream of boiler lagging), No damage observed.
FW-8	01-01-07												Lower Horizontal Run, Pipe to bend weld, upstream & Downstream Side of Weld, Top Side (63" upstream of hr-h6), No damage observed.
	01-01-07												Lower Horizontal Run, Pipe to bend weld, upstream &Downstream Side of Weld, Top Side (63" upstream of hr-h6), No damage observed.

FW-9	06-12-87			CESMEC	R1								ZLAAb a 90º.
FW-9	27-12-94			IDIEM									Réplicas con falla de resolución.
FW-9	12-10-96			UCV	15					2 a 3?	?	?	ZSAAr.
FW-9	20-10-97			ABB	10					1	1	1	ZSAAr.
FW-9	12-10-96			UCV	16					2?	?	?	ZSAAb.
FW-9	12-10-96			UCV	14					2 a 3?	?	?	a 300 mm Aar de FW-9, 45º.
FW-9	20-10-96			ABB	9					1			a 300 mm Aar de FW-9, 45º.
FW-9	24-01-00	24"	1,25"	ABB	Locación "H"	SI	SI	SI	1	1	1	1	
	01-01-07												Lower Horizontal Run, Pipe to bend weld, upstream & Downstream Side of Weld, Top Side (18" upstream of stabilizer), No damage observed.

	01-01-07												Lower Horizontal Run, Pipe to bend weld, upstream & Downstream Side of Weld, North Side (18" upstream of stabilizer), No damage observed.
FW-10	27-12-94	14"	2"	IDIEM									Réplicas con falla de resolución.
FW-10	12-10-96	14"	2"	UCV	7								ZSAAr.
FW-10	12-10-96	14"	2"	UCV	8					2?	?	?	ZSAAb.
FW-10	12-10-96	14"	2"	UCV	9					2?	?	?	a 400 mm Aab de FW-10, 315º.
FW-10	24-01-00	16"	0,580"	ABB	Locación "H"	SI	SI	SI		2?	?	?	
FW-11	24-01-00	16"	0,580"	ABB	Locación "I"	SI	SI	SI	0				
FW-12	24-01-00	16"	0,580"	ABB	Locación "I"	SI	SI	SI	2	1	1	1	LE Aar.
FW-13	24-01-00	16"	0,580"	ABB	Locación "H"	SI	SI	SI	2	1	1	1	

FW-13	01-01-04												Reemplazada.
	01-01-07												Lower Horizontal run, Y reducer to pipe weld, pipe side of weld, top side of pipe (10" upstream of hr-h7), no damage observed.
	01-01-07												Lower Horizontal run, Y reducer to pipe weld, pipe side of weld, north side of pipe (10" upstream of hr-h7), no damage observed.
FW-14	12-10-96			UCV	17					2 a 3?	?	?	a 750 mm Aab de Colgador RH-H-9, 0º.
FW-14	01-01-97			ABB	11					1			a 750 mm Aab de Colgador RH-H-9, 0º.
	01-01-07												Lower horizontal run, pipe to pipe weld, top side of weld (32"

													upstream of hr-h9), no damage observed.
	01-01-07												Lower horizontal run, pipe to pipe weld, south side of weld (32" upstream of hr-h9), posible micro-crack in pipe metal possible porosity in weld metal.
	01-01-14												Reparada .
FW-15	01-01-07												Lower horizontal run, inlet pipe to west intercept valve, pipe/valve side of weld, top side of pipe (downstream of hr-h10), no damage observed.

													Lower horizontal run, inlet pipe to west intercept valve, pipe/valve side of weld, west side of pipe (downstream of hr-h10), no damage observed.
FW-16													Lower Horizontal Run, west intercept valve outlet to pipe, valve/pipe side of weld, top side of pipe (upstream of hr-h11), no damage observed.
													Lower Horizontal Run, west intercept valve outlet to pipe, valve/pipe side of weld, west side of pipe (upstream of hr-h11), no damage observed.

FW-17										1	1	1	
FW-AV17										1	1	1	
FW-AS										2	4	3	
	01-01-07												Lower Horizontal Run, west intercept valve outlet, reducer, valve/reducer side of weld, top side of pipe, no damage observed.
	01-01-07												Lower Horizontal Run west intercept valve, intercert valve south outlet reducer to pipe reducer/pipe side of weld, no damage observed.

	01-01-07												Lower Horizontal Run west intercept valve, intercert valve south outlet reducer valve/reducer side of weld, south side of pipe, no damage observed.
	01-01-07												Lower Horizontal Run west intercept valve, intercert valve south outlet reducer valve/reducer side of weld, south side of pipe, no damage observed.
	01-01-07												Lower Horizontal Run west intercept valve, intercert valve south outlet body valve body only, south side of pipe,

													possible porosity in valve body.
HR-AVI7	01-01-07												Lower Vertical Run to Turbine west turbine lead nozzle to elbow weld west side of weld (elbow extrados), no damage observed.
													Lower Vertical run to turbine, west turbine lead pipe to elbow weld, west side of weld (elbow extrados), nodamage observed.
FW-AVI10										1	1	1	
FW-BV11	24-01-00	12"	0,688"	ABB	Locación "I"	SI	SI	SI	1				
FW-BV13	24-01-00	12"	0,688"	ABB	Locación "I"	SI	SI	SI	1	1	1	1	LE Aar.

FW-BV14	24-01-00	12"	0,688"	ABB	Locación "I"	SI	SI	SI	1	2	2	2	
	01-01-07												Lower vertical run to turbine, east turbine lead elbow to pipe weld, west side of wlbow/nozzle, no damage observed.
	01-01-07												Lower vertical run to turbine, east turbine pipe to elbow weld, west side of pipe/elbow, possible random voids in weld metal.
FW-BI	20-10-97			ABB	8					2	3 y 4	3	ZAAr o 45º, Nor oeste.

Tabla 5-6. Inspecciones a ”Y”, Recalentado Caliente. Fuente, AES Gener S.A.

Datos				Inspección									
Comp	Fecha	OD	Espesor	Inspector	Código	V.T.	WFMT	U.T.	Replicas Clase				Observaciones
									Cantidad	BM	HAZ	WM	
RH-Y	24-01-00	24"-16"		ABB	Locación "H"	SI	SI	SI	1	1	1	1	ZS.
	01-01-07												Lower Horizontal Run, Main pipe to reinforcing plate weld, pipe side of weld, top east side of pipe, no damage observed.
	01-01-07												Lower Horizontal Run, Main pipe to reinforcing plate weld, pipe side of weld, top center of pipe, no damage observed.

													Lower Horizontal Run, Reinforcing plate to branch pipe weld, pipe side of weld, east side of pipe, no damage observed.
													Reparada.

Tabla 5-7. Inspecciones a soldaduras, Vapor Principal. Fuente, AES Gener S.A.

Soldaduras													
Datos				Inspección									
Comp	Fecha	OD	Espesor	Inspector	Código	V.T.	WFMT	U.T.	Clase				Observaciones
									Cantidad	BM	HAZ	WM	
FW-1	24-01-00	14"	2"	ABB	Locación "A"	SI	SI	SI	2	1	1	1	ZSAAr.
FW-1	01-01-07								2				top side of pipe (40" from bioler lagging)Micro Cracks in Elbow/Weld HAZ .

FW-1	01-01-07												North Side of Pipe (40" from bioler lagging), No hay daño.
FW-1	01-01-07												Top side 45" desde FW-1 on extrados, Possible random voids in elbows.
FW-1	01-01-07												east side 45" desde FW-1 on extrados, Possible random voids in elbows.
FW-BW2	24-01-00	2,5"		ABB	Locación "A"	SI	NO	NO	0				
FW-ERV	24-01-00	2,5"		ABB	Locación "A"	SI	NO	NO	0				
FW-2	27-12-94	14"	2"	IDIEM	2					-	-	-	Réplicas con Falta de Resolución.
FW-2	12-10-96	14"	2"	UCV	2					2	?	?	ZSAAr.
FW-2	12-10-96	14"	2"	UCV	3					2	?	?	ZSAAb.
FW-2	12-10-96	14"	2"	UCV	1					2	-	-	a 400 mm Aar de FW, 45º.

FW-3	24-01-00	2,5"		ABB	Locación "A"	SI	NO	NO	0				
FW-4	24-01-00	2,5"		ABB	Locación "A"	SI	NO	NO	0				
FW-5	24-01-00	2,5"		ABB	Locación "A"	SI	NO	NO	0				
FW-6	24-01-00	2,5"		ABB	Locación "A"	SI	NO	NO	0				
FW-7	24-01-00	14"	2"	ABB	Locación "A"	SI	SI	SI	2	1	5	3	Lo Aab.
FW-7	01-01-04												Reemplazada.
FW-7	01-01-07												west side (front toward turbine deck), Possible random voids in elbows.
FW-8	24-01-00	2,5"		ABB	Locación "A"	SI	NO	NO	0	2	2	1	
FW-8	01-01-07												top side (directly upstream of ms-h7), Possible random voids in elbows.

FW-8	01-01-07												Upstream side of weld, no damage observed.
FW-9	24-01-00	2,5"		ABB	Locación "A"	SI	NO	NO	0				
FW-10	24-12-94	14"	2"	IDIEM									Réplicas con Falta de Resolución.
FW-10	25-12-94	14"	2"	UCV	7					2?	?	?	ZSAAr.
FW-10	26-12-94	14"	2"	UCV	8					2?	?	?	ZSAAb.
FW-10	27-12-94	14"	2"	UCV	9					2?	?	?	a 400 mm Aab de FW-10, 315º.
FW-10	24-01-00	14"	2"	ABB	Locación "C"	SI	SI	SI	0				
FW-10	01-01-04												Reemplazada.
FW-11	24-01-00	11"	1,625"	ABB	Locación "C"	SI	SI	SI	2	3	3	2	ZS-Aab.
FW-11	01-01-04												Reemplazada.

FW-12	24-01-00	11"	1,625"	ABB	Locación "E"	SI	SI	SI		1	1	1	Thinning.
FW-12	01-01-07												Lower horizontal run, west stop valve inlet connection, pipe to inlet connector weld, top side of pipe, no damage observed.
FW-12	01-01-07												Lower horizontal run, west stop valve inlet connection, pipe to inlet connector weld, west side of pipe, no damage observed.
FW-13	24-01-00	11"	1,625"	ABB	Locación "D"	SI	SI	SI	2	1	5	3	LE Aar.
FW-13	01-01-07												Lower horizontal run, Pipe to east stop valve inlet weld, stop valve side of weld, top side of inlet, no damage observed.

FW-13	01-01-07												Lower horizontal run, Pipe to east stop valve inlet weld, pipe side of weld, top side of inlet, Posible random voids in haz.
FW-13	01-01-07												Lower horizontal run, Pipe to east stop valve inlet weld, stop valve side of weld, east side of pipe, no damage observed.
FW-13	01-01-07												Lower horizontal run, Pipe to east stop valve inlet weld, pipe side of weld, top side of inlet, Posible random voids in haz.
FW-13	01-01-07												Reemplazada.
FW-BI	20-10-97			ABB	8					2	3 y 4	3	ZAAr a 45º.

FW-BI	01-01-04												Reemplazada soldaduras cercanas.
FW-BI	24-01-00	8"	1,46"	ABB	Locación "D"	SI	SI	SI	1	2	4	3	
FW-BI	01-01-07												Lower horizontal run, east stop valve, west outlet connectior to pipe weld, east outlet connector to pipe weld, top side of weld, possible porosity in pipe metal.
FW-BI	01-01-07												Lower horizontal run, east stop valve, west outlet connectior to pipe weld, east outlet connector to pipe weld, top side of weld, possible porosity in pipe metal, possible micro-crack in weld metal.
FW-BS	24-01-00	8"	1,46"	ABB	Locación "D"	SI	SI	SI	0	1	1	1	LE Aab.

FW-BS	01-01-07												Lower horizontal run, east stop valve, east outlet connection, east outlet connector to pipe weld, top side of weld, no damage observed.
FW-BS	01-01-07												Lower horizontal run, east stop valve, east outlet connection, east outlet connector to pipe weld, east side of weld, no damage observed.
FW-BVCS	24-01-00	8"	1,46"	ABB	Locación "D"	SI	SI	SI	0	1	1	1	LE Aab.
FW-BVCI	24-01-00	8"	1,46"	ABB	Locación "D"	SI	SI	SI	0	1	1	1	
FW-AVCS	20-10-97			ABB	7					1	4	1	ZAAr a 330º, Noroeste.
FW-AVCS	24-01-00	8"	1,46"	ABB	Locación "D"	SI	SI	SI	0	1	4	1	ZAAr a 330º, Noroeste.

FW-AVCS	01-01-07												Lower Vertical run to turbine, pipe to turbine flange elbow weld, pipe and elbow side of weld, west side of pipe and elbow (elbow extrados), no damage observed.
FW-AVCS	01-01-07												Lower Vertical run to turbine, pipe to turbine flange elbow weld, pipe and elbow side of weld, north side of pipe (left side of pipe), possible random voids in weld metal.
FW-AVCI	20-10-97			ABB	6					2	4	1	ZAAr a 330º, Noroeste.
FW-AVCI	24-01-00	8"	1,46"	ABB	Locación "D"	SI	SI	SI	1	2	4	1	ZAAr a 330º, Noroeste.

FW-AVCI	01-01-07												Lower Vertical run to turbine, pipe to turbine flange elbow weld, turbine lead elbow to pipe weld, top side of de weld (elbow extrados), possible random voids in weld metal.
FW-AVCI	01-01-07												Lower Vertical run to turbine, pipe to turbine flange elbow weld, turbine lead elbow to pipe weld, south side of de weld-RHS (elbow extrados), possible random voids in weld metal.
FW-AS	24-01-00	8"	1,46"	ABB	Locación "E"	SI	SI	SI	1	1	1	1	Lo Aab.
FW-AS	01-01-07												Lower horizontal run, west stop valve, west outlet connection, west

													outlet connector to pipe weld, top side of weld, no damage observed.
FW-AS	01-01-07												Lower horizontal run, east stop valve, east outlet connection, east outlet connector to pipe weld, west side of pipe no damage observed.
FW-AI	24-01-00	8"	1,46"	ABB	Locación "E"	SI	SI	SI	0				

Tabla 5-8. Inspecciones a “Y”, Vapor principal. Fuente, AES Gener S.A.

Otros													
Datos				Inspección									
Comp	Fecha	OD	Espesor	Inspector	Código	V.T.	WFMT	U.T.	Clase				Observaciones
									Cantidad	BM	HAZ	WM	

MS-Y-1	06-12-87			CESMEC	R-13								Manto, aguas debajo de unión soldada (entre y cañería), lado derecho a 90º Línea a VCRP 1B).
MS-Y-1	12-10-96			UCV	11								Uniones soldadas de refuerzo interior lado derecho.
MS-Y-1	12-10-96			ABB	10P								Uniones soldadas de refuerzo interior lado derecho.
MS-Y-1	12-10-96			ABB	10W								Uniones soldadas de refuerzo interior lado derecho.
MS-Y-1	12-10-96			UCV	13								a 300 mm Aab de réplica 12, 90º.
MS-Y-1	12-10-96			UCV	12								unión soldada (entre refuerzo y cañería), interior lado izquierdo (línea a VCRP 18) a 180º.

MS-Y-1	12-10-96			UCV	10								a 400 mm de réplica 11 Aar, 315º.
MS-Y-1	20-10-97			ABB	4								a 400 mm de réplica 11 Aar, 315º.
MS-Y-1	20-10-97			ABB	5								Unión soldada de refuerzo interior lado derecho.
MS-Y-1	24-01-00	14"-11"		ABB	Locación "C"	SI	SI	SI	1	1	5	3	ZS sold y grieta.
MS-Y-1	25-01-00	14"-11"		ABB	Locación "C"	SI	SI	SI	1	1	3	2	ZS desp de eliminar grieta.
MS-Y-1	26-01-00	14"-11"		ABB	Locación "C"	SI	SI	SI	1	1	3	3	ZI desp de elim grieta.
MS-Y-1	01-01-04												Reemplazada.
	01-01-07			BW									Lower horizontal run, main pipe to wye weld, pipe side of weld south side lhs (8" downstream

													of MS-H9), no damage observed.
	01-01-07												Lower horizontal run, branch wye to pipe weld, pipe side of weld, southeast side lhs (17" from Y reduction step), no damage observed.
	01-01-07												Lower horizontal run, branch wye to pipe weld, pipe side of weld, bottom side (17" from Y reduction step), no damage observed.

	01-01-07												Lower horizontal run, branch wye to pipe weld, pipe side of weld, south side-lhs (130" downstream of HS-H9), no damage observed.
	01-01-07												Lower horizontal run, west stop valve inlet connection, pipe to inlet connector weld, top side of pipe, no damage observed.
	01-01-07												Lower horizontal run, west stop valve inlet connection, pipe to inlet connector weld, west side of pipe, no damage observed.

Tabla 5-9. Inspecciones a colgadores, Vapor Principal. Fuente, AES Gener S.A.

Colgadores													
Datos				Inspección									
Componente	Fecha	OD	Espesor	Inspector	Código	V.T.	WFMT	U.T.	Clase				Observaciones
									Cantidad	BM	HAZ	WM	
MS-H-1													
MS-H-2													
MS-H-3	27-12-94			IDIEM									Réplicas con falta de resolución.
MS-H-3	27-12-94			ABB	7					1	1	1	Zl oreja sur, lado izquierdo.
MS-H-3	27-12-94			ABB	3					2	2	2	Zl oreja sur, lado derecho.
MS-H-4													
MS-H-5													
MS-H-6													
MS-H-7													
MS-H-8													

5.4 Anexo 4: Resultados.

Tabla 5-10. Detalle de probabilidad de falla por componente, Vapor Principal. Fuente, Propia.

Nuevo nombre de ID	Antiguo Nombre de ID (Grinell)	Insp ec.	Años en Func.	Grado Fisura	Frec. Generica 0,25"	Frec. Generica 4"	Frec. Generica Ruptura	Frec. De Falla 1"	Frec. De Falla 4"	Frec. De Falla Ruptura	pdf 1"	pdf 4"	pdf Ruptura	R 1"	R 4"	R Ruptura
MS-01	MS-A-01	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-02	MS-A-02	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-03	MS-A-03	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-04	MS-A-04	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

MS-05	MS-A-05	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-06	MS-A-06	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-07	MS-A-07	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-08	MS-A-08	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-09	MS-A-09	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-10	MS-A-10	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-11	MS-A-11	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

MS-FW-01	FW-01	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-02	FW-02	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-03	FW-03	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-04	FW-04	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-05	FW-05	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-06	FW-06	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-07	FW-07	SI	13	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000103995	2,59997E-05	7,79997E-06	0,999896005	0,999974	0,9999922

MS-FW-08	FW-08	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-09	FW-09	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-10	FW-10	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-11	FW-11	SI	13	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000103995	2,59997E-05	7,79997E-06	0,999896005	0,999974	0,9999922
MS-FW-12	FW-12	SI	13	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000103995	2,59997E-05	7,79997E-06	0,999896005	0,999974	0,9999922
MS-FW-13	FW-13	SI	8	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	6,3998E-05	1,59999E-05	4,79999E-06	0,999936002	0,999984	0,9999952
MS-FW-14	FW-BI	SI	13	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000103995	2,59997E-05	7,79997E-06	0,999896005	0,999974	0,9999922

MS-FW-15	FW-BS	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-16	FW-BCVI	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-17	FW-BVCS	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-18	FW-AI	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-19	FW-AS	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-20	FW-AVCI	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-FW-21	FW-AVCS	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

MS-E-1	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-2	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-3	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-4	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-5	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-6	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-7	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

MS-E-8	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-9	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-10	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-11	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-E-12	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-01	MS-H-01	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-02	MS-H-02	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

MS-H-03	MS-H-03	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-04	MS-H-04	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-05	MS-H-05	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-06	MS-H-06	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-07	MS-H-07	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-08	MS-H-08	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-09	MS-H-09	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

MS-H-10	MS-H-10	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-11	MS-H-11	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-12	MS-H-12	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-13	MS-H-13	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-14	MS-H-14	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-H-15	MS-H-15	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-Y-01	Y	SI	13	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000103995	2,59997E-05	7,79997E-06	0,999896005	0,999974	0,9999922

MS-SV-1	SV-BW-2	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-SV-ERV	SV-ERV	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-RV	RV	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-VENTEO	VENTEO	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-DRAIN-1	1 DRAIN	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-DRAIN-2	2 DRAIN	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-P43	P43	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

MS-I-P124	P124	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-P25	P25	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-T128	T128	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-T127	T127	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-P5	P5	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-P6	P6	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-P50	P50	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

MS-I-P52	P52	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-T177	T177	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-T26	T126	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-T37	T37	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-T130	T130	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
MS-I-T129	T129	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

Tabla 5-11. Detalle de probabilidad de falla por componente, Recalentado Caliente. Fuente, Propia.

Nuevo nombre de ID	Antiguo Nombre de ID (Grinell)	Insp ec.	Años en Func.	Grado Fisura	Frec. Generica 0,25"	Frec. Generica 4"	Frec. Generica Ruptura	Frec. De Falla 1"	Frec. De Falla 4"	Frec. De Falla Ruptura	pdf 1"	pdf 4"	pdf Ruptura	R 1"	R 4"	R Ruptura
HR-01	HR-B-01	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-02	HR-B-02	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-03	HR-B-03	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-04	HR-B-04	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-05	HR-B-05	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-06	HR-B-06	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-07	HR-B-07	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-08	HR-B-08	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-09	HR-B-09	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-10	HR-B-15	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-11	HR-B-11	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-12	HR-B-12	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-13	HR-B-13	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-14	HR-C-1	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-15	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-16	HR-C-3	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-17	HR-C-4	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-18	HR-C-5	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-19	HR-C-6	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-01	FW-01	SI	53	3	0,000008	0,000002	0,0000006	0,008	0,002	0,0006	0,345576118	0,100575352	0,031299697	0,654423882	0,899424648	0,968700303
HR-FW-02	FW-02	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-03	FW-03	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-04	FW-04	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-05	FW-05	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-FW-06	FW-06	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-07	FW-07	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-08	FW-08	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-09	FW-09	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-10	FW-10	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-11	FW-11	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-12	FW-12	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-FW-13	FW-13	SI	13	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000103995	2,59997E-05	7,79997E-06	0,999896005	0,999974	0,9999922
HR-FW-14	FW-14	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-15	FW-15	SI	8	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	6,3998E-05	1,59999E-05	4,79999E-06	0,999936002	0,999984	0,9999952
HR-FW-16	FW-16	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-17	FW-17	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-18	FW-BI	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-19	FW-BS	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-FW-20	FW-BVI 1	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-21	FW-BI3	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-22	FW-BVI 4	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-23	FW-AI	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-24	FW-AS	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-25	FW-AVI 2	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-FW-26	FW-AVI 10	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-FW-27	FW-AVI 7	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-1	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-2		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-3		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-4		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-5		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-6		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-7		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-8		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-9		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-E-10		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-11		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-12		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-E-13		NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-01	HR-H-01	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-02	HR-H-02	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-03	HR-H-03	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-04	HR-H-04	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-05	HR-H-05	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-06	HR-H-06	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-H-07	HR-H-07	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-08	HR-H-08	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-09	HR-H-09	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-10	HR-H-10	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-11	HR-H-11	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-12	HR-H-12	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-13	HR-H-13	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-14	HR-H-14	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-H-15	HR-H-15	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-Y	Y	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-SV	SV-BW-4	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-DRAIN-1	1” DRAIN	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-DRAIN-2	1” DRAIN	SI	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-T19	T19	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-T24	T24	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-P128	P128	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-T131	T131	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-I-T132	T132	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-P22	P22	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-T27	T27	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-P129	P129	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-T133	T133	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-T134	T134	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-T180	T180	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

HR-I-P185	P185	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
HR-I-P186	P186	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

Tabla 5-12 Detalle de probabilidad de falla por componente, Recalentado Frío. Fuente, Propia.

Nuevo nombre de ID	Antiguo Nombre de ID (Grinell)	Insp ec.	Años en Func.	Grado Fisura	Frec. Generica 0,25"	Frec. Generica 4"	Frec. Generica Ruptura	Frec. De Falla 1"	Frec. De Falla 4"	Frec. De Falla Ruptura	pdf 1"	pdf 4"	pdf Ruptura	R 1"	R 4"	R Ruptura
CR-01	CR-D-1	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-02	CR-D-2	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-03	CR-D-3	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-04	CR-D-4	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-05	CR-D-5	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-06	CR-D-6	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-07	CR-D-7	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-08	CR-D-8	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-09	CR-D-9	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-10	CR-D-10	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-11	CR-D-11	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-12	CR-D-12	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-13	CR-D-13	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-ES-1	ES-D-1	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-ES-2	ES-D-2	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-ES-3	ES-D-3	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-ES-4	ES-D-4	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-ES-5	ES-D-5	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-ES-6	ES-D-6	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-01	FW-01	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-02	FW-02	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-03	FW-03	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-FW-04	FW-04	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-05	FW-05	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-06	FW-06	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-07	FW-07	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-08	FW-08	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-09	FW-09	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-10	FW-10	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-FW-11	FW-11	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-12	FW-12	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-13	FW-13	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-14	FW-14	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-15	FW-15	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-16	FW-16	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-17	FW-17	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-FW-18	FW-18	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-19	FW-19	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-20	FW-20	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-21	FW-21	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FW-22	FW-22	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-E-1	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-E-2	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-E-3	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-E-4	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-E-5	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-E-6	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-E-7	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-E-8	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-E-9	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-E-10	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-E-11	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-01	CR-H-01	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-02	CR-H-02	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-03	CR-H-03	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-04	CR-H-04	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-05	CR-H-05	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-H-06	CR-H-06	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-07	CR-H-07	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-08	CR-H-08	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-09	CR-H-09	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-10	CR-H-10	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-15	EXH-15	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-16	EXH-16	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-H-17	EXH-17	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-H-18	EXH-18	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-T-1	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-T-2	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-T-3	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-SV-1	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-SV-2	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-DRAIN-1	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-DRAIN-2	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-DRAIN-3	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-P138	P138	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-P126	P126	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-T124	T124	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-P8	P8	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-I-T123	T123	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-T178	T178	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-T179	T179	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-T23	T23	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-T18	T18	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-T20	T20	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-I-T125	T125	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

CR-I-T126	T126	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FL-1	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FL-2	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FL-3	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FL-4	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201
CR-FL-5	-	NO	53	0	0,000008	0,000002	0,0000006	0,000008	0,000002	0,0000006	0,00042391	0,000105994	3,17995E-05	0,99957609	0,999894006	0,999968201

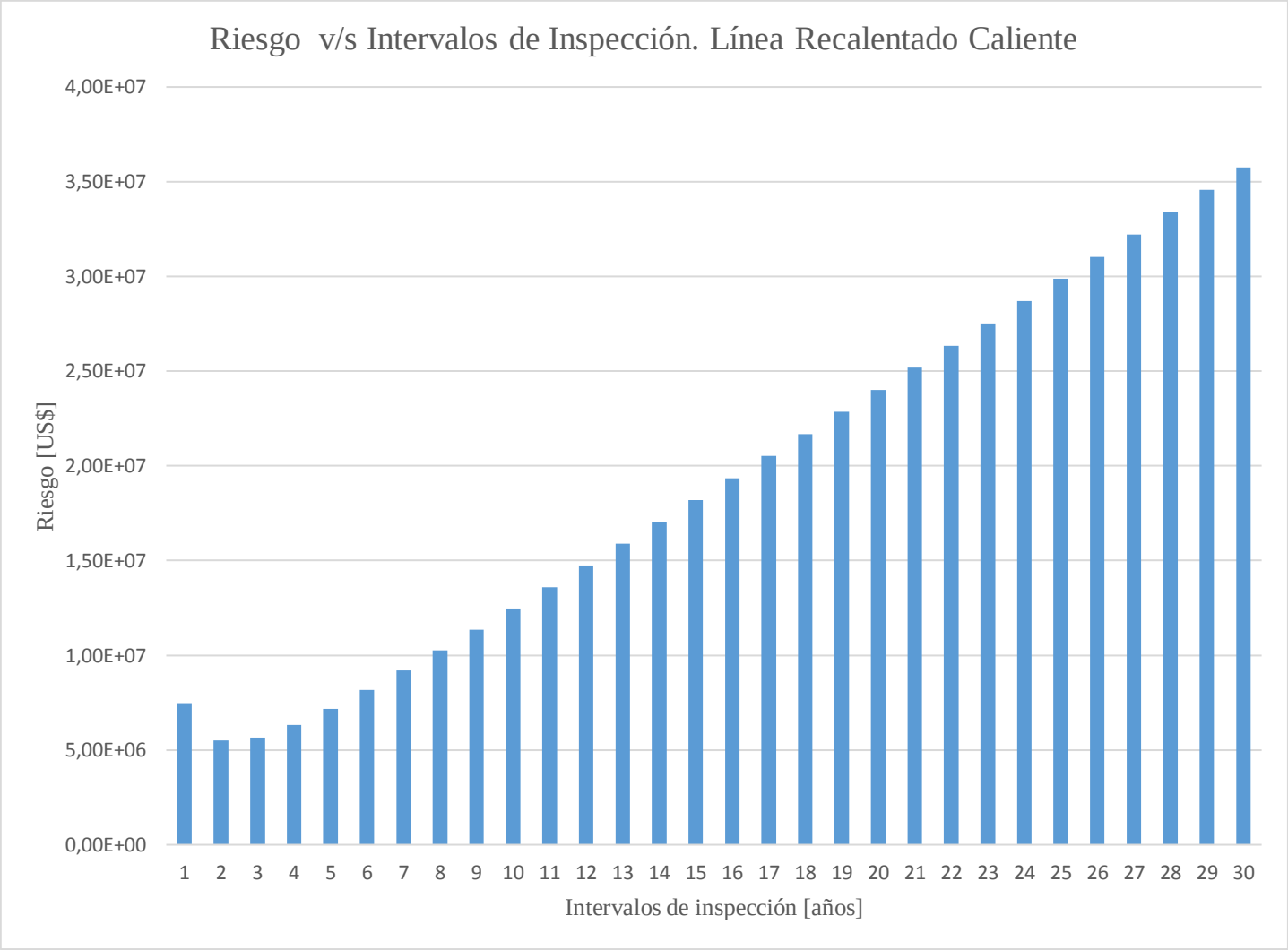

Figura 5-3, Gráfico minimización del riesgo v/s intervalos de inspección, Recalentado Caliente, Consecuencia II, Fuente Propia.

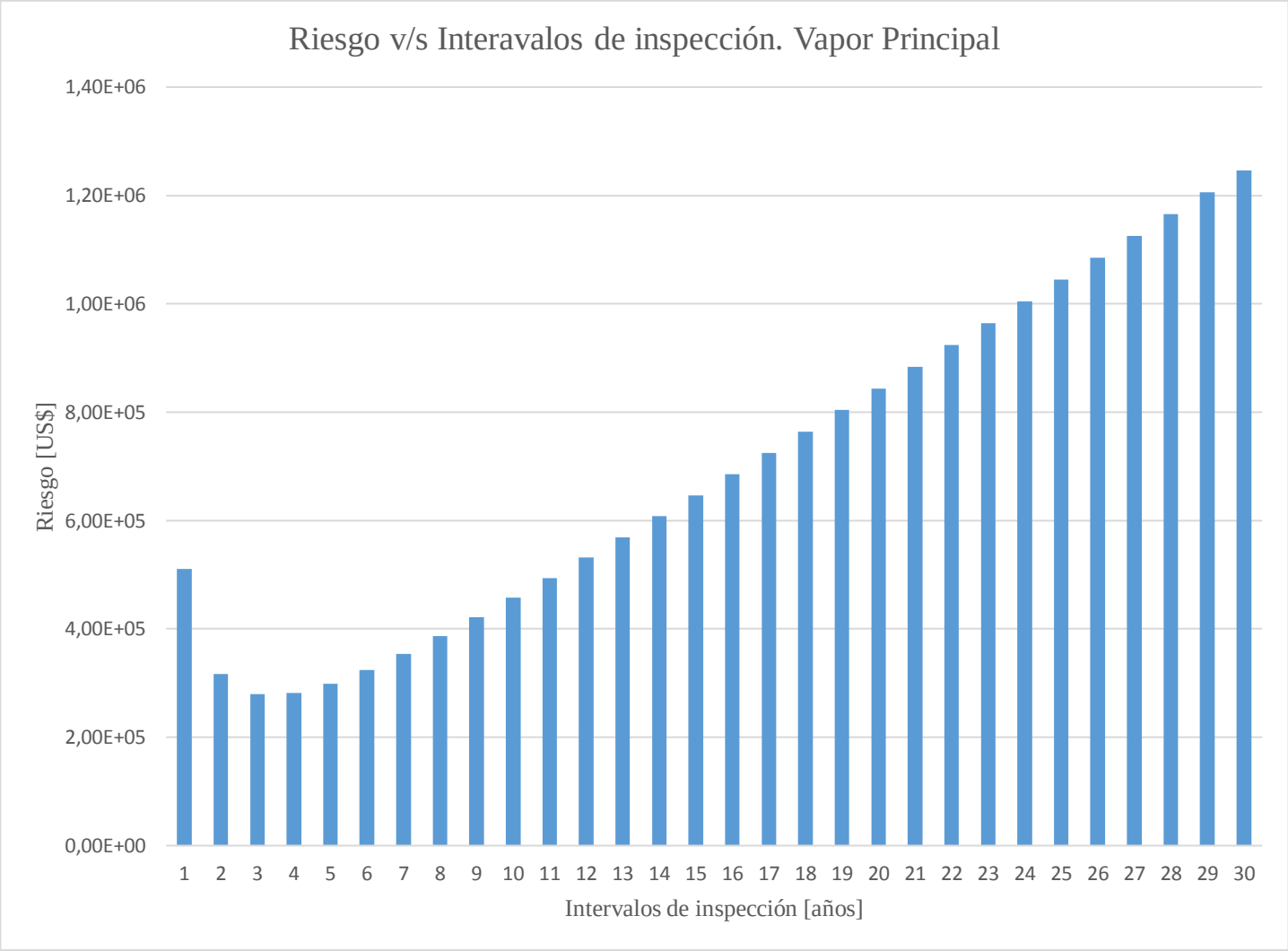

Figura 5-4, Gráfico minimización del riesgo v/s intervalos de inspección, Vapor Principal, Consecuencia II, Fuente Propia.

Figura 5-5, Gráfico minimización del riesgo v/s intervalos de inspección, Recalentado Frío, Consecuencia II, Fuente Propia.

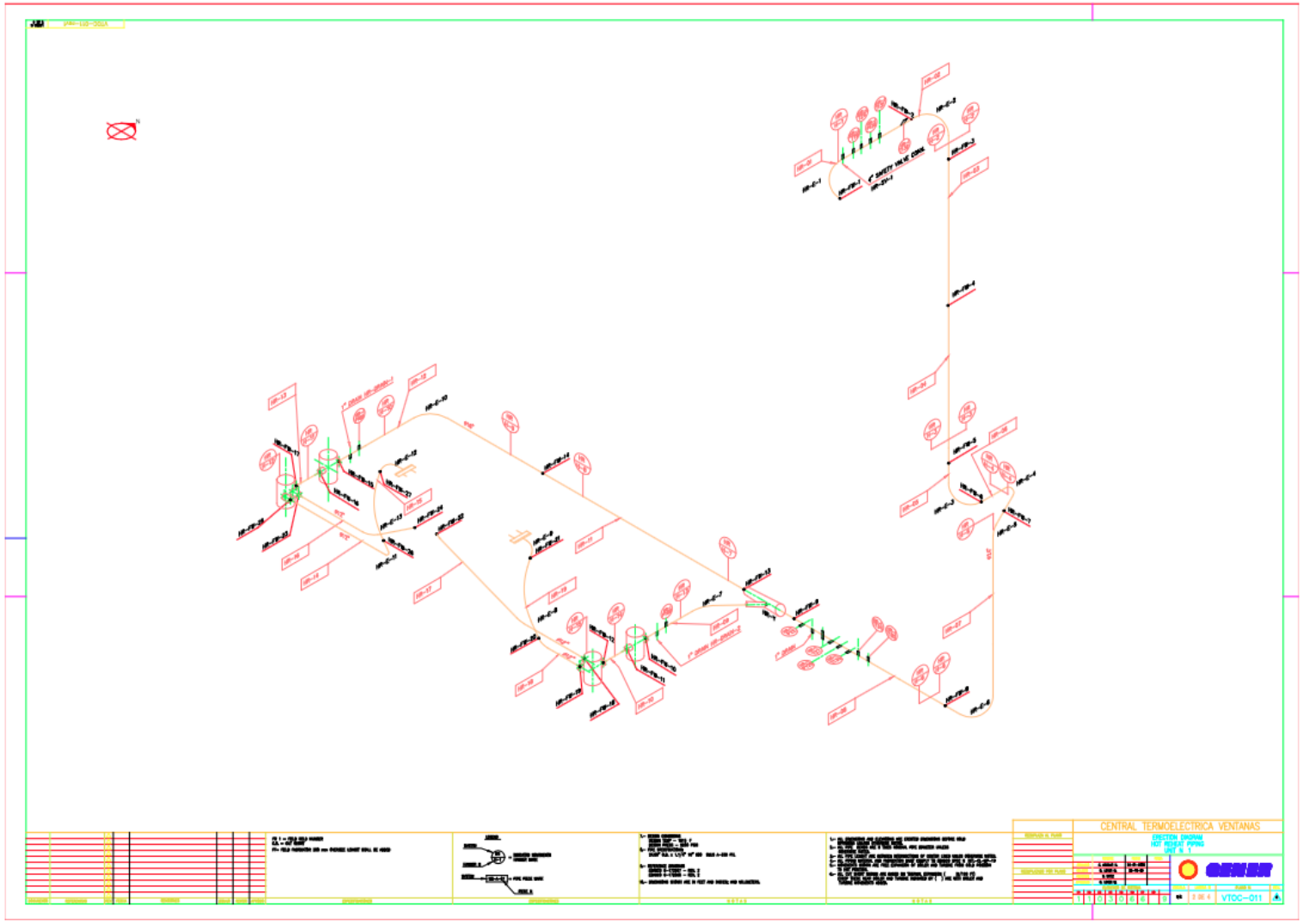

Figura 5-6. Diagrama de erección, línea de recalentado caliente, unidad 1, AES Gener S.A. Fuente, propia.

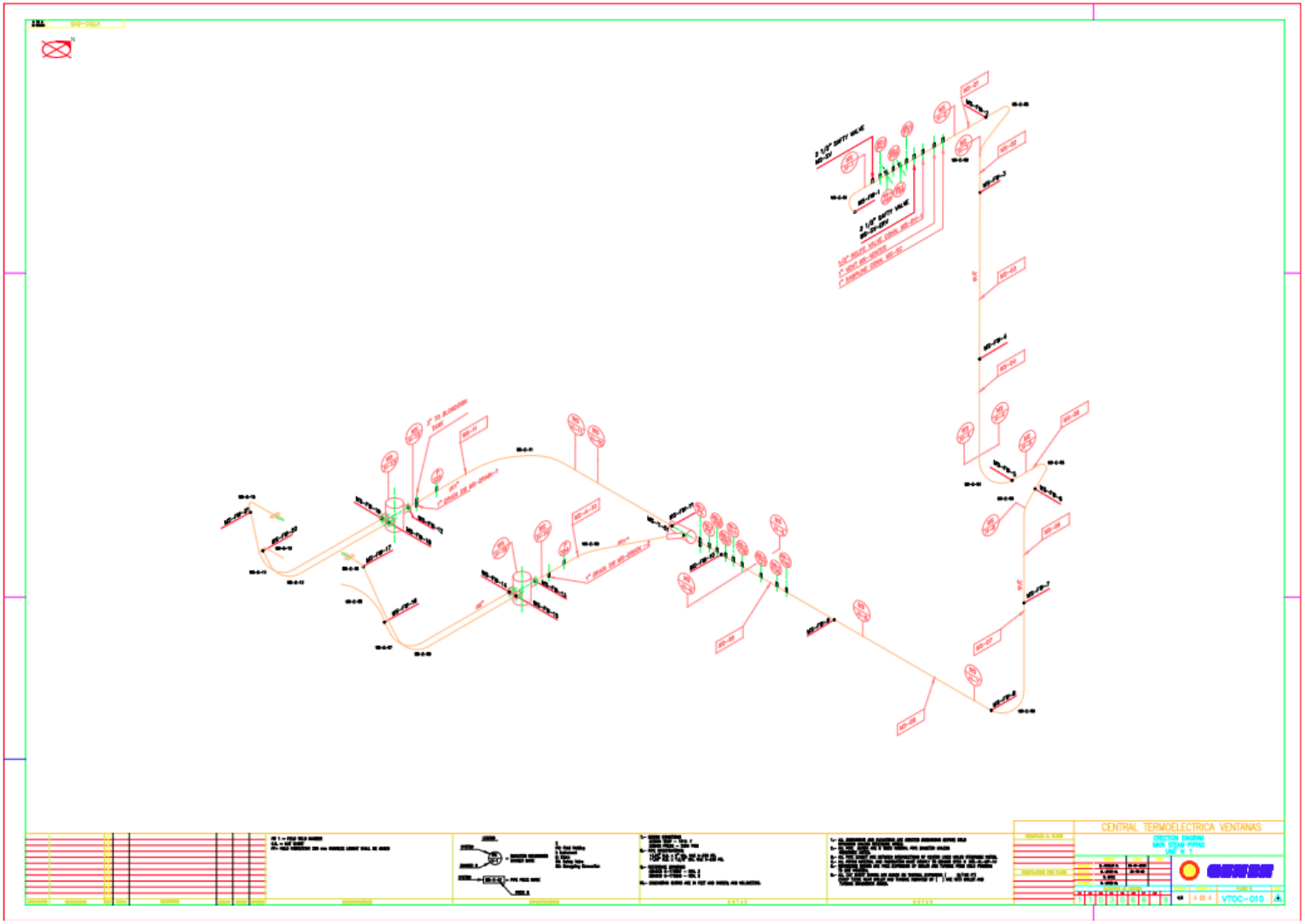

Figura 5-7. Diagrama de erección, línea de vapor principal, unidad 1, AES Gener S.A. Fuente, propia.

Figura 5-8. Diagrama de erección, línea de recalentado frío, AES Gener S.A. Fuente, propia.