

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO - CHILE



DISEÑO Y DESARROLLO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN
DE INTEGRIDAD PARA CONCENTRADUCTO DE
EMPRESA MINERA DE LA SEGUNDA REGIÓN.

Benjamín Salvador Flores Carrillo

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

Profesor Guía: Dr. Ing. Pedro Sariego Pasten

Profesor Coreferente: Ing. Rafael Mena Yanssen

Diciembre, 2024

Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a mi familia por el apoyo incondicional y por creer en mí incluso cuando yo no lo hacía, por presionarme cuando lo necesité y por ayudarme en cada etapa de este proceso, especialmente en la etapa inicial, donde se presentaron muchas dificultades que, sin ustedes, probablemente no habría podido superar.

Gracias a mis hermanos, Alfonso Flores y Natalia Flores, por esos momentos de escucha y atención en los que logré no solo sentirme acompañado, sino también, comprendido y gracias a mis papás, Alfonso Flores y Ana Carrillo, por esta gran formación que me han otorgado, sin la cual no sería quién soy. Quiero agradecer también a mi pareja Krishna Caneo, quien ha estado presente en todo mi etapa universitaria, apoyándome y tendiendo una mano cada vez que necesité desahogarme, entregándome momentos maravillosos que me daban ánimo a continuar con la carrera.

Agradezco a los profesores que tuve durante mi carrera universitaria, especialmente a Pedro Sario, por la paciencia, la dedicación, por su incansable ayuda en el desarrollo de este trabajo de título y por inspirarme constantemente a mejorar y seguir adelante.

Agradezco de manera muy especial a la gente que me acompañó a lo largo de mi proceso de memoria, los buenos amigos que hice en este tiempo en los deportes que practiqué: Bairon, Elian, Pedro, José, Felipe, Vicente, Martín, Carlos, Andrés, Esteban, Benjamín y Lucas. Jamás olvidaré todo lo compartido.

Finalmente, quiero agradecer a la empresa Antofagasta Minerals, en especial a Minera Centinela, por haberme dado la oportunidad de trabajar y desarrollar mi memoria con ellos, donde conocí mucha gente: Marcela Herrera, Alejandro Peña, Macarena Montenegro, quienes me ayudaron a sacar adelante este proyecto.

Resumen

En la presente tesis se propuso el diseño de un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) enfocado en el transporte de concentrado de cobre en la Minera Centinela del grupo Antofagasta Minerals, en Chile, específicamente en el concentraducto que conecta la planta concentradora con el muelle, cubriendo una extensión de 145 kilómetros. Este sistema tiene como objetivo garantizar la confiabilidad operativa y la seguridad estructural del ducto, proporcionando un marco para la evaluación, monitoreo y mitigación de riesgos a lo largo de toda la infraestructura.

Para ello, se estableció un levantamiento detallado del estado actual del concentraducto, tomando en cuenta tanto sus características físicas como los resultados de evaluaciones previas. Posteriormente, se estructuró un sistema de gestión basado en normas específicas de integridad para ductos, orientado a identificar y abordar condiciones de desgaste y otros factores de riesgo. Se implementó una evaluación exhaustiva de riesgos que permitió segmentar la tubería en tres tramos, evaluando la probabilidad de falla y el impacto de estas en cada uno de los tramos. Dicha evaluación, apoyada en fórmulas y estándares normativos, identificó los segmentos 1 y 3 como los más críticos.

También se incluyó un Manual de Corrosión, que describe precisamente los procesos de corrosión que afectan a la tubería, las técnicas de protección contra la corrosión, y los niveles máximos permitidos conforme a las normativas aplicables. Este manual proporciona un enfoque predictivo, ofreciendo directrices para minimizar el deterioro y mantener los niveles de integridad estructural dentro de los estándares de seguridad y eficiencia.

Además, se desarrolló un plan de mitigación enfocado en reducir la incidencia de fallas en estos segmentos críticos, estableciendo acciones de prevención y control que buscan prolongar la vida útil de la infraestructura y reducir riesgos operativos y ambientales. Este plan incluye tanto medidas de mantenimiento predictivo como la instalación de sistemas de monitoreo y válvulas de control que optimicen la respuesta ante potenciales incidentes o accidentes.

En conclusión, el diseño del SGI para el concentraducto de la Minera Centinela representa una herramienta clave para la gestión de riesgos y la protección de activos, contribuyendo a la continuidad operativa y a la seguridad de las operaciones de transporte de concentrado de cobre. Este modelo de gestión puede ser replicado o adaptado a otros sistemas de transporte en la industria minera, aportando valor en la planificación y preservación de las infraestructuras críticas.

Abstract

This thesis proposes the design of an Integrity Management System (IMS) focused on the transportation of copper concentrate at Minera Centinela, part of the Antofagasta Minerals group, in Chile, specifically on the concentrate pipeline that connects the concentrator plant with the dock, covering an extension of 145 kilometers. This system aims to guarantee the operational reliability and structural safety of the pipeline, providing a framework for the evaluation, monitoring and mitigation of risks throughout the entire infrastructure.

To this end, a detailed survey of the current state of the concentrate pipeline was established, taking into account both its physical characteristics and the results of previous evaluations. Subsequently, a management system based on specific integrity standards for pipelines was structured, aimed at identifying and addressing wear conditions and other risk factors. A comprehensive risk assessment was implemented that allowed the pipeline to be segmented into three sections, evaluating the probability of failure and the impact of these on each of the sections. This assessment, supported by formulas and regulatory standards, identified segments 1 and 3 as the most critical.

A Corrosion Manual was also included, which precisely describes the corrosion processes that affect the pipeline, the corrosion protection techniques, and the maximum levels allowed in accordance with the applicable regulations. This manual provides a predictive approach, offering guidelines to minimize deterioration and maintain structural integrity levels within safety and efficiency standards.

In addition, a mitigation plan was developed focused on reducing the incidence of failures in these critical segments, establishing prevention and control actions that seek to prolong the useful life of the infrastructure and reduce operational and environmental risks. This plan includes both predictive maintenance measures and the installation of monitoring systems and control valves that optimize the response to potential incidents or accidents.

In conclusion, the design of the SGI for the Centinela Mining concentrate pipeline represents a key tool for risk management and asset protection, contributing to operational continuity and the safety of copper concentrate transportation operations. This management model can be replicated or adapted to other transportation systems in the mining industry, providing value in the planning and preservation of critical infrastructures.

Índice

Índice de figuras	7
Índice de cuadros	10
1. Introducción	15
2. Objetivos	17
2.1. Objetivo General	17
2.2. Objetivos Específicos	17
2.3. Alcances	17
3. Información Empresa	20
3.1. Ubicación Empresa	20
3.2. Faenas Principales de Antofagasta Minerals	21
3.3. Organización	22
3.4. Organigrama	22
3.5. Unidad Donde se Desarrolló el Proyecto	24
3.6. Problemática	24
3.7. Importancia del Proyecto	25
3.7.1. Importancia de la Gestión de Riesgo	25
3.7.2. Importancia de la Integridad de Ductos	25
4. Recopilación de Datos	27
4.1. Identificación de Impacto (Áreas Críticas)	30
4.1.1. Determinación de los Límites de Ubicación Crítica	30
4.1.2. Identificación de Segmentos en Ubicaciones Críticas	34
4.2. Escalas de Evaluación	36
5. Evaluación de Riesgos Concentraducto	37
5.1. Análisis de Riesgo	39
5.2. Reevaluación del Riesgo	41
5.3. Análisis de Consecuencia	41
5.3.1. Análisis de Consecuencia de Falla	42
5.3.2. Estimación del Volumen Derramado de Fluido	42
5.3.3. Zona de Amortiguamiento	46

5.3.4.	Análisis Consecuencia Financiera	48
5.4.	Resultados de Análisis de Riesgo	57
5.5.	Mapa de Riesgo	58
5.5.1.	Mapa de Riesgo - Pipeline	58
5.5.2.	Mapa de Riesgo - Estaciones	60
6.	Análisis de Criticidad de las Estaciones del STC	73
6.1.	Descripción de la Metodología de Criticidad	73
6.2.	Recopilación de Datos	74
6.2.1.	Tasa de Corrosión y Desgaste	74
6.2.2.	Estación Bombeo Concentrado (EBC)	74
6.2.3.	Estación de Válvulas EV1	75
6.2.4.	Estación de Monitoreo EM1B	76
6.2.5.	Estación de Monitoreo EM2	77
6.2.6.	Estación de Válvulas EV2	78
6.2.7.	Estación de Monitoreo EM3	79
6.2.8.	Estación de Monitoreo EM4	80
6.2.9.	Estación Disipadora Terminal	81
6.2.10.	Dispositivos de Seguridad	82
6.2.11.	Discos de Ruptura	83
6.3.	Selección de Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad	85
6.3.1.	Criterios de Frecuencia de Falla e Impacto	88
6.3.2.	Cálculo del Nivel de Criticidad	91
7.	Manual Gestión de Corrosión	102
7.1.	Estructura del Ciclo de Gestión de Corrosión	102
7.1.1.	Ciclo de Gestión de la Corrosión	102
7.1.2.	Principios del Sistema de Gestión de Corrosión	103
7.2.	Recopilación de Datos Técnicos SGC	104
7.2.1.	Base de Datos Técnicos de los STF	104
7.2.2.	Identificación de Mecanismos de Daños Por Corrosión	105
7.3.	Sistema de Monitoreo e Inspección de los STF en SGC	112
7.3.1.	Diseño y Selección de Materiales	112
7.3.2.	Monitoreo de Sistema de Revestimientos	114
7.3.3.	Monitoreo de Sistemas de Protección Catódica	118

8. Planes Matrices	120
8.1. Operación del Sistema de Transporte de Concentrado	120
8.2. Mantenimiento del Sistema de Transporte de Concentrado	121
8.3. Inspección y Monitoreo del Sistema de Transporte de Concentrado	123
8.3.1. Inspección Visual	123
8.3.2. Inspección Termográfica	124
8.3.3. Inspección UT	124
8.3.4. Inspección Threadolets	125
8.3.5. Inspección DCVG (Direct Current Voltage Gradient Survey)	125
8.3.6. Inspección CIPS (Close Interval Potencial Survey)	127
8.3.7. Inspección Interna	128
8.4. Mantenimiento del Pipeline	130
8.4.1. Gestión de Materiales	131
8.4.2. Proceso de Reparación	132
8.4.3. Proceso de Construcción	133
9. Conclusiones y Sugerencias	137
Referencias	140
10. ANEXO 1: NIVELES DE RIESGO STC MINERA CENTINELA	141
10.1. Probabilidad de Falla (PoF) Para el Segmento 1 (EBC - EV1)	149
10.1.1. Variable de Probabilidad de Falla de Terceros (15 %)	149
10.1.2. Variable de Probabilidad de falla de daños interno liner (40 %)	150
10.1.3. Variable de Probabilidad de Falla de Corrosión Externa (20 %)	151
10.1.4. Variable de Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (15 %)	152
10.1.5. Variable de Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción (10 %)	153
10.1.6. Ponderación Total	154
10.2. Consecuencia (CoF) Para el Segmento 1 (EBC-EV1)	154
10.2.1. Variable de Consecuencia:	155
10.2.2. Ponderación Total	155
10.3. Ponderación Total Para Segmento 1	156
10.4. Probabilidad de Falla (PoF) Para el Segmento 2 (EV1 - EV2)	158
10.4.1. Variable de Probabilidad de Falla de Terceros (15 %):	158
10.4.2. Variable de Probabilidad de falla de daños interno liner (40 %):	159
10.4.3. Variable de Probabilidad de Falla de Corrosión Externa (20 %):	160

10.4.4. Variable de Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (15 %):	161
10.4.5. Variable de Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción (10 %):	162
10.4.6. Ponderación Total	163
10.5. Consecuencia (CoF) Para Segmento 2 (EV1 - EV2)	163
10.5.1. Variable de Consecuencia:	163
10.5.2. Ponderación Tottal	164
10.6. Ponderación Total Para Segmento 2	165
10.7. Probabilidad de Falla (PoF) Para el Segmento 3 (EV2 - EDT)	166
10.7.1. Variable de Probabilidad de Falla de Terceros (15 %):	166
10.7.2. Variable de Probabilidad de falla de daños interno liner (40 %):	167
10.7.3. Variable de Probabilidad de Falla de Corrosión Externa (20 %):	168
10.7.4. Variable de Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (15 %):	169
10.7.5. Variable de Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción (10 %):	170
10.7.6. Ponderación Total	171
10.8. Consecuencia (CoF) Para Segmento 3 (EV2- EDT)	172
10.8.1. Variable de Consecuencia:	172
10.8.2. Ponderación Total	173
10.9. Ponderación Total Para Segmento 3	173

11.ANEXO 2: CÁLCULO NIVELES DE CRITICIDAD MINERA CENTINELA

NELA	176
11.1. Estación de Bombeo (EBC)	178
11.1.1. Frecuencia de Falla	178
11.1.2. Para las Consecuencias	178
11.1.3. Resultado y Matriz de Criticidad	181

Índice de figuras

1. Organigrama Minera Centinela (MCEN). <i>Fuente: Presentación Power Point facilitada por la empresa.</i>	23
2. Perfil Longitudinal de Terreno del Concentraducto	30
3. Trayecto Concentraducto.	32
4. Imagen aumentada de ubicación Minera Centinela	32
5. Ubicación Crítica (HCA-1)	33
6. Ubicación Crítica (HCA-2)	33

7.	Ubicación Crítica (HCA-3)	34
8.	Esquema de Cálculo de Modelo de Riesgo. <i>Fuente: Pipeline Risk Management Manual Ideas, Techniques, and Resources. Third Edition” de W. Kent Muhlbauer</i>	37
9.	Niveles de Probabilidades de Falla y Consecuencia Actuales del Concentraducto Centinela, por Segmentos. <i>Fuente: Gráfico de elaboración propia con datos extraídos de Anexo 1.</i>	40
10.	Distribución de Amenazas en Función del Tiempo en el Concentraducto MI-NERA CENTINELA.	41
11.	Fórmula de Radio de Impacto	43
12.	Zona de Impacto para el Segmento 1	43
13.	Área Potencial de Impacto (S1)	44
14.	Zona de Impacto para el Segmento 2	44
15.	Área Potencial de Impacto (S2)	45
16.	Zona de Impacto para el Segmento 3	45
17.	Área Potencial de Impacto (S3)	46
18.	Área de Amortiguación de los Segmentos	47
19.	Frecuencia Genérica de Falla	50
20.	Costo de Reparación del Equipo. <i>Valores actualizados de la norma entregados por Brass.</i>	50
21.	Factor de Costo del Material	51
22.	Factor de Costo por Daño Equipo	52
23.	Volumen Estimado en caso de Fuga	56
24.	Matriz Resultados de los tres Segmentos.	58
25.	Mapa de Riesgo del Concentraducto.	59
26.	Perfil Longitudinal del Concentraducto.	59
27.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EM1B.	61
28.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EM2.	62
29.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EM3.	63
30.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EM4.	64
31.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EV1 (plano).	65
32.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EV1.	66
33.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EV2 (plano).	67
34.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EV2.	68
35.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EBC (plano).	69
36.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EBC.	70

37.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EDT (plano).	71
38.	Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EDT.	72
39.	Esquema Sección Análisis Estación de Bombeo EBC.	75
40.	Esquema General Estación de Válvulas EV1.	76
41.	Esquema General Estación de Monitoreo EM1B.	77
42.	Esquema General Estación de Monitoreo EM2.	78
43.	Esquema General Estación de Válvulas EV2.	79
44.	Esquema General Estación de Monitoreo EM3.	80
45.	Esquema General Estación de Monitoreo EM4.	81
46.	Esquema General Estación Disipadora Terminal EDT.	82
47.	Relación de Presiones de Alivio en Estación de Bombeo.	83
48.	Esquema Dimensionamiento de Discos de Ruptura.	84
49.	Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EBC.	85
50.	Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EV1.	86
51.	Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EV2.	86
52.	Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EM1B.	86
53.	Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EM2.	87
54.	Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EM3.	87
55.	Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EM4.	87
56.	Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EDT.	88
57.	Matriz de Criticidad.	92
58.	Matriz de Criticidad Válvulas de EM1B, EM2, EM3 y EM4.	93
59.	Matriz de Criticidad Válvulas de EBC.	94
60.	Matriz de Criticidad Válvulas de EV1.	96
61.	Matriz de Criticidad Disco de Ruptura de EV1.	96
62.	Matriz de Criticidad Válvulas de EV2.	98
63.	Matriz de Criticidad Disco de Ruptura de EV2.	98
64.	Matriz de Criticidad Válvulas de EDT.	100
65.	Matriz de Criticidad Disco de Ruptura de EDT.	100
66.	Ciclo de Gestión de Corrosión	102
67.	Gráfica Matriz de Riesgo Segmento 1.	156
68.	Gráfica Matriz de Riesgo Segmento 2.	165
69.	Gráfica Matriz de Riesgo Segmento 3.	174
70.	Matriz Resultados de los tres Segmentos.	175
71.	Matriz de Criticidad Válvulas de EBC.	182

Índice de cuadros

1.	Términos y Definiciones	14
2.	Ubicación de las Estaciones.	27
3.	Caracterización de la Cañería Principal.	27
4.	Distribución de Espesores del Acero, Espesores del HDPE y Rating de Flanges según ASME.	28
5.	Tonelaje de Transporte Concentrado de Cobre, MINERA CENTINELA. . .	28
6.	Propiedades Reológicas del Concentrado de Cobre con Molibdeno de MINERA CENTINELA.	28
7.	Propiedades Reológicas del Concentrado de Cobre sin Molibdeno de MINERA CENTINELA.	29
8.	Velocidad Mínima de Transporte en Función de la Concentración en Peso. .	29
9.	Máxima Presión de Operación.	29
10.	Segmentación del Concentraducto Ø 5"/7"/8", Centinela. <i>Fuente: Tabla de elaboración propia, con datos obtenidos de reuniones con personal de la empresa.</i>	35
11.	Amenazas del Concentraducto, Centinela.	38
12.	Consecuencias Potenciales del Concentraducto	42
13.	Radios de Impacto para los Segmentos	46
14.	Zona de Amortiguación para los Segmentos	47
15.	Resultados de Probabilidad de falla y consecuencia	57
16.	Ubicación de las Estaciones.	74
17.	Resumen Anillos Cerámicos y Vacancias en EDT.	82
18.	Presiones de Seteo Dispositivos de Seguridad.	85
19.	Criterios de Frecuencia de Fallas.	89
20.	Criterios de Consecuencia.	89
21.	Criterios de Seguridad - Higiene - Ambiente.	89
22.	Criterios de Costo de Mantenimiento.	90
23.	Criterios de Impacto de Operaciones.	90
24.	Criterios de Flexibilidad Operacional.	90
25.	Resultado Criticidad Válvulas de EM1B, EM2, EM3 y EM4.	93
26.	Resultado Criticidad Válvulas de EBC.	94
27.	Resultado Criticidad Válvulas de EV1.	95
28.	Resultado Criticidad Disco de Ruptura de EV1.	96
29.	Resultado Criticidad Válvulas de EV2.	97

30.	Resultado Criticidad Disco de Ruptura de EV2.	98
31.	Resultado Criticidad Válvulas de EDT.	99
32.	Resultado Criticidad Disco de Ruptura de EDT.	100
33.	Recopilación de Datos del SGC.	105
34.	Mecanismos de Daños.	106
35.	Daño Mecánico y/o Metalúrgico por Corrosión.	107
36.	Daños en Pérdida de Material Localizado y/o Uniforme por Corrosión. . . .	111
37.	Daños en Agrietamiento Inducido Ante el Medioambiente por Corrosión. . .	111
38.	Esquemas de Revestimiento Externo para Tuberías Enterradas /Sumergidas	116
39.	Esquemas de Revestimiento Externo para componentes y Activos superficiales	116
40.	Especificación de las severidades de las indicaciones.	126
41.	Comportamiento de las Indicaciones.	126
42.	Categorización de las indicaciones.	127
43.	Ecuación Cálculo de Niveles de Riesgo.	141
44.	Sumatoria de Probabilidad de Falla.	141
45.	Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla de Terceros (15 %).	142
46.	Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla de Daños Internos Liner HDPE (40 %)	143
47.	Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla por Corrosión Ex- terna (20 %).	144
48.	Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento (15 %).	145
49.	Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla por Diseño y Cons- trucción (10 %).	146
50.	Sumatoria de Consecuencia de Falla.	147
51.	Valores Seleccionados de Variable de Consecuencias.	148
52.	Clasificación de Criticidad para la Probabilidad de Falla.	154
53.	Clasificación de Criticidad para la Consecuencia de Falla.	156
54.	Clasificación de Criticidad para la Probabilidad de Falla.	163
55.	Clasificación de Criticidad para la Consecuencia de Falla.	165
56.	Clasificación de Criticidad para la Probabilidad de Falla.	171
57.	Clasificación de Criticidad para la Consecuencia de Falla.	173
58.	Resultados de Probabilidad de falla y consecuencia	175

Término	Definición
Bow Tie	Matriz donde se identifican las amenazas y consecuencias, y como se van a controlar.
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CGC	Ciclo de Gestión de Corrosión
CGR	Ciclo de Gestión de Riesgo
CIPS	Estudio de Potencial de Intervalo Cerrado
Confiabilidad	Procesos de mejora continua, que incorporan en forma sistemática, avanzadas herramientas de diagnóstico, metodologías de análisis y nuevas tecnologías, para optimizar la gestión, planeación, ejecución y control, de la producción industrial.
CP	Protección Catódica
CSE	Conectado a Sistema Externo
DCVG	Estudio sobre Gradientes de Voltajes de Corriente Continua
DS	Aguas Abajo
Ducto	Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc, por medio del cual se transporta un fluido de un lugar a otro.
END	Ensayos No Destructivos
Gte	Gerencia / Gerente
HDPE	Polietileno de Alta Densidad
IBR	Inspección Basada en Riesgo
ILI	In Line Inspection
Inspección	Mecanismo que permite identificar la cantidad y dimensión de daños causados por la corrosión y otros métodos de deterioro en los ductos.
KPI	Conocido también como indicador clave de medición de desempeño o indicador clave de rendimiento, es una medida del nivel del rendimiento de un proceso.
Mantenimiento Correctivo	Conjunto de actividades de reparación y/o sustitución de elementos deteriorados, que se realiza cuando se detecta o evalúa la falla.

Mantenimiento Preventivo	Es un conjunto de acciones y tareas que tiene la finalidad de obtener información para el diagnóstico y detección de fallas potenciales que permitan tomar acción antes de la pérdida de la función del activo. Este tipo de mantenimiento se basa en el monitoreo de las variables indicadoras del deterioro de la condición del activo. También es conocido como mantenimiento preventivo basado en condición.
MCEN	Minera Centinela
MonCon	Monitoreo de Condiciones
MPS	Especificación del Proceso de Fabricación
MPY	Milésimas de Pulgadas al Año
MTSPA	Toneladas Secas Por Año
Mtto	Mantenimiento
Nivel Estratégico	Nivel donde elaboran las políticas, lineamientos y estrategias del sistema.
Nivel Táctico	Nivel donde se coordinan las actividades que se desarrollan en el nivel operativo.
Nivel Operacional	Nivel donde se llevan a cabo las tareas previamente programadas en el nivel táctico.
PH	Prueba Hidrostática
PIE	Plan de Inspección y Ensayo
Pigging	Técnica de Limpieza
PU	Poliuretano
RX	Radiografía Industrial, es un Tipo de Ensayo No Destructivo
SACT	Sistema de Acreditación de Competencias Técnicas
SAP	Systems Applications Processes - software utilizado para administrar las actividades de mantenimiento dentro de MCEN.
SCG	Sistema de Gestión de Corrosión
SCR	Plataforma y Centro Documental del área de riesgos y medio ambiente de MCEN.
SDR o STR	Sistema de Transporte / Depósito de Relaves
SGDE	Sistema de Gestión de Desempeño de Empleados.
SGID	Sistema de Gestión de Integridad de Ductos.
SGITF	Sistema de Gestión de Integridad de Transporte de Fluidos

SI	Superintendencia
SPC	Sistema de Protección Catódica
Stakeholders	Personas, grupos, empresas u organizaciones que tienen interés, pueden verse afectados o pueden influir en el Sistema de Gestión de Integridad de Ductos.
STC	Sistema de Transporte de Concentrado
STF	Sistema de Transporte de Fluidos
Stub ends	Terminales de Tubería
Threadolets	Tapones (TOLS)
TSPH	Toneladas Secas Por Hora
US	Aguas Arriba
UT	Ultrasónica (Técnica no invasiva para inspección)
ZAT	Zona Afectada Térmicamente

Cuadro 1: Términos y Definiciones

1. Introducción

El transporte de concentrado de cobre en la industria minera representa un desafío significativo en términos de integridad de ductos, confiabilidad operativa y prevención de riesgos. En la Minera Centinela de Chile, la infraestructura dedicada a este propósito consta de un concentraducto de 145 kilómetros que conecta la planta concentradora con el muelle. Esta tubería es fundamental para la continuidad de las operaciones, por lo que su estado físico y protección contra el deterioro son aspectos prioritarios.

Esta memoria aborda la necesidad de un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) para el concentraducto, que permita garantizar la seguridad y prolongar la vida útil de esta infraestructura crítica. Para ello, se levantó información del estado actual del sistema de transporte, se realizó una exhaustiva evaluación de riesgos en cada segmento de la tubería y sus estaciones, y se establecieron medidas de mitigación orientadas a prevenir fallas en los tramos más vulnerables. Además, se incluye un manual sobre los procesos de corrosión que afectan a la tubería y las normas de protección aplicables, con el fin de proporcionar una guía detallada para mantener los niveles de integridad en estándares aceptables.

El desarrollo de este SGI contribuye directamente a los propósitos institucionales de Antofagasta Minerals (AMSA) y Minera Centinela. En primer lugar, la iniciativa refuerza el compromiso de operar de manera sostenible, minimizando el impacto ambiental a través de la gestión adecuada de los ductos, previniendo fugas o fallas que podrían causar daños ecológicos. Asimismo, se alinea con la visión de maximizar la eficiencia operativa y la mejora continua, al identificar y mitigar riesgos que pueden afectar la producción. Al mejorar la seguridad de las operaciones y proteger a los trabajadores y al entorno, el proyecto también refleja el compromiso de AMSA y Minera Centinela con la seguridad y salud ocupacional. Este enfoque integral de gestión de riesgos y prevención fortalece la capacidad de respuesta de la organización ante posibles eventualidades.

Los concentraductos en la industria minera representan una solución tecnológica avanzada para el transporte de concentrado. En el caso de AMSA, existen dos concentraductos destacados: el de Minera Centinela, que transporta concentrado a lo largo de 145 km, y el de Minera Los Pelambres, con una longitud de aproximadamente 120 km, que conecta la planta concentradora con el puerto de Los Vilos. En el Norte Grande de Chile, otras empresas que operan concentraductos incluyen a Minera Escondida (BHP), con un ducto que conecta la planta con el puerto de Coloso, Minera Collahuasi, que transporta su producción hacia el puerto Patache y Minera Spence, que lleva el material desde sus instalaciones de lixiviación

y concentrado hasta su puerto en Mejillones.

El desarrollo de este SGI busca no solo reducir los riesgos operativos, sino también crear un marco que permita a la organización gestionar eficientemente los posibles factores de deterioro, contribuyendo así a la seguridad y la eficiencia de las operaciones de transporte de concentrado.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

- Diseño y desarrollo de un Sistema de Gestión de Integridad para otorgar confiabilidad al transporte de concentrados de cobre en un concentraducto.

2.2. Objetivos Específicos

- Desarrollar el estado del arte de sistemas de concentraductos en Chile.
- Levantar información sobre la situación actual del sistema del concentraducto, desarrollando el caso base e identificando oportunidades de mejora, con el propósito de aumentar la confiabilidad del Concentraducto.
- Estructurar un sistema de gestión de integridad de ductos para asegurar condiciones técnicas de “cero falla”, considerando normas asociadas a la integridad y la información obtenida de evaluaciones históricas del estado de la tubería, para identificar los puntos vulnerables.
- Realizar una evaluación de riesgo para identificar los segmentos críticos del concentraducto, para generar un plan que permita eliminar potenciales fallas.
- Desarrollar elementos de apoyo como Manual de Corrosión para asegurar materialidad del concentraducto y un plan de mitigación centrado en procesos de mantención predictiva.

2.3. Alcances

Este procedimiento aplica para toda la información documentada y generada por personal interno de Minera Centinela, así como la información generada por las empresas colaboradoras o contratistas, que estén relacionados con el SGID. Toda la información recolectada deberá ser gestionada y resguardada siguiendo los lineamientos que se describen en este documento.

Este documento aplica a todos los Sistemas de Transporte de Fluidos que se encuentren identificados como extremos o de alta criticidad de acuerdo a la Gerencia de Riesgos y Compliance e identificación en SAP. A continuación, se enlistan los sistemas mencionados:

- Sistema de Transporte de Concentrado.

- Sistema de Transporte de Agua Recuperada.
- Sistema de Transporte de Distribución de Relaves.
- Sistema de Alimentación Agua de Sello a Planta Concentradora.
- Línea de Transporte de Solución de Lixiviación (PLS) a Electroobtención (MET).

En el alcance de este estudio sobre el sistema de gestión de integridad del concentrado de Minera Centinela, se identifican las siguientes unidades de la empresa como principales actores involucrados:

1. Unidad de Operaciones Mina

Responsable de coordinar la producción y el transporte del concentrado de cobre desde la planta concentradora hacia el puerto. Esta unidad debe garantizar que el flujo de material sea continuo y eficiente.

2. Unidad de Mantenimiento de Ductos

Encargada del monitoreo y mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo del concentrado a lo largo de los 145 km de tubería. Su papel es crucial en la identificación de fallas potenciales y en la implementación de medidas de mitigación.

3. Unidad de Gestión de Riesgos

Participe en la evaluación de riesgos y en el análisis de los tramos críticos, considerando tanto la probabilidad de fallas como las posibles consecuencias. Esta unidad colabora para definir estrategias de control y mitigación.

4. Unidad de Medio Ambiente y Seguridad

Responsable de asegurar que el sistema de transporte cumpla con las normativas ambientales y de seguridad. Su participación es relevante para mitigar los impactos en caso de fugas o rupturas.

5. Unidad de Proyectos e Ingeniería

Colabora en el desarrollo del plan de mitigación y en el diseño de estrategias de protección contra la corrosión, considerando estándares internacionales y mejores prácticas para garantizar la integridad del ducto.

6. Unidad de Logística y Transporte

Involucrada en la planificación y coordinación del despacho de concentrado hacia el puerto. Se asegura de que los tiempos y volúmenes de transporte se mantengan alineados con los objetivos operativos de la empresa.

7. Unidad de Supervisión y Monitoreo

Operar las estaciones de monitoreo, bombeo, válvulas y la disipadora terminal para asegurar la continuidad del flujo y la detección temprana de anomalías en el sistema.

3. Información Empresa

3.1. Ubicación Empresa

Antofagasta Minerals es una minera internacional, con base en Chile, que pertenece al Grupo Antofagasta plc y es uno de los diez mayores productores de cobre del mundo. Actualmente operan cuatro operaciones mineras de cobre en Chile, dos de las cuales producen importantes volúmenes de molibdeno y oro como subproductos, además de un proyecto en Minesota, Estados Unidos.

Las dos más importantes operaciones de Antofagasta Minerals son, Centinela y Los Pelambres.

Minera Centinela está ubicada a 21 kilómetros de Sierra Gorda, esta minera ha alcanzado importantes hitos en innovación y sustentabilidad desde su nacimiento. En línea con la Estrategia de Cambio Climático de Antofagasta Minerals, opera al 100 % con energía renovable en todos sus procesos, utiliza agua de mar sin desalar en su totalidad y cuenta con la mayor flota eléctrica de la industria nacional, con 50 camionetas pickup y ocho equipos mina eléctricos, además de otros vehículos, reduciendo más de 5,500 toneladas de CO₂ anualmente.

Además, cuenta con una planta termosolar y el uso de la tecnología de relaves espesados a gran escala, siendo pionera a nivel mundial. Su gestión está respaldada por importantes sellos y certificaciones como The Copper Mark, otorgada por la organización The Copper Mark, una iniciativa global del sector del cobre; Moly Mark, otorgada por IMOA (International Molybdenum Association), que regula y promueve el uso responsable del molibdeno; y la certificación ISO 9001:2015, otorgada por SGS; estas certificaciones aseguran la excelencia y la calidad de su producción.

En materia de tecnología, actualmente, uno de sus ramos opera de forma autónoma, Esperanza Sur, y además fue la primera empresa en instalar en Antofagasta el centro de control de su Gestión Integrada de Operaciones, donde trabaja más de un centenar de personas.

Señalar además que, desde su fundación el 7 de julio de 2014, tras la fusión de las operaciones de Tesoro y Esperanza, Minera Centinela ha sido un pilar fundamental en el desarrollo económico y social de la Región de Antofagasta.

3.2. Faenas Principales de Antofagasta Minerals

En 2023, su producción fue de 660.600 toneladas de cobre fino, repartidas entre las 4 compañías, siendo las principales en producción:

1. Centinela:

- Produce cátodos y concentrados de cobre, que contienen oro y plata, y concentrado de molibdeno.
- Exporta cátodos a través del Puerto de Mejillones, propiedad de terceros, y concentrados por el Puerto Michilla de su total propiedad.
- Producción Cobre 2023: 242.000
- Con respecto a los turnos, está el 4x3 de lunes a jueves de 8 a 20 horas, que es el Turno Administrativo. Está también el turno 7x7 de martes a lunes de 8 a 20 horas, que es el Turno Planta. Y por último, está el turno 7x7 de miércoles a martes de 8 a 20 horas, que es el Turno Mina.

2. Los Pelambres:

- Produce concentrados de cobre, que contienen oro y plata, y concentrado de molibdeno
- Exporta concentrados por el Puerto Punta Chungo, de su total propiedad, ubicado en Los Vilos.
- Producción Cobre 2023: 300.300

En los primeros seis meses de 2024, la producción de las cuatro operaciones de Antofagasta Minerals alcanzó 284.700 toneladas de cobre fino, lo que es muy similar a lo que produjo en el mismo periodo de 2023. Este resultado se logró a pesar de menores leyes de cobre en los minerales que se procesan en Los Pelambres y Centinela, las dos principales operaciones del Grupo.

En el caso de Minera Centinela (MCEN), la producción “también reflejó menores recuperaciones, las que se vieron afectadas por niveles elevados de arcilla y finos de los minerales. Teniendo en cuenta lo anterior, se espera que la producción de Antofagasta Minerals, en el año en curso, se sitúe en el extremo inferior del rango previsto de 670-710.000 toneladas”

3.3. Organización

Al hablar de la implementación de un sistema de gestión de integridad en una organización, es fundamental conocer quiénes son los responsables de aplicarlo, quienes se verán afectados directa o indirectamente y quiénes aportarán a su implementación, tomando un rol protagónico en este. A raíz de esto, es que nace la necesidad de identificar los roles y responsabilidades que adoptará cada involucrado en el Sistema de Gestión de Integridad de Ductos (SGID) de MCEN, lo cual se ve determinado según la influencia que se tenga en las decisiones, como adoptarán este sistema como parte de su operación, como aportarán a su implementación y como se verán afectados con la implementación de este.

3.4. Organigrama

Para identificar los roles y responsabilidades de la organización interna de MCEN respecto al SGID, además de sus cargos de afectación, es necesario establecer el organigrama.

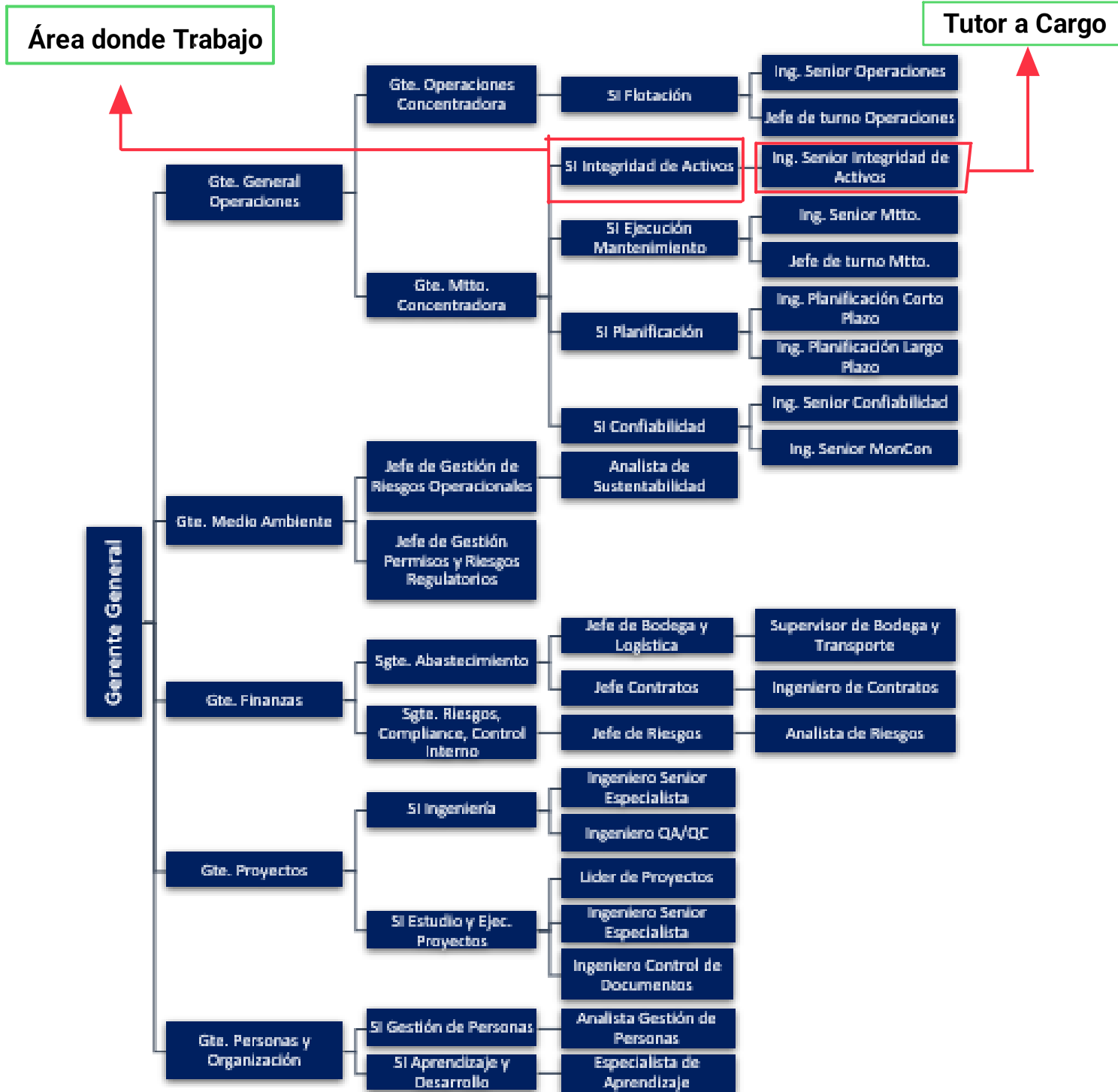


Figura 1: Organigrama Minera Centinela (MCEN). *Fuente: Presentación Power Point facilitada por la empresa.*

3.5. Unidad Donde se Desarrolló el Proyecto

El área de trabajo donde se desarrolló este proyecto, fue en la Superintendencia de Integridad de Activos, la cual se incorporó a la Gerencia de Mantenimiento en noviembre de 2022. Esta área tiene un enfoque en la sostenibilidad, eficiencia y vida útil de los activos, y su misión es asegurar una visión a largo plazo de los activos de criticidad extrema y los activos de criticidad estructural de Minera Centinela.

Algunos de los proyectos que se encarga esta área son, analizar la criticidad de estructuras como los Holding tanks, también se encargan de controlar la tubería de agua de mar hacia la planta y recientemente están analizando donde instalar unos rectificadores cerca de una de las estaciones de la línea de agua de mar. Además, se encargan de la integridad del concentrado.

3.6. Problemática

En la empresa se identificó la inexistencia de un procedimiento sistemático y estructurado de monitoreo, control y mantenimiento, que permita evaluar el estado de los activos, su comportamiento en el tiempo y garantizar su integridad para permitir la toma de decisiones informada con respecto a los planes de acción de mitigación y control. Es por esta razón que se eligió un equipo de trabajo para desarrollar un proyecto que solucionara esta problemática. El proyecto que se asignó, consistía en crear un Sistema de Gestión de Integridad que se pueda utilizar en todos los sistemas de transporte de fluidos que se encuentran identificados como extremos o de alta criticidad de acuerdo a la gerencia de riesgos y compliance e identificación en SAP. Estos sistemas son principalmente 5:

- Sistema de Transporte de Concentrado.
- Sistema de Transporte de Agua Recuperada.
- Sistema de Transporte de Distribución de Relaves.
- Sistema de Alimentación de Agua de Sello a Planta Concentradora.
- Línea de Transporte de PLS a MET.

En este proyecto se comenzó la implementación en el Sistema de Transporte de Concentrado, debido a su nivel de criticidad y urgencia. Dentro del equipo de trabajo, se conformaba por 3 memoristas de la Universidad Católica del Norte, quienes se encargaron de la para documental e información del proyecto, mientras que a mi se me asignó, la parte de evaluación

de riesgo y manual de corrosión de este sistema. Cabe mencionar que, posterior a esta primera implementación, se incorporarán los otros sistemas de forma gradual.

3.7. Importancia del Proyecto

3.7.1. Importancia de la Gestión de Riesgo

La gestión de riesgo es un aspecto clave para garantizar la sostenibilidad y éxito de las operaciones en cualquier industria, incluida la minería. Permite identificar, evaluar y mitigar riesgos que pueden amenazar la seguridad, el medioambiente, la calidad del producto, o la continuidad operativa. Entre sus beneficios principales están:

- **Protección de las personas y el medioambiente:** La gestión de riesgos evita accidentes laborales y daños a los ecosistemas al implementar controles efectivos en procesos críticos.
- **Optimización de recursos:** Al priorizar acciones en áreas críticas, se reducen costos asociados a fallas inesperadas o emergencias.
- **Cumplimiento normativo:** Ayuda a adherirse a estándares legales e internacionales, evitando sanciones regulatorias y fortaleciendo la reputación corporativa.
- **Aseguramiento de la operación:** La continuidad operativa depende de la identificación y eliminación de vulnerabilidades que puedan afectar la productividad.
- **Mejora de la toma de decisiones:** Provee un enfoque basado en datos para tomar decisiones informadas que minimizan la incertidumbre.

En un proyecto como este, la gestión de riesgos es vital para abordar problemáticas complejas asociadas a la operación de un ducto extenso y crítico como el concentraducto de Minera Centinela.

3.7.2. Importancia de la Integridad de Ductos

La integridad de ductos asegura que estas infraestructuras esenciales operen de forma confiable y segura. Los ductos transportan materiales valiosos pero potencialmente peligrosos, por lo que un fallo puede tener consecuencias graves. Los aspectos más relevantes son:

- **Seguridad operativa:** La integridad previene rupturas y derrames que pueden dañar personas, comunidades y equipos cercanos.

- **Protección ambiental:** Evitar fugas de concentrado de cobre u otros materiales proteja ecosistemas y fuentes de agua, previniendo impactos catastróficos.
- **Optimización de costos:** Un ducto bien gestionado evita reparaciones costosas y tiempos de inactividad prolongados.
- **Cumplimiento normativo:** Mantener la infraestructura alineada con normas como ASME B31.4 es esencial para operar de manera responsable y legal.
- **Confianza en la operación:** La continuidad de transporte entre la planta concentradora y el puerto depende de ductos confiables y en buen estado.

4. Recopilación de Datos

La integridad del Sistema de Transporte del Concentraducto, en adelante STC, debe ser considerada desde su puesta en marcha. Las especificaciones de diseño, las condiciones de construcción del ducto y los registros que se llevan durante esta etapa, proveen información para establecer la línea base del plan de Gestión de Integridad. El registro, la compilación y el manejo integral de la información disponible son los elementos claves. Con esta información se puede determinar dónde están los mayores riesgos de un incidente y tomar las acciones proactivas para mitigar, suprimir o eliminar los riesgos desde la implementación del Sistema de Gestión del Concentraducto (SGIC). A continuación, se presenta la información recopilada del Concentraducto, desde su diseño original. Estos datos se obtuvieron del documento entregado por la empresa *Estandar Integridad Concentraducto*:

Estación	Código	Ubicación (km)	Elevación (msnm)
Estación de Bombeo Concentrado	EBC	0	2236,2
Estación de Monitoreo 1	EM1B	30,0	1612,7
Estación de Monitoreo 2	EM2	89,9	1505,2
Estación de Válvulas 1	EV1	92,5	1431,1
Estación de Monitoreo 3	EM3	111,1	1221,7
Estación de Válvula 2	EV2	135,1	825,2
Estación de Monitoreo 4	EM4	137,5	804,1
Estación Disipadora Terminal	EDT	143,6	48,2

Cuadro 2: Ubicación de las Estaciones.

Descripción	Unidad	Valor
Tipo de Acero	—	API 5L PSL 2
Grado	—	X65
SMYS	Mpa (psi)	448,175 (65.000)
Diámetro Nominal	pulg	7 / 8 / 5
Diámetro Externo	mm	172,0 / 203,2 / 172,0 / 141,3
Espesor Acero	mm	6,35 / 8,18 / 5,56 / 5,16
Espesor liner (HDPE)	mm	6 / 5,6
Rugosidad del Acero	mm	0,021
Rugosidad del HDPE	mm	0,007

Cuadro 3: Caracterización de la Cañería Principal.

Desde (km)	Hasta (km)	Diámetro Exterior (mm)	Espesor Acero (mm)	Espesor Liner (mm)	Clase ASME Flanges
0,00	15,90	172,00	6,35	5,60	1500
15,90	36,60	203,20	8,18	6,00	2500
36,60	40,50	172,00	6,35	5,60	1500
40,50	53,10	172,00	5,56	5,60	1500
53,10	99,90	172,00	5,56	5,60	1500
99,90	135,13	172,00	5,56	5,60	1500
135,13	143,60	141,30	5,16	5,60	1500

Cuadro 4: Distribución de Espesores del Acero, Espesores del HDPE y Rating de Flanges según ASME.

Condición	Caudal (m^3/h)	Cp (%)	TSPH	MTSPA
Máxima	102,37	65 %	134,18	1.151.940
Mínima	95,08	60 %	101,09	919.435

Cuadro 5: Tonelaje de Transporte Concentrado de Cobre, MINERA CENTINELA.

Concentración en Peso de Sólidos (Cp)	Viscosidad (Cp)	Tensión de Fluencia (Pa)
58 %	8,4	1,2
59 %	9,2	1,3
60 %	10,1	1,4
61 %	11,2	1,5
62 %	12,4	1,7
63 %	13,8	1,8
64 %	15,5	2,0
65 %	17,5	2,2

Cuadro 6: Propiedades Reológicas del Concentrado de Cobre con Molibdeno de MINERA CENTINELA.

Concentración en Peso de Sólidos (Cp)	Viscosidad (Cp)	Tensión de Fluencia (Pa)
58 %	5,6	0,57
59 %	6,0	0,68
60 %	6,5	0,80
61 %	7,0	0,95
62 %	7,6	1,13
63 %	8,3	1,35
64 %	9,1	1,60
65 %	10,0	1,90

Cuadro 7: Propiedades Reológicas del Concentrado de Cobre sin Molibdeno de MINERA CENTINELA.

Concentración en Peso de Sólidos	Velocidad Límite Depósito (m / s)	
	Concentrado de Cobre con Molibdeno	Concentrado de Cobre sin Molibdeno
60 %	1,10	1,10
65 %	1,13	1,18

Cuadro 8: Velocidad Mínima de Transporte en Función de la Concentración en Peso.

Estación	Ubicación [km]	Elevación [msnm]	MOP	
			US	DS
EB	0	2.236,20	–	18.515
EM1B	30	1.612,70	22.905	22.904
EM2	89,85	1.505,20	14.507	14.506
EV1	92,43	1.431,50	15.922	7.941
EM3	111,1	1.221,70	4.309	4.309
EV2	135,13	825,20	11.773	2.741
EM4	137,5	804,10	2.693	2.693
EDT	143,6	48,20	10.466	–

Cuadro 9: Máxima Presión de Operación.

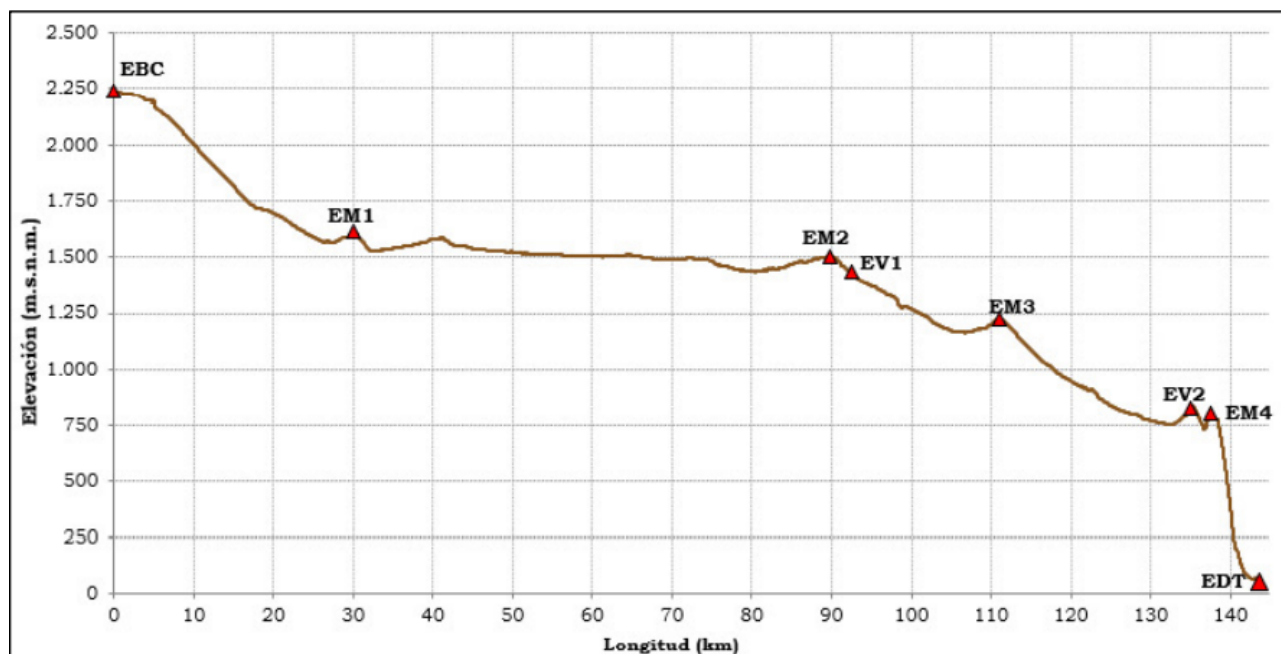


Figura 2: Perfil Longitudinal de Terreno del Concentraducto

4.1. Identificación de Impacto (Áreas Críticas)

La identificación de ubicaciones críticas implica evaluar la información operacional del área donde se ubica la cañería y el impacto operacional, impacto al medio ambiente y a las personas.

MINERA CENTINELA asigna una alta prioridad a la inspección, evaluación y mantenimiento de segmentos del Concentraducto en áreas donde las consecuencias de un derrame probablemente afectarían una ubicación crítica, la cual será determinada por el impacto que genere al medio ambiente, al ámbito económico y operacional.

Las ubicaciones críticas identificadas pueden cambiar con el tiempo o con cambios en el sistema de ductos. Por lo tanto, las ubicaciones críticas deben revisarse y actualizarse a lo menos de una vez al año.

4.1.1. Determinación de los Límites de Ubicación Crítica

La ubicación crítica puede ser definida como la zona en la cual, una falla en ese sector del ducto puede causar efectos adversos, reversibles o no reversibles, a las personas y/o al medio ambiente. Estas áreas son clasificadas de la siguiente manera: Áreas Excepcionalmente

Sensibles y Áreas Pobladas.

Como parte del proceso de recolección y vinculación de datos, tales como: levantamiento de potenciales eléctricos del ducto (protección catódica), zonas afectadas por terceros, impactos operacionales, entre otros; permiten determinar si existe una probabilidad razonable de que un segmento del Concentraducto en particular pueda afectar una ubicación crítica en el caso de una fuga.

Los elementos que deben ser considerados para determinar una posible consecuencia son los siguientes:

- La proximidad del ducto a los lugares críticos identificados, tales como: líneas de servicio, quebradas, cruces de ruta, zonas pobladas, cruce de ríos o zonas vulnerables, parques nacionales o reservas y registros arqueológicos.
- La naturaleza y las características del producto o productos que son transportados en el sistema.
- Condiciones operativas de la cañería: presión, temperatura y caudal.
- Topografía del terreno asociada con la ubicación crítica y el segmento del Concentraducto.
- Diámetro de la Cañería.
- El volumen de liberación potencial.
- Capacidad de respuesta (como el tiempo para detectar, confirmar y localizar a tiempo para responder) y naturaleza de la respuesta.

Para el estudio del concentraducto se identificaron 3 zonas críticas bajo el criterio mencionado anteriormente, las mismas se reflejan en la Figura 5, 6 y 7.



Figura 3: Trayecto Concentraducto.

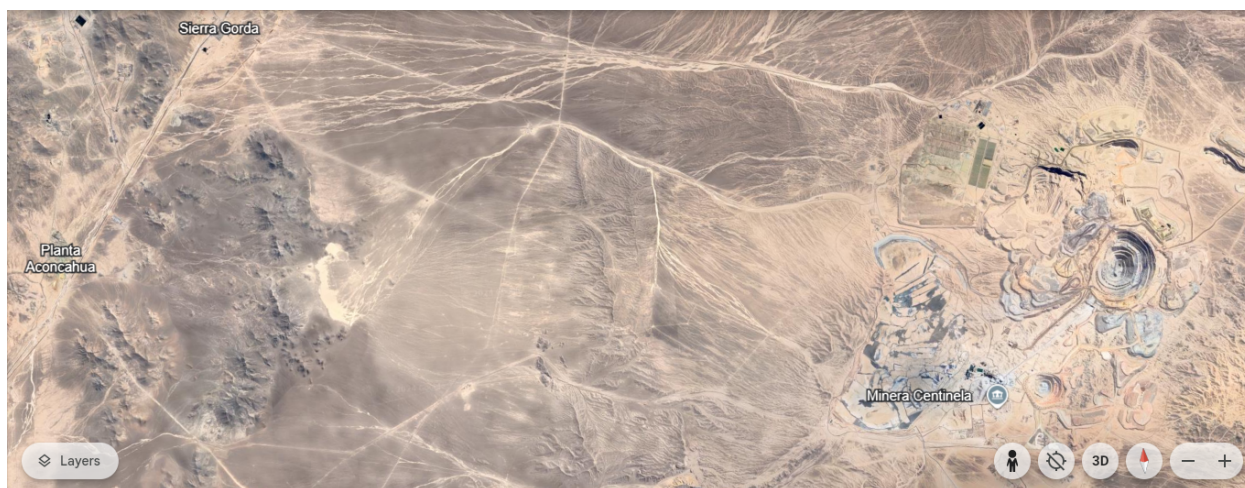


Figura 4: Imagen aumentada de ubicación Minera Centinela

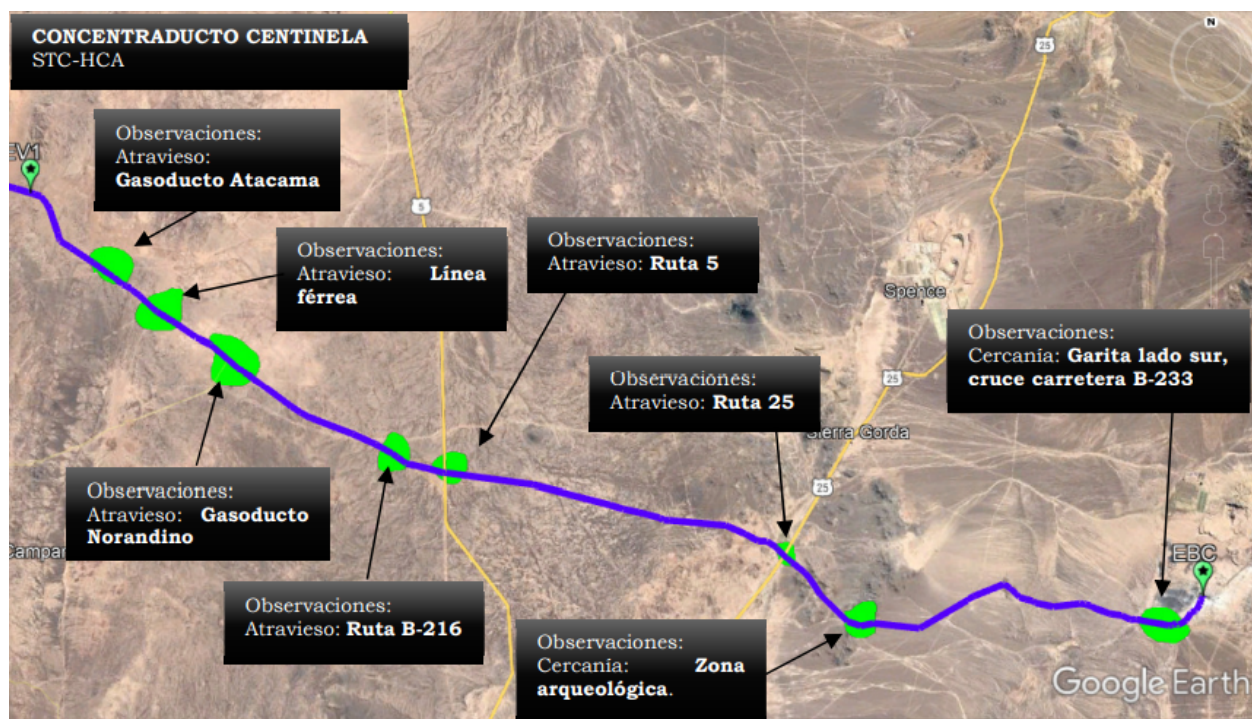


Figura 5: Ubicación Crítica (HCA-1)



Figura 6: Ubicación Crítica (HCA-2)



Figura 7: Ubicación Crítica (HCA-3)

La mayor parte del Concentraducto está en zonas despejadas, lejanas a las áreas pobladas. Sólo se detectaron tramos cercanos o que cruzan con: Ruta 5, Ruta 1, Ruta B-25, Ruta B-216, líneas férreas, garita lado sur, caminos operacionales mineros y público, Quebrada del Diablo, acueductos, gasoductos y zonas arqueológicas; los cuales se consideraron como áreas críticas.

4.1.2. Identificación de Segmentos en Ubicaciones Críticas

Al comparar la ruta del Concentraducto con la ubicación crítica, el evaluador debe establecer los puntos de entrada y salida del segmento dentro de la ubicación crítica. También debe tener en cuenta, cualquier instalación que se encuentre dentro de los límites de una ubicación crítica. Este proceso identifica los segmentos que pudieran afectar directamente las ubicaciones críticas ante un eventual incidente o fuga.

El seccionamiento del Concentraducto permite generar segmentos que se comportarán en forma individual, a los cuales se les debe calcular el nivel de riesgo, verificando la probabilidad de falla en función de las amenazas a las que son susceptibles y el nivel de consecuencia, debido al potencial impacto en las áreas sensibles. Posterior al cálculo de riesgo de los seg-

mentos, se generarán programas para identificar y direccionar sistemáticamente los riesgos en los segmentos que podrían afectar las áreas de alta consecuencia, donde una fuga o ruptura tendría un gran impacto, incluyendo las áreas altamente pobladas o áreas ambientalmente sensibles.

Para el estudio se consideraron 3 Segmentos en el Concentraducto Ø 5"/7"/8" MINERA CENTINELA, los cuales se identifican en el Cuadro 10 :

Línea Principal	Segmentación	Espesor Liner HDPE (mm)	Diámetro Nominal de las Líneas (mm)	Comentarios
Línea 7" y 8" EBC-EV1	S1	5,6 / 6,0	172,0 / 203,2	Atravieso: Ruta 5; Ruta B-25; Ruta B-216; Garita Sur; Zonas Arqueológicas; Gasoducto Atacama; Gasoducto Norandino; Caminos Operacionales SQM; Cañería 18" Agua Minera Lomas Bayas; Cañerías de 7" y 20" de Agua; Cañería Agua Minera Spence; Cañería Agua Minera Sierra Gorda.
Línea 7" EV1-EV2	S2	5,6	172,0	Atravieso: Ruta B-216; Cañería de Agua de Mar Michilla; Acueductos 6" y 8" de Michilla; Camino Minero; Mina Michilla.
Línea 5" EV2-EDT	S3	5,6	141,3	Atravieso: Ruta 1; Ruta B-240; Quebrada del Diablo; Zona Arqueológica.

Cuadro 10: Segmentación del Concentraducto Ø 5"/7"/8", Centinela. *Fuente: Tabla de elaboración propia, con datos obtenidos de reuniones con personal de la empresa.*

Donde la longitud total equivalente es de 145 [Km], separado en 3 segmentos.

4.2. Escalas de Evaluación

En una matriz de riesgo, los valores asignados para evaluar la probabilidad y las consecuencias de un riesgo generalmente siguen un patrón estructurado y no son completamente arbitrarios. Estos valores se basan en criterios predefinidos, que pueden derivarse de normas internacionales, estándares de la industria o políticas internas de la organización. Los valores en la matriz reflejan niveles de riesgo que ayudan a priorizar acciones, y suelen definirse de la siguiente manera:

1. **Probabilidad de Ocurrencia:** Los valores asignados a la probabilidad de ocurrencia representan cuán frecuentemente se espera que ocurra un evento de riesgo. Se clasifican en niveles de 1 a 5.
2. **Consecuencia o Impacto:** Los valores para las consecuencias describen el impacto que tendría el evento en la seguridad, el ambiente, la operatividad o la reputación de la organización. Las categorías de impacto también son de 1 a 5.

Para determinar estos valores, se consideran factores como el costo económico de la falla, el riesgo a la vida humana, las consecuencias ambientales, y la interrupción en las operaciones. Las normas o estándares, como ISO 31000 o API 580 (la utilizada en este informe) para análisis de riesgo, pueden ofrecer guías para clasificar estos impactos.

Con respecto a los valores hacia la tabla de probabilidad de falla y también de consecuencia, lo que se intentó, fue dejar que los máximos sumaran 100 puntos para seguir un patrón en todas las tablas. Ahora en algunas categorías el máximo era 10 y en otras 20, esto se debe netamente al grado de impacto de esa falla o consecuencia, una es más importante que otra y a través de proporción se van asignando los valores. Todos estos datos fueron confirmados y validados en conjunto con personal de Minera Centinela.

5. Evaluación de Riesgos Concentraducto

Una vez definida y ejecutada la segmentación del Concentraducto, e identificadas las Amenazas, se realiza la evaluación del riesgo en cada uno de los segmentos.

La metodología de cálculo de los niveles de riesgo se basó en lo expresado en “Pipeline Risk Management Manual Ideas, Techniques, and Resources. Third Edition” de W. Kent Muhlbauer, la cual contempla un modelo de riesgo y realiza los cálculos de una manera cualitativa y cuantitativa del nivel de riesgo a ductos. Una vez recopilada, revisada e integrada la información del diseño del Concentraducto Ø 5”/7”/8”, data técnica y otros datos de interés, se determinaron las amenazas bajo las cuales se encuentran sometidos los segmentos (ver Cuadro 11), estimándose las probabilidades de su ocurrencia, tomando en cuenta los factores que identifican y reúnen las causas más comunes de la falla y que a su vez originaría ciertas consecuencias (ver Anexo 1). En tal sentido, los resultados de los valores de riesgo obtenidos para el Concentraducto se utilizarán en un plan de mantenimiento, que permitirá facilitar la toma de decisiones al momento de ejecutar las acciones de mantenimiento de índole: correctivas, preventivas y predictivas. En general, el esquema que representa el proceso de cálculo del riesgo se señala en el esquema indicado a continuación (ver Figura 8).

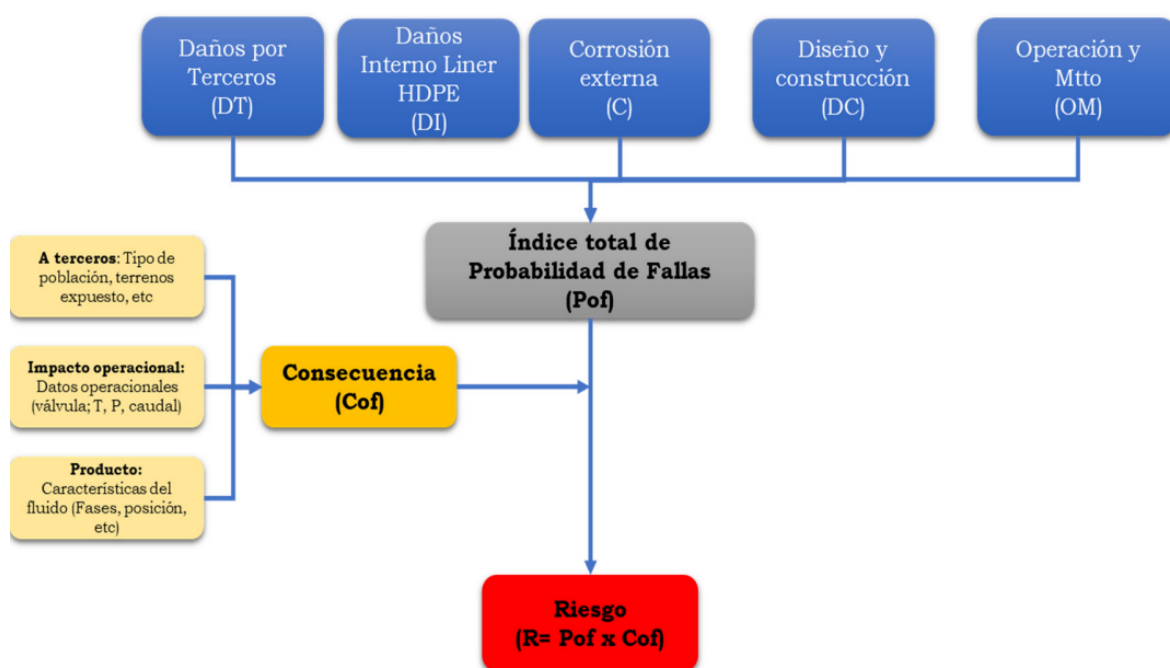


Figura 8: Esquema de Cálculo de Modelo de Riesgo. *Fuente: Pipeline Risk Management Manual Ideas, Techniques, and Resources. Third Edition” de W. Kent Muhlbauer*

El riesgo para el Concentraducto surge de la combinación de la probabilidad de que el sistema sufra daños de una o más de las 21 amenazas enumeradas en la norma ASME B31.8S-2020, para el estudio se estimaron 31 amenazas (ver Cuadro 11).

Amenazas Tuberías		
En Función del Tiempo	Tipo de Amenaza	
Dependientes del Tiempo	1	Corrosión Externa (Cañería de Acero)
	2	Desgaste Interno (Corrosión - Abrasión) (HDPE)
	3	Acumulación de Sólidos en el Concentraducto (HDPE)
	4	Formación de Incrustaciones (HDPE)
	5	Fallas en el Liner (High Density Polyethylene(HDPE))
	6	Falla de Discos de Ruptura
	7	Falla de Sellos en Uniones
	8	Fallos de Anillos de Disipación
	9	Integridad de Poliuretano de Spool (Estaciones)
Estables	Defectos de Manufactura	
	1	Cañería con Costura Longitudinal Defectuosa
	2	Cañería Defectuosa
	Defectos Relacionados con Fabricación o Soldadura de la Cañería	
	1	Soldadura Circunferencial de la Cañería Defectuosa
	2	Soldadura de Fabricación Defectuosa
	3	Arrugas y/o dobleces (Cañería de Acero)
	4	Mal Diseño de las Uniones (Cañería de Acero y HDPE)
	5	Roscas averiadas / Falla de Acoplamiento
	6	Termofusión Defectuosa
	7	Misceláneo
Independientes del Tiempo	Efectos por Terceros / Daños Mecánicos	
	1	Daños ocasionados directos, por primeras, segundas y terceras personas
	2	Daños previos en la Cañería (Modos de Fallas Retardadas)
	3	Fallas en el cuerpo del tubo, fallas en las juntas de acople
	4	Vandalismo
	Operacionales	
	1	Parámetros de Reología / Granulometría
	2	Procedimientos operacionales incorrectos
	3	Fatiga
	Fuerzas Externas Relacionadas con el Tiempo o Ambientales	
	1	Ambiente con Excesivo Frío o Calor
	2	Relámpagos (Rayos / Centellas)
	3	Lluvias pesadas o Inundaciones
	4	Movimientos de la Tierra (Sismos / Terremotos)
	5	Incendios
	6	Geotécnicas

Cuadro 11: Amenazas del Concentraducto, Centinela.

Durante la evaluación de las amenazas a la integridad del Concentraducto, a los segmentos estipulados, se pudo determinar que el Segmento 1 (EBC-EV1) presenta la consecuencia más alta, con 62 puntos de ponderación respectivamente (ver cálculo en el Anexo 1).

5.1. Análisis de Riesgo

Un modelo de evaluación de riesgos consiste en describir la probabilidad de ocurrencia de pérdida de funcionalidad del Concentraducto, y sus respectivas consecuencias desde la perspectiva de la operación y mantención del STC.

El método utilizado para el análisis del Concentraducto consiste básicamente en evaluar numéricamente los parámetros establecidos para cada una de las variables que afectan la probabilidad de falla (PoF) y las consecuencias (CoF) (Ver Anexo 1), de forma tal que el riesgo sea la resultante del producto de dos rangos de variaciones. La resultante numérica de la valoración del riesgo se transforma en cualidades por medio de una matriz de riesgos, la cual compara la PoF vs CoF permitiendo establecer los diversos niveles de valoración del riesgo.

Los niveles de riesgo del Concentraducto se definen típicamente como el producto de dos factores primarios: la eventualidad de la falla (o probabilidad) de que un cierto acontecimiento adverso ocurra y las consecuencias que resulten de ese acontecimiento (Norma ASME B31.8S, 2020).

Producto del análisis realizado, en la Figura 9, se muestra la ponderación de la probabilidad de falla y sus consecuencias al Concentraducto Centinela. Dichos cálculos se encuentran reflejados en el Anexo 1. El mayor nivel de riesgo le correspondió al Segmento 1 (EBC-EV1) y al Segmento 3 (EV2-EDT). El Segmento 1 presenta alta consecuencia de falla, debido a que en dicho tramo existen: cruces de rutas, cruce con líneas de servicio (acueducto, gasoducto), zonas arqueológicas, entre otros. En el caso del Segmento 3, este presenta también alta consecuencia, ya que en un sector del ducto (Quebrada del Diablo) se imposibilita la inspección por condición de acceso al sector de la quebrada; además, en la cercanía del trazado se encuentra una zona arqueológica y cruce con Ruta 1, lo cual genera mayor consecuencia de falla respecto al Segmento 2 (EV1-EV2).

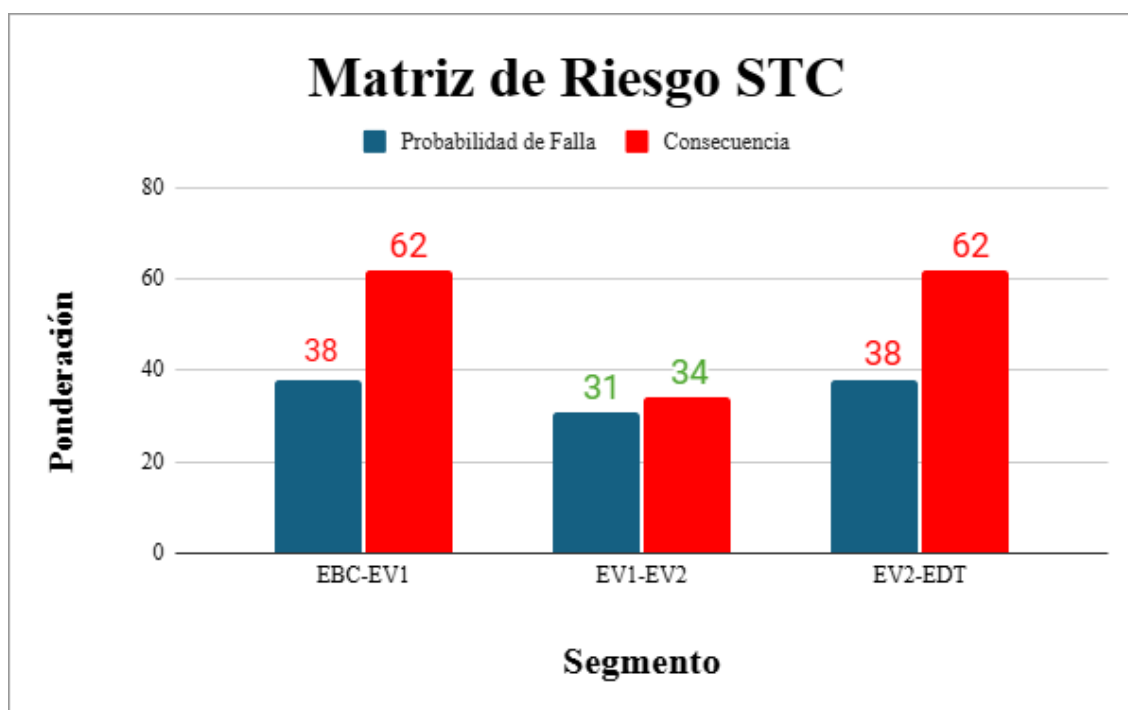


Figura 9: Niveles de Probabilidades de Falla y Consecuencia Actuales del Concentraducto Centinela, por Segmentos. *Fuente: Gráfico de elaboración propia con datos extraídos de Anexo 1.*

En la Figura 10, se muestran las amenazas que comúnmente afectan el nivel de riesgo del Concentraducto, en la misma se reflejan las variables principales en cuanto a índices de fallas: daños por terceros, daños internos del liner High Density Polyethylene (HDPE), corrosión externa, diseño y construcción y operación y mantenimiento; notándose claramente que las variables de daños internos del liner (40 %) y corrosión externa (20 %), corresponden a las amenazas predominantes presentes en el Concentraducto en estudio:

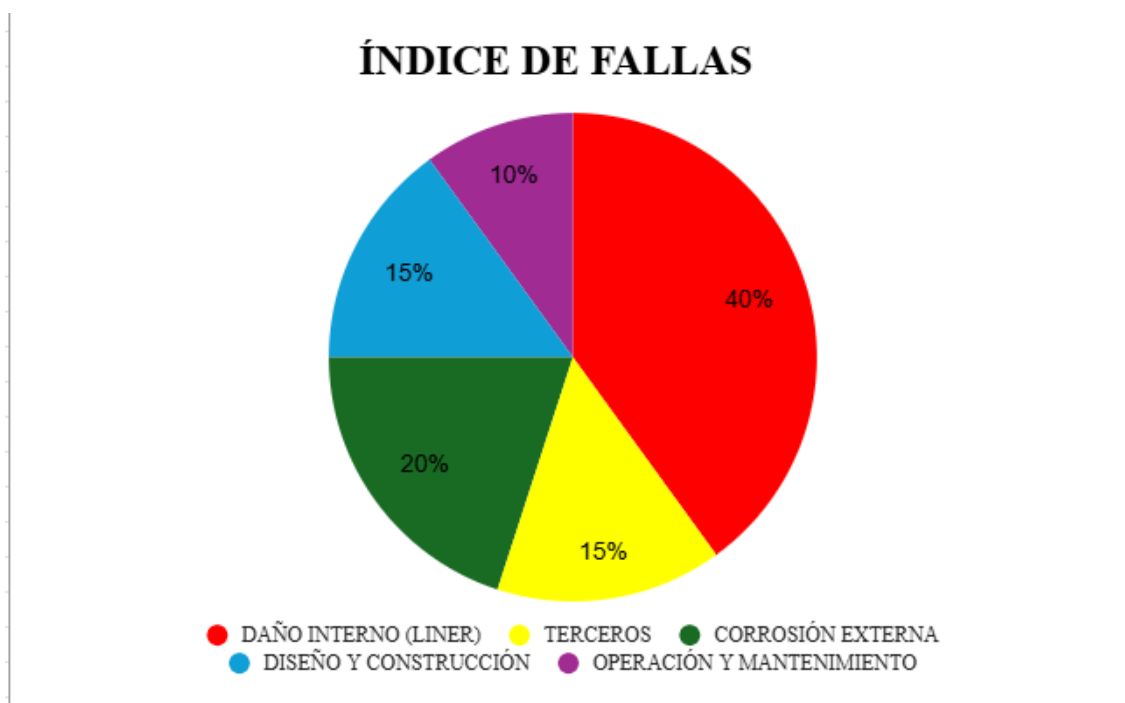


Figura 10: Distribución de Amenazas en Función del Tiempo en el Concentrador MINERA CENTINELA.

5.2. Reevaluación del Riesgo

Las reevaluaciones de riesgos se deben realizar a intervalos de 1 año. Hay que tener en cuenta los datos operativos recientes y considerar los cambios en el diseño del sistema (por ejemplo: válvulas nuevas, segmentos de cañerías recientemente reemplazados o proyectos de rehabilitación) y la operación (por ejemplo, un cambio en el flujo o el perfil de presión hidráulica).

5.3. Análisis de Consecuencia

Las consecuencias de la falla de una línea de concentrado pueden impactar a las personas, la infraestructura, al medio ambiente y su imagen corporativa, al igual que los costos incurridos por la compañía. El impacto de estas consecuencias depende del tamaño y modo de la falla. Por lo tanto, las consecuencias potenciales al presentar una falla en una línea de concentrado se podrían definir como (ver Cuadro 12):

CONSECUENCIAS POTENCIALES	
Al Momento de la Falla	Pérdida Inmediata de Producto
	Daño a las Personas
	Daño a Infraestructura local (Edificios, Carreteras, etc).
	Polución de la tierra y cuerpos de agua
	Daños al Medio Ambiente
Posterior a la Falla	Pérdida subsiguiente de capacidad de producción
	Interrupción de servicios públicos y transporte
	Operación de limpieza
	Reparación y re-comisionamiento de la línea de transporte
A Largo Plazo	Reconstrucción de la Infraestructura local
	Recuperación del Medio Ambiente Polucionado
	Multas Regulatorias / Judiciales
	Fallas en el cumplimiento de obligaciones contractuales
	Impacto negativo en la imagen de la compañía

Cuadro 12: Consecuencias Potenciales del Concentraducto

5.3.1. Análisis de Consecuencia de Falla

La zona de impacto potencial se asume como de forma circular y centrada en la línea de transporte.

Para cualquier zona de falla a lo largo del Concentraducto, existirá una zona de impacto potencial y cada zona tendrá un radio diferente. Aún más, en la medida en que cambien los volúmenes derramados de producto a lo largo de la línea el valor de estos radios de la zona de impacto también cambiará.

5.3.2. Estimación del Volumen Derramado de Fluido

La fuga de concentrado es modelada tomando como hipótesis una pileta de profundidad uniforme (25 mm). La metodología implementada para modelar las consecuencias del derrame de concentrado consiste en calcular una zona de impacto potencial alrededor de la línea central.

Cuando una línea de concentrado falla existe un derrame no planeado de fluido que presenta una amenaza a las personas y al medio ambiente circundante. El tamaño de la zona de impacto resultante depende de un número de factores, tales como:

- Clasificación del fluido (inflamable, tóxico, no-inflamable).

- Volumen del fluido escapado (modelo de derrame).
- Modalidad de la Falla (fuga o ruptura).
- Ubicación de la falla (topografía).
- Escenario de Falla (es decir, no-ignición o ignición).

Para calcular el área afectada por la fuga de fluido, este análisis se basa en el cálculo de la Potencial Área de Impacto (PIA) (*Potential Impact Area*), definida como la eventual área afectada que se genera por una falla en el Concentraducto. La PIA se determina calculando el radio de impacto potencial de un derrame, el cual se calcula bajo la suposición de que un derrame forma una pileta circular de profundidad uniforme, con la cual se puede determinar fácilmente un área de superficie con la siguiente ecuación:

$R = \sqrt{\frac{D^2 * L}{4 * prof}}$	Donde: R = Radio de Impacto (m) D = Diámetro de la Cañería (m) L = Longitud del Segmento (m) Prof = Profundidad de la Pileta (m)
---------------------------------------	---

Figura 11: Fórmula de Radio de Impacto

1. Valores Para el Segmento 1:

$R = \sqrt{\frac{D^2 * L}{4 * prof}}$	Donde: R = Radio de Impacto (m) D = Diámetro de la Cañería (m) = 0,2032 [m] L = Longitud del Segmento (m) = 92.500 [m] Prof = Profundidad de la Pileta (m) = 0,025 [m]
Datos: D = 7" / 8" L = 92,5 Km (EBC - EV1) Prof = 25 mm	$R = \sqrt{\frac{(0,2032)^2 * (92500)}{4 * (0,025)}} = 195,43 [m]$
R = 195,43 [m]	

Figura 12: Zona de Impacto para el Segmento 1

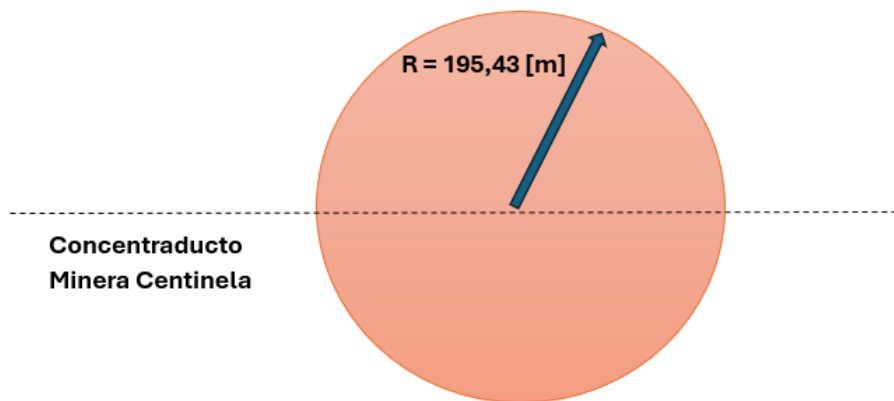


Figura 13: Área Potencial de Impacto (S1)

2. Valores Para el Segmento 2:

$R = \sqrt{\frac{D^2 * L}{4 * prof}}$	Donde: R = Radio de Impacto (m) D = Diámetro de la Cañería (m) = 0,1778 [m] L = Longitud del Segmento (m) = 42.600 [m] Prof = Profundidad de la Pileta (m) = 0,025 [m]
Datos: D = 7" L = 42,6 Km (EBC - EV1) Prof = 25 mm	$R = \sqrt{\frac{(0,1778)^2 * (42600)}{4 * (0,025)}} = 116,05[m]$
R = 116,05 [m]	

Figura 14: Zona de Impacto para el Segmento 2

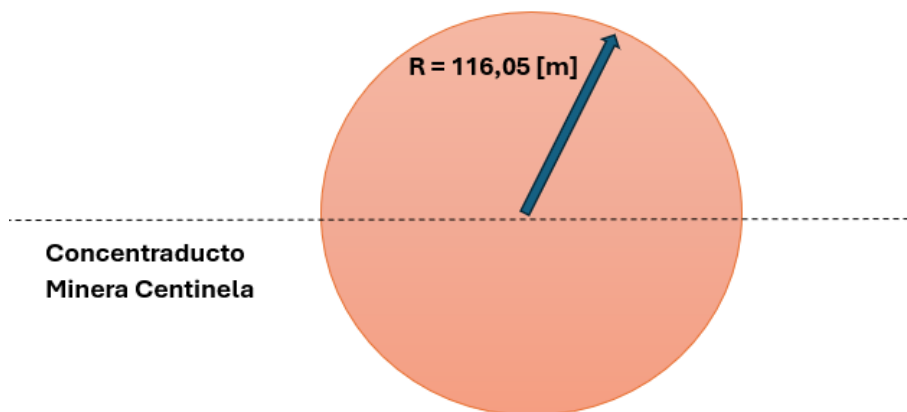


Figura 15: Área Potencial de Impacto (S2)

3. Valores Para el Segmento 3:

$R = \sqrt{\frac{D^2 * L}{4 * prof}}$	Donde: R = Radio de Impacto (m) D = Diámetro de la Cañería (m) = 0,127 [m] L = Longitud del Segmento (m) = 8.500 [m] Prof = Profundidad de la Pileta (m) = 0,025 [m]
Datos: D = 5" L = 8,5 Km (EBC - EV1) Prof = 25 mm	$R = \sqrt{\frac{(0,127)^2 * (8500)}{4 * (0,025)}} = 37,03[m]$
R = 37,03 [m]	

Figura 16: Zona de Impacto para el Segmento 3

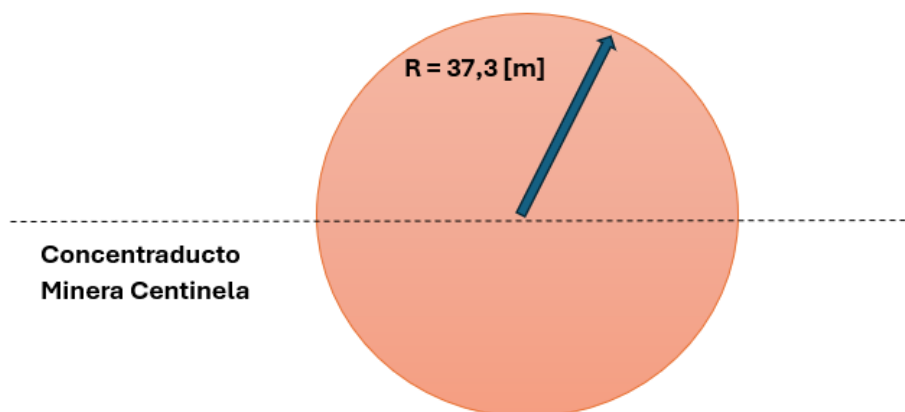


Figura 17: Área Potencial de Impacto (S3)

A continuación, se presenta los resultados en los diferentes segmentos del Concentraducto (ver Cuadro 13):

LÍNEA PRINCIPAL	SEGMENTACIÓN	LONGITUD TOTAL [m]	RADIOS DE IMPACTO [m]
Línea 7" / 8"(EBC - EV1)	S1	92.500	195,4
Línea 7"(EV1 - EV2)	S2	42.600	116,0
Línea 5"(EV2 - EDT)	S3	8.500	37,0

Cuadro 13: Radios de Impacto para los Segmentos

Para efectos del cálculo, se utilizó el mayor diámetro del segmento asociado al Concentraducto, con la finalidad de obtener un mayor Radio de Impacto. La zona con mayor radio de impacto corresponde al segmento S1 (EBC-EV1), en dicho segmento existe una mayor zona de afectación, ya que se encuentra cercano a zona arqueológica, cruces de carretera, caminos operacionales de empresa externa, entre otros. La siguiente zona para considerar es el segmento S3, esta presenta zonas de afectación tales como: cruce con carretera y cercanía con zona arqueológica.

5.3.3. Zona de Amortiguamiento

El radio de la zona de impacto potencial para el escenario de mayor criticidad, correspondiente a una ruptura, se usa para construir una zona de amortiguación o *"buffer zone"* alrededor de un segmento (ver área sombreada de la Figura 16), la cual permite delimitar la zona para valorar el número y/o longitud de receptores susceptibles de ser impactados por una falla.

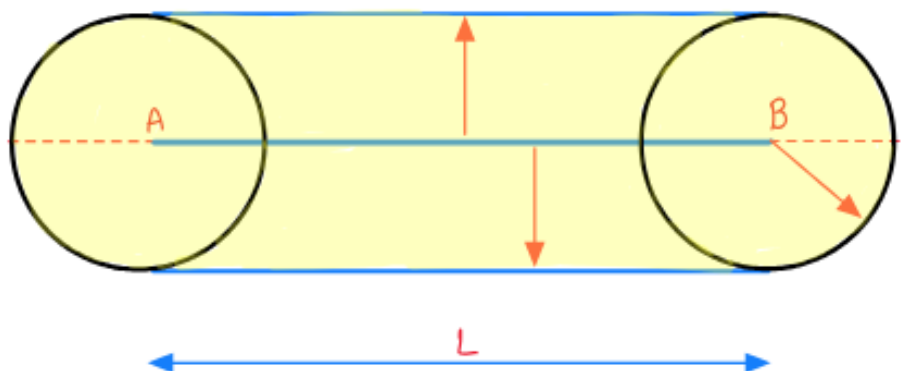


Figura 18: Área de Amortiguación de los Segmentos

Consideraciones:

- Zona de impacto potencial de radio R que corresponde al escenario más crítico.
- La zona de amortiguación resultante corresponde al área sombreada alrededor del segmento (ver figura 18).
- Área *Buffer Zone* =

$$\pi * R^2 + 2 * R * L \quad (5.1)$$

NOTA: Se asume que una falla en cualquier punto a lo largo del segmento S1 resulta el mismo volumen de derrames. Sin embargo, segmentos adyacentes pueden tener diferentes volúmenes de derrame, lo que resulta en valores de R diferentes.

A continuación, se presenta los resultados de las áreas de amortiguamiento para los diferentes segmentos del Concentraducto (ver Cuadro 14):

LÍNEA PRINCIPAL	SEGMENTACIÓN	LONGITUD TOTAL [m]	ÁREA DE AMORTIGUAMIENTO [m ²]
Línea 7"/8" EBC - EV1	S1	92.500	36.274.536,5
Línea 7" EV1 - EV2	S2	42.600	9.929.769,7
Línea 5" EV2 - EDT	S3	8.500	633.817,8

Cuadro 14: Zona de Amortiguación para los Segmentos

Si los receptores se encuentran distribuidos uniformemente a través de la zona de amortiguamiento (por ejemplo: personas) entonces se puede estimar el número de receptores sus-

ceptibles de encontrarse en una zona de amenaza circular específica, de radio R . Para el Concentraducto existen: cruces de rutas, líneas férreas, zonas arqueológicas, quebradas, caminos operacionales de empresas externas y cruce con líneas de servicio. Es de hacer notar que en el trazado del Concentraducto no se ubica población alguna, sin embargo, el ducto pasa cercano a sectores habitados como Sierra Gorda.

5.3.4. Análisis Consecuencia Financiera

Tomando como base las consecuencias de falla calculadas en unidades de superficie (m^2) se deben tomar en cuenta cinco tipos de impactos, los cuales se mencionan a continuación:

1. Costos de reemplazo y/o reparación del equipo que falló

$$(FC_{cmd})$$

2. Costos de reemplazo o reparación de otros equipos afectados (FC_{affa})

3. Costos asociados con producción diferida o interrupción del negocio como resultado del tiempo fuera de servicio por la reparación o reemplazo de los equipos afectados (FC_{prod})

4. Costos por potenciales daños a las personas (FC_{inj})

5. Costos de remediación del medio ambiente causados por la pérdida de la función con-
tención ($FC_{environ}$)

El cálculo de consecuencias financiera se traduce en la siguiente Ec.2.2, tomada directamente de la practica recomendada API RP 581-2020.

$$FC = FC_{cmd} + FC_{affa} + FC_{prod} + FC_{inj} + FC_{environ} \quad (5.2)$$

Las unidades de los costos están establecidas en dólares (USD) y se requiere como mínimo los siguientes insumos:

- Costo de producción.
- Costo remediación del ambiente.
- Producción promedio.

- Costo estimado de la planta.
- Costo por lesiones graves o severas: 2 personas.
- Densidad poblacional en planta o secciones de la instalación.

Dicho análisis de consecuencia se hará sobre un escenario hipotético de una fuga en el Concentrado (sección de 8") de espesor del liner (6 mm) y espesor del Concentrado (8,18 mm), en el segmento 1 (S1) que posee un radio de impacto de 195,4 m.

1. **Costos de reemplazo y/o reparación del equipo que falló (FCcmd):** para el cálculo de los costos de reparación funciona bajo presunción de que hay un costo específico asociado a cada escenario de ruptura posible (tamaño del agujero de fuga). El costo viene expresado por la siguiente ecuación:

$$FC_{cmd} = \frac{\sum_{n=1}^4 *gff_n * holecost_n}{gff_{total}} * matcost \quad (5.3)$$

Donde:

gff_n (fallas/años): son las frecuencias genéricas de falla para cada tamaño de agujero de fuga seleccionado para el tipo de equipo que está siendo evaluado, según Tabla 3.1 de la API RP 581 (ver Figura 19).

gff_{total} (fallas/años) : es la sumatoria de las frecuencias genéricas de falla individuales de cada tamaño de agujero de fuga, según Tabla 3.1 de la API RP 581 (ver Figura 15), se tiene:

Debido a que en la tabla elaborada por el API RP 581 no preceptúa frecuencias genéricas de falla específicas para tuberías de 7", adicionalmente, varias secciones del segmento del ducto presentan diámetros de 8"; como método conservador, se seleccionan las frecuencias genéricas de falla para una tubería de 8" de diámetro PIPE-8 (ver Figura 19). Es importante mencionar que la tabla de frecuencia de fallas es una base de datos aportadas por el API RP 581 como una recomendación práctica, basada en la experiencia de las empresas que conforman el instituto API, por ende, juega un papel importante el criterio del evaluador.

Equipment Type	Component Type	GFF As a Function of Hole Size (failures/yr)				ΣF_{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
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, HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4, 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-10, PIPE-12, PIPE-16, PIPEGT16					
Pump	PUMP2S, PUMPR, 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	7.22E-04
Tank650	COURSE-1-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM, COLBTM, FINFAN, FILTER, DRUM, REACTOR, COLTOP, COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

NOTE See References [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment.

Figura 19: Frecuencia Genérica de Falla

$holecost_n$: es el costo de reparación del equipo en \$ para cada tamaño de agujero, según Tabla 4.15 de la API RP 581, más valores actualizados otorgados por Brass, se tiene.

$$holecost_{1/4"} \approx 14.170,00 \text{ (USD)}$$

$$holecost_{1"} \approx 14.170,00 \text{ (USD)}$$

$$holecost_{4"} \approx 14.170,00 \text{ (USD)}$$

$$holecost_{8"} \approx 1.142.200,00 \text{ (USD)}$$

Figura 20: Costo de Reparación del Equipo. *Valores actualizados de la norma entregados por Brass.*

Estos costos están relacionados a reparaciones al ducto dependiente de la magnitud del daño; por lo que, para reparaciones temporales que abarcan daños con perforaciones de $\frac{1}{4}$ " de diámetro hasta 4", los costos serán estimados con el mismo índice financiero. Para efectos de esta evaluación, los daños por rotura del ducto, se empleó costo por reemplazo del tramo.

matcost: es el factor de costo del material, según Tabla 4.16 de la API RP 581, se tiene (ver Figura 21):

Material	Cost Factor, <i>matcost</i>	Material	Cost Factor, <i>matcost</i>
Carbon Steel	1.0	Clad Alloy 400	6.4
Organic Coatings (< 80 mil)	1.2	90/10 Cu/Ni	6.8
1.25Cr-0.5Mo	1.3	Clad Alloy 600	7.0
2.25Cr-1Mo	1.7	CS "Teflon" Lined	7.8
5Cr-0.5Mo	1.7	Clad Nickel	8.0
7Cr-0.5Mo	2.0	Alloy 800	8.4
Clad 304 SS	2.1	70/30 Cu/Ni	8.5
Fiberglass	2.5	904L	8.8
Polypropylene Lined (pp)	2.5	Alloy 20	11
9Cr-1Mo	2.6	Alloy 400	15
405 SS	2.8	Alloy 600	15
410 SS	2.8	Nickel	18
304 SS	3.2	Acid Brick	20
Clad 316 SS	3.3	Refractory	20
Strip Lined Alloy	3.3	Alloy 625	26
Organic Coating (> 80 mil)	3.4	Titanium	28
CS "Saran" Lined	3.4	Alloy "C"	29
CS Rubber Lined	4.4	Zirconium	34
316 SS	4.8	Alloy "B"	36
CS Glass Lined	5.8	Tantalum	535

Figura 21: Factor de Costo del Material

Equipment Type	Component Type	Damage Cost (2001 U.S. Dollars), <i>holecost</i>			
		Small	Medium	Large	Rupture
Compressor	COMPC	10,000	20,000	100,000	300,000
	COMPR	5,000	10,000	50,000	100,000
Heat exchanger	HEXSS, HEXTS, HEXTUBE	1,000	2,000	20,000	60,000
Pipe	PIPE-1	5	0	0	20
	PIPE-2	5	0	0	40
	PIPE-4	5	10	0	60
	PIPE-6	5	20	0	120
	PIPE-8	5	30	60	180
	PIPE-10	5	40	80	240
	PIPE-12	5	60	120	360
	PIPE-16	5	80	160	500
	PIEGT16	10	120	240	700
Pump	PUMP2S, PUMP1S	1,000	2,500	5,000	5,000
	PUMPR	1,000	2,500	5,000	10,000
Tank	TANKBOTTOM	5,000	0	0	120,000
	COURSES-10	5,000	12,000	20,000	40,000
FINFAN	FINFAN_TUBE	1,000	2,000	20,000	60,000
	FINFAN HEADER	1,000	2,000	20,000	60,000
Vessel	KODRUM, DRUM	5,000	12,000	20,000	40,000
	FILTER	1,000	2,000	4,000	10,000
	REACTOR	10,000	24,000	40,000	80,000
	COLTOP, COLMID, COLBTM	10,000	25,000	50,000	100,000

Figura 22: Factor de Costo por Daño Equipo

Sustituyendo los valores en la Ec.5.3, se obtiene lo siguiente:

$$FC_{cmd} = 127,008,82[USD] \quad (5.4)$$

2. **Costos de reemplazo o reparación de otros equipos afectados FC_{affa}:** los costos por daños a otros equipos solamente son calculados si la falla resulta de un evento inflamable (explosivo), todos los equipos que queden dentro del área de afectación o consecuencia calculadas por daños a equipos deben ser contabilizados, dentro del API RP 581. Para este caso se hace una aproximación, es decir, se asume que el Costo por Daños a otros Equipos es cero ya que en el Segmento 1 (S1) no hay equipos en el área

y el evento por falla no es considerado como inflamable.

$$FC_{affa} = 0[USD] \quad (5.5)$$

3. **Costos con producción diferida (FC_{prod}):** los costos asociados a la pérdida de producción o interrupción son calculados en función de la producción diferida y tiempo fuera de servicio que cause la reparación de los daños del Concentraducto, así como los equipos afectados.

En conclusión, los costos totales por pérdida de producción e interrupción del negocio serán calculados por:

$$FC_{prod} = (Outage_{cmd} + Outage_{affa}) * prodcost \quad (5.6)$$

Donde:

$Outage_{cmd}$ (días): Es el número de días de parada requeridos ponderados por la probabilidad de ocurrencia (según los tamaños de agujeros de fuga) para reparar la parte específica de un equipo que está siendo evaluado. Para el estudio se tomó como tiempo de reparación 1 día.

$$Outage_{cmd} = 1da \quad (5.7)$$

$Outage_{affa}$ (días): Es el número de días de parada requeridos para reparar los daños en equipos circundantes.

$$Outage_{affa} = 0da \quad (5.8)$$

$Prod_{cost}$ (\$/días): Es el costo por pérdidas de producción debido a las paradas para reparación de equipos. Partiendo del supuesto:

$$CostodeProduccion = 266,76[USD/ton] \quad (5.9)$$

$$Produccion = 1,1MM[ton/ao] = 3,156[ton/da] \quad (5.10)$$

$$Prod_{cost} = 841,892,47[USD/da] \quad (5.11)$$

Sustituyendo los valores en la Ec.5.6, se obtiene lo siguiente:

$$FC_{prod} = 841,892,47[USD] \quad (5.12)$$

4. **Costos por potenciales daños a las personas (FCinj):** Para la determinación de los costos asociados a daños a personas se deben tomar en cuentas dos factores, en primera instancia la densidad demográfica ($popd_{ens}$), la cual debe ser ajustada a la realidad dependiendo de la ubicación de cada equipo. Otro factor necesario es el costo de un individuo afectado ($injcost$).

La ecuación para el cálculo de las personas afectadas será dada por:

$$FC_{inj} = CA_{inj} * popdens * injcost \quad (5.13)$$

Donde:

CA_{inj} (m^2): Es el área final de consecuencia por daños a personas, m^2 [ft^2]

$$CA_{inj} = 18,796[m^2] \quad (5.14)$$

Valor obtenido en el cálculo anterior del Área de Amortiguamiento.

$Popdens$ (personas/ m^2): Es la densidad poblacional de personal o empleados en la unidad. Nota: El trazado del concentraducto está ubicado en la cercanía de la garita lado sur de faena, en la cual se encuentran 2 trabajadores en ese sector.

$$Popdens(personas/m^2) = \frac{2[personas]}{18,796[m^2]} = 0,000106[\frac{personas}{m^2}] \quad (5.15)$$

$injcost$ (\$): Es el costo asociado a lesiones serias o graves al personal. Este valor fue asumido por un evaluador para accidentes graves o serios al personal.

$$injcost = 500,000[USD] \quad (5.16)$$

Sustituyendo los valores en la ecuación 5.12, se obtiene lo siguiente:

$$FC_{inj} = 1,000,000[USD] \quad (5.17)$$

5. **Costos de remediación del medio ambiente (FC_{environ}):** Es la consecuencia financiera por limpieza ambiental.

La ecuación para el cálculo de las consecuencias ambientales será dada por:

$$FC_{env} = \frac{\sum_{n=1}^4 *gff_n * vol_n^{env}}{gff_{total}} * envcost \quad (5.18)$$

Donde: gff_n (fallas/año): Son las frecuencias genéricas de falla para cada tamaño de agujero de fuga seleccionado para el tipo de equipo que está siendo evaluado, según Tabla 3.1 de la API RP 581 (ver Figura 19), se tiene:

$$gff_{small} = 8,00E-06 \text{ fallas/años}$$

$$gff_{medium} = 2,00E-05 \text{ fallas/años}$$

$$gff_{large} = 2,00E-06 \text{ fallas/años}$$

$$gff_{rupture} = 6,00E-07 \text{ fallas/años}$$

gff_{total} (fallas/años): Es la sumatoria de las frecuencias genéricas de falla individuales de cada tamaño de agujero de fuga. Según Tabla 3.1 de la API RP 581 (ver Figura 19), se tiene:

$$gff_{total} = 3,06E - 05 \text{ fallas/aos} \quad (5.19)$$

$(vol_n)^{env}$ (barriles): El volumen estimado a considerar en caso de una fuga, se consideró el segmento S1 que posee un radio de impacto de 195,4 m, lo cual da un valor en volumen de:

$$\begin{aligned} \text{vol}_{1/4^{\text{a env}}} &\approx 60,11 \text{ barriles} \\ \text{vol}_{1^{\text{a env}}} &\approx 611,50 \text{ barriles} \\ \text{vol}_{4^{\text{a env}}} &\approx 5089,66 \text{ barriles} \\ \text{vol}_{8^{\text{a env}}} &\approx 13408,72 \text{ barriles} \end{aligned}$$

Figura 23: Volumen Estimado en caso de Fuga

envcost (\$/barriles): Son los costos por limpieza del medio ambiente, \$/barriles. En este caso se utilizará un valor estimado:

$$\text{envcost} = 400[\text{USD}/\text{barriles}] \quad (5.20)$$

Sustituyendo los valores en la ecuación 5.17 se obtiene:

$$FC_{\text{env}} = 417,659,32[\text{USD}] \quad (5.21)$$

Finalmente, Las consecuencias financieras de una falla en el mineroducto (fuga), pueden ser determinadas sumando los costos individuales discutidos anteriormente, como se muestra en la ecuación 5.2 :

$$FC = FC_{\text{cmd}} + FC_{\text{affa}} + FC_{\text{prod}} + FC_{\text{inj}} + FC_{\text{environ}} \quad (5.22)$$

Sustituyendo los valores, se obtiene lo siguiente:

$$FC = FC_{\text{cmd}} + 0 + FC_{\text{prod}} + 1,000,000[\text{USD}] + FC_{\text{environ}} \quad (5.23)$$

$$\mathbf{FC = 2.386.560,61 [USD]} \quad (5.24)$$

El monto calculado de consecuencia financiera refleja como impacta en el negocio el hecho de presentarse un evento no deseado, por ejemplo: una fuga de concentrado; contemplando

una pérdida de transporte por día.

5.4. Resultados de Análisis de Riesgo

Una vez definidas las probabilidades de fallas y las consecuencias asociadas al Concentraducto de 5"/7"/8", el modelo de riesgo utilizado que permite cuantificar los niveles de riesgo es a través de la combinación de los dos aspectos principales previamente señalados, la probabilidad de que ocurra algún evento y las consecuencias resultantes del mismo. En tal sentido, para determinar el nivel de riesgo asociado al Concentraducto, se utilizó la metodología descrita en el código ASME B31.8S "Managing System Integrity of Gas Pipelines", para el cálculo del riesgo asociado al Concentraducto 5"/7"/8" MINERA CENTINELA:

$\text{Riesgo} = \sum PoF \times CoF$	Donde:
	PoF = Probabilidad de Falla (Sumatoria de Fallas)
	CoF = Consecuencia de Falla (Sumatoria de Consecuencia)

Se debe mencionar que el estudio de riesgo utilizado debe ser aplicado a cada segmento del Concentraducto, el mismo se encuentra explicado y desarrollado en el Anexo 1.

Para el Concentraducto 5"/7"/8" de MINERA CENTINELA se obtuvieron los siguientes resultados (Ver Cuadro 15):

	ANÁLISIS				RIESGO	CRITICIDAD
	PoF	$\sum$ PROBABILIDAD DE FALLA	CoF	$\sum$ CONSECUENCIA		
EBC - EV1	2	38	4	62	B	RIESGO MEDIO
EV1 - EV2	2	30	3	22	C	RIESGO BAJO
EV2 - EDT	3	37	2	40	B	RIESGO MEDIO

Cuadro 15: Resultados de Probabilidad de falla y consecuencia

En la Figura 24, se muestra el resultado de la evaluación del riesgo en una matriz 5x5, la misma presenta 5 niveles de probabilidad y consecuencia tales como: MUY ALTA, ALTA, MEDIA, BAJA y MUY BAJA, en el Anexo 1 se encuentra en detalle, el cálculo de los niveles de riesgo para cada segmento. La matriz de riesgo se construye de la información

proveniente de normas y de diseños anteriores y de allí se derivó los cálculos de riesgo para cada amenaza estipulada. Detalle del cálculo en Anexo 1 del presente documento. En la matriz se denota que el segmento con mayor Probabilidad de Falla (PoF) le corresponde al segmento 3 (EV2 - EDT) (S3), presentando RIESGO MEDIO; mientras que el segmento con mayor Consecuencia de Falla (CoF) le corresponde al segmento 1 (EBC - EV1) (S1), presentando RIESGO MEDIO. En la matriz se presentan los segmentos con sus respectivos niveles de criticidad Riesgo Bajo (S2), Riesgo Medio (S1) y (S3).



Figura 24: Matriz Resultados de los tres Segmentos.

5.5. Mapa de Riesgo

5.5.1. Mapa de Riesgo - Pipeline

En la siguiente Figura 25 se muestra un mapa georeferencial del Concentraducto sustraído de Google Earth, formato KMZ, denotado con los colores respectivos del nivel de riesgo asociado para cada uno de los segmentos de estudio del STC. También se puede apreciar el perfil de elevación en la Figura 26 con sus niveles de riesgo.



Figura 25: Mapa de Riesgo del Concentraducto.

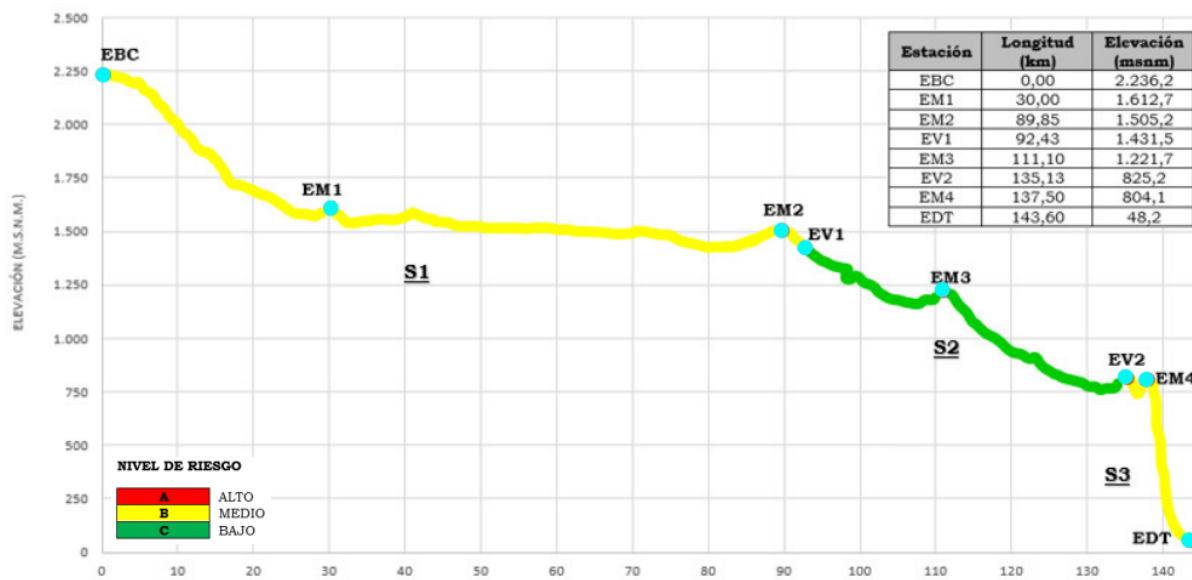


Figura 26: Perfil Longitudinal del Concentraducto.

5.5.2. Mapa de Riesgo - Estaciones

Para cada una de las estaciones de: bombeo, monitoreo, válvulas y disipadora; se realizó un mapa de riesgo en base a la metodología de la práctica recomendada API RP 581, ubicando para cada lazo de corrosión el nivel de riesgo correspondiente. Además, se asignan los sectores en los cuales se podría presentar mayor afectación a la erosión o desgaste, según práctica recomendada API RP 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”.

Es de mencionar que los planos, empleados para la denotación del nivel de riesgo, fueron suministrados por MINERA CENTINELA; los cuales son los más actualizados que poseen hasta el momento, según lo manifestado durante reuniones de coordinación de visita y avances de proyecto.

1. **Estación EM1B del STC:** En la Figura 27, se muestra un mapa riesgo para la Estación de Monitoreo 1B, denotado con los colores respectivos el nivel de riesgo para cada lazo de corrosión correspondiente. El marcaje define tanto del riesgo de la cañería como de las válvulas, según resultado de las evaluaciones.

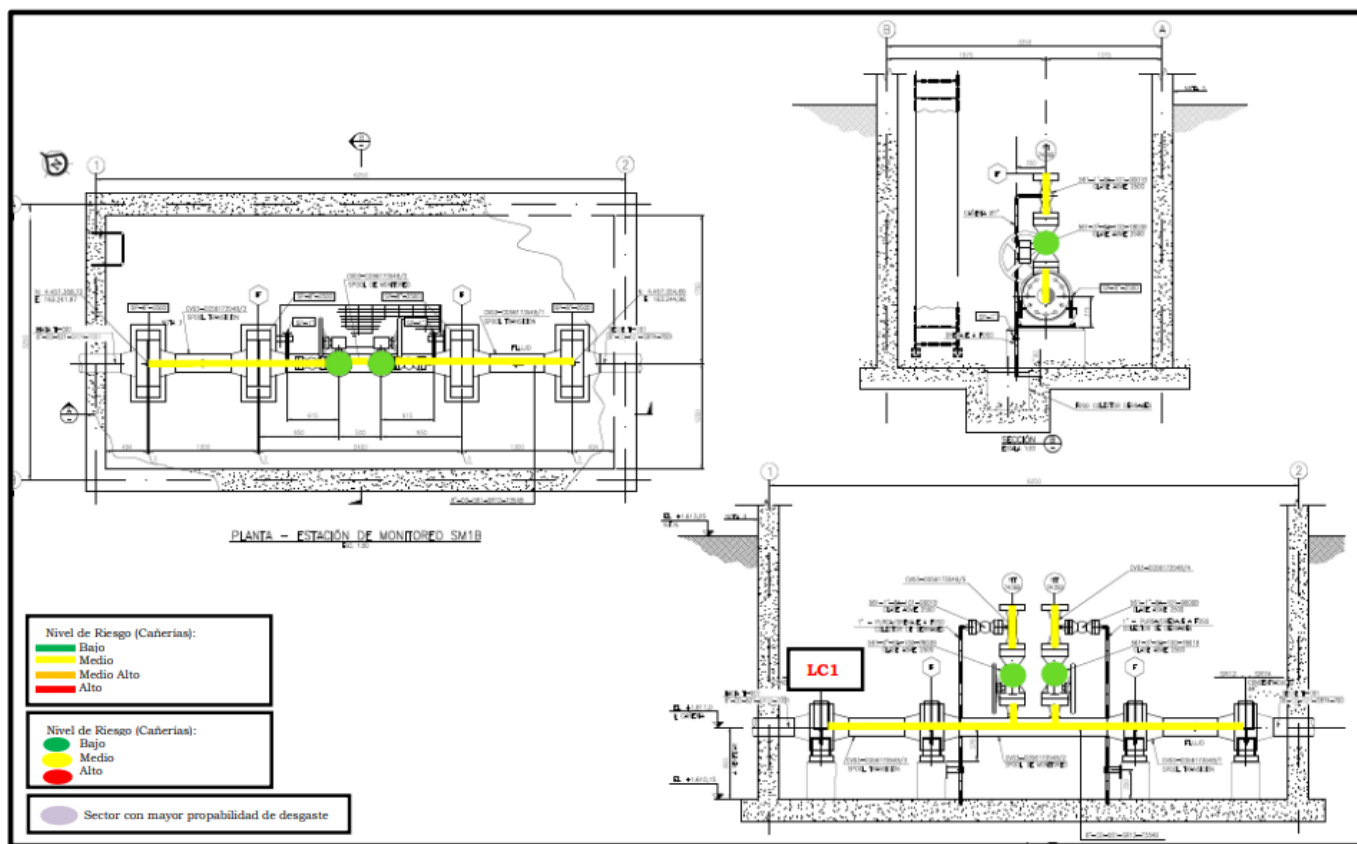


Figura 27: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EM1B.

2. **Estación EM2 del STC:** En la Figura 28, se muestra un mapa riesgo para la Estación de Monitoreo 2, denotado con los colores respectivos el nivel de riesgo para cada lazo de corrosión correspondiente. El marcaje define tanto del riesgo de la cañería como de las válvulas, según resultado de las evaluaciones.

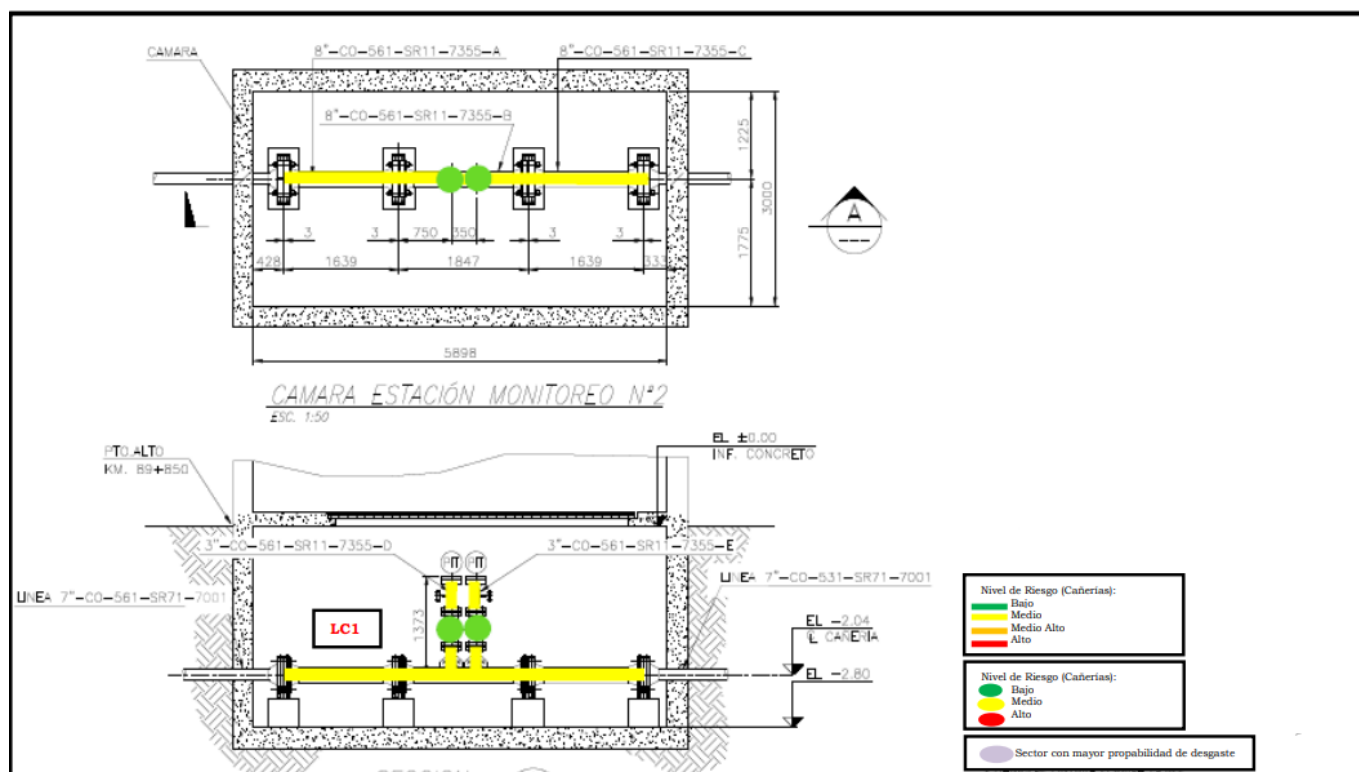


Figura 28: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EM2.

3. **Estación EM3 del STC:** En la Figura 29, se muestra un mapa riesgo para la Estación de Monitoreo 3, denotado con los colores respectivos el nivel de riesgo para cada lazo de corrosión correspondiente. El marcaje define tanto del riesgo de la cañería como de las válvulas, según resultado de las evaluaciones.

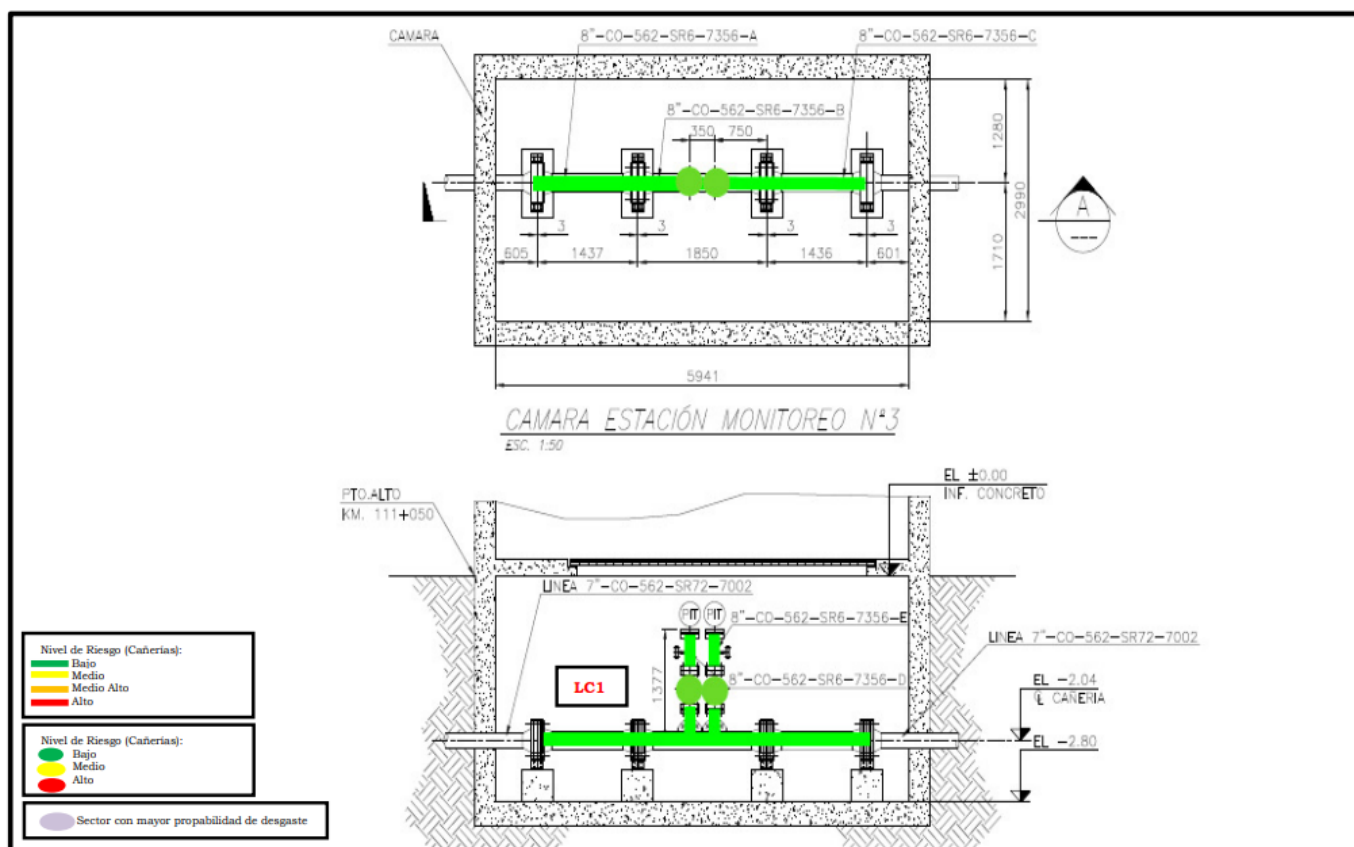


Figura 29: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EM3.

4. **Estación EM4 del STC:** En la Figura 30, se muestra un mapa riesgo para la Estación de Monitoreo 4, denotado con los colores respectivos el nivel de riesgo para cada lazo de corrosión correspondiente. El marcaje define tanto del riesgo de la cañería como de las válvulas, según resultado de las evaluaciones.

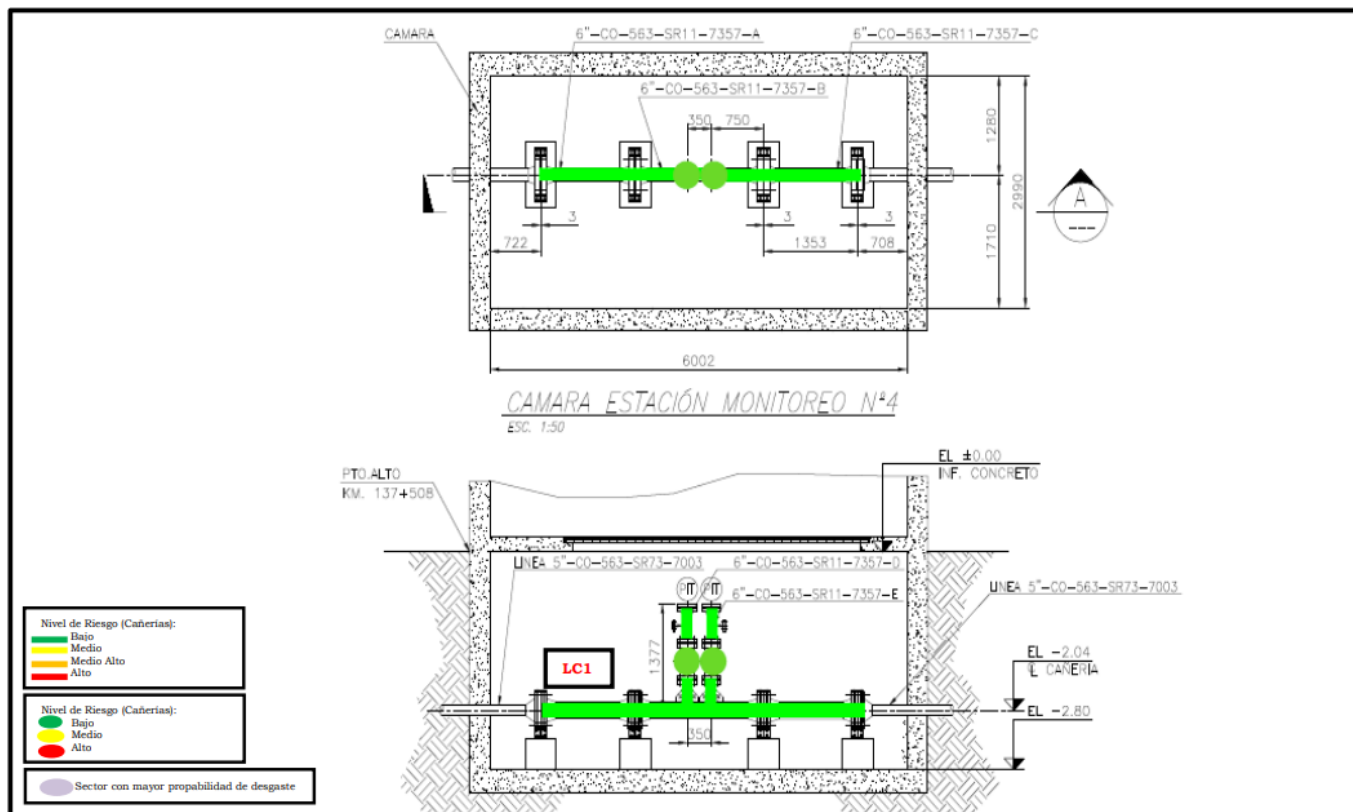


Figura 30: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EM4.

5. **Estación EV1 del STC:** En la Figura 31 y Figura 32, se muestra un mapa riesgo para la Estación de Válvulas 1, en vista de planta y formato P&ID, denotado con los colores respectivos el nivel de riesgo para cada lazo de corrosión correspondiente. El marcaje define tanto del riesgo de la cañería como de las válvulas, según resultado de las evaluaciones.

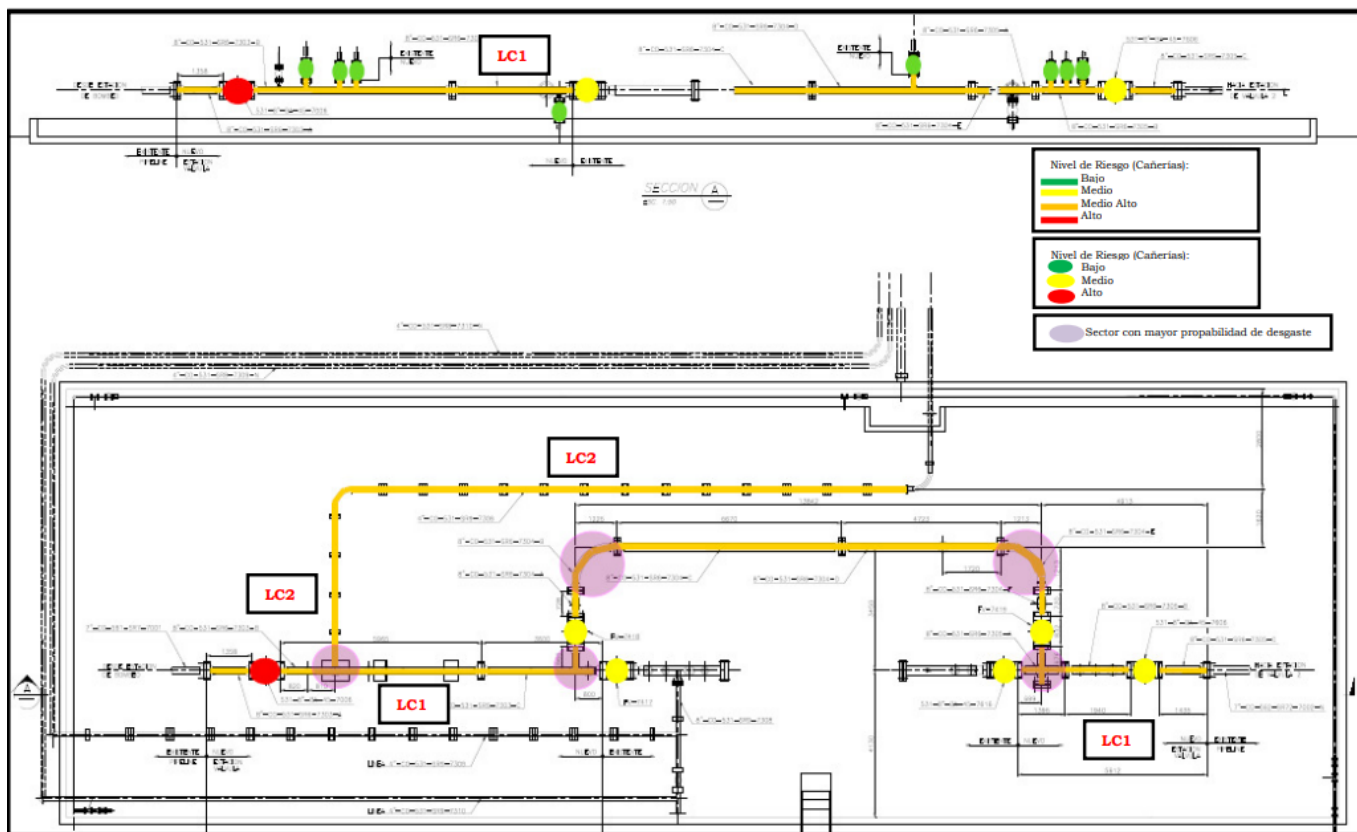
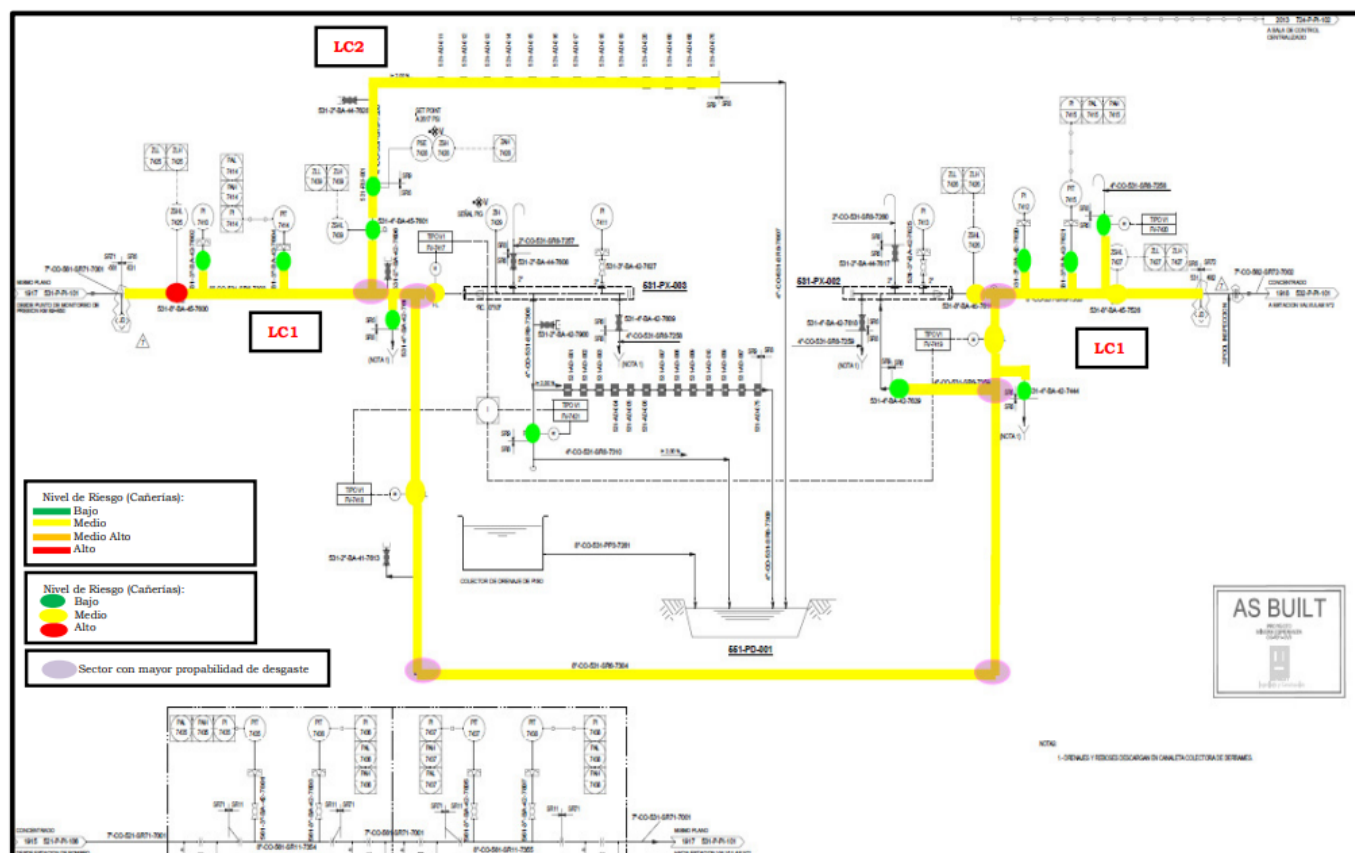


Figura 31: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EV1 (plano).



6. **Estación EV2 del STC:** En la Figura 33 y Figura 34, se muestra un mapa riesgo para la Estación de Válvulas 2, en vista de planta y formato P&ID, denotado con los colores respectivos el nivel de riesgo para cada lazo de corrosión correspondiente. El marcaje define tanto del riesgo de la cañería como de las válvulas, según resultado de las evaluaciones.

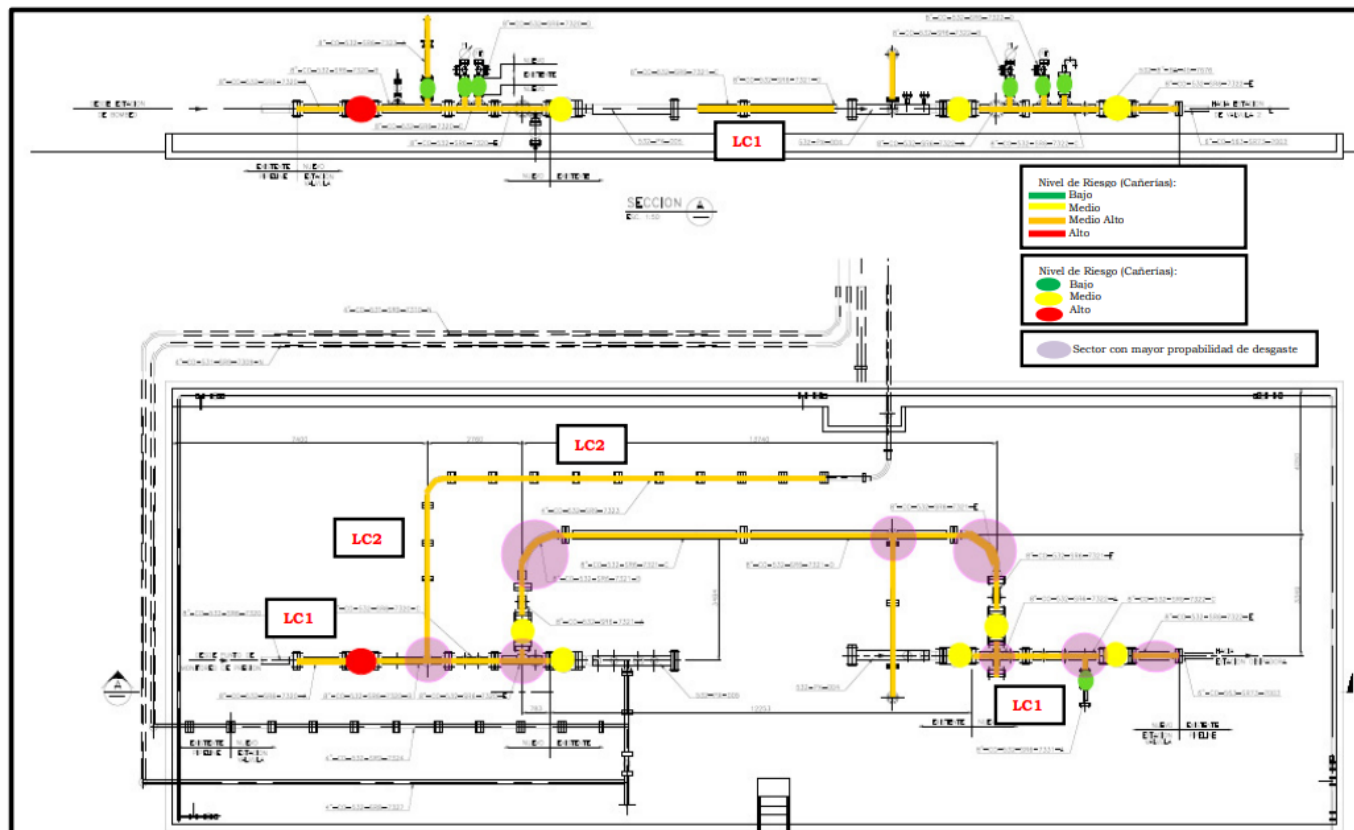


Figura 33: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EV2 (plano).

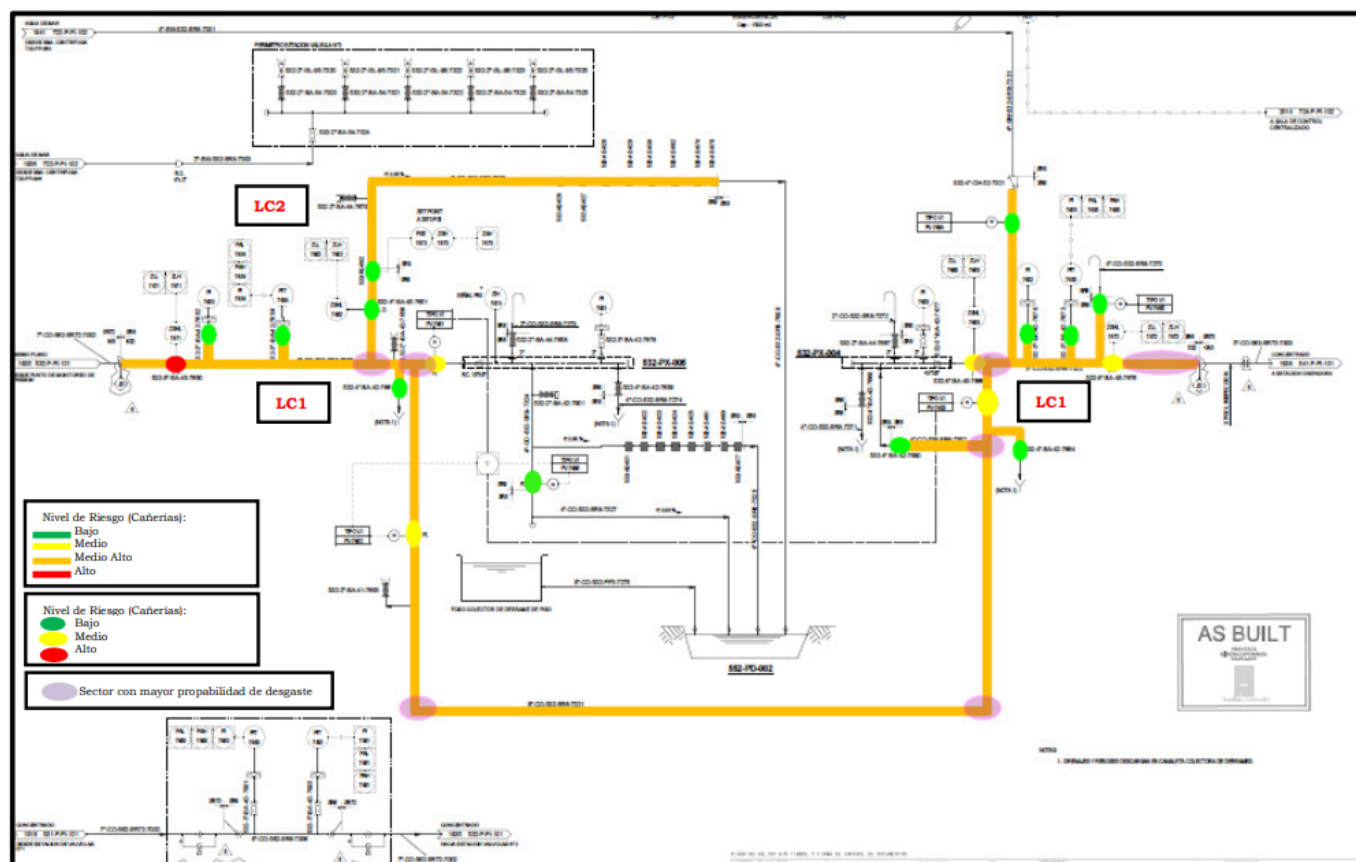


Figura 34: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EV2.

7. **Estación EBC del STC:** En la Figura 35 y Figura 36, se muestra un mapa riesgo para la Estación de Bombeo de Concentrado, en vista de planta y formato P&ID, denotado con los colores respectivos el nivel de riesgo para cada lazo de corrosión correspondiente. El marcaje define tanto del riesgo de la cañería como de las válvulas, según resultado de las evaluaciones.

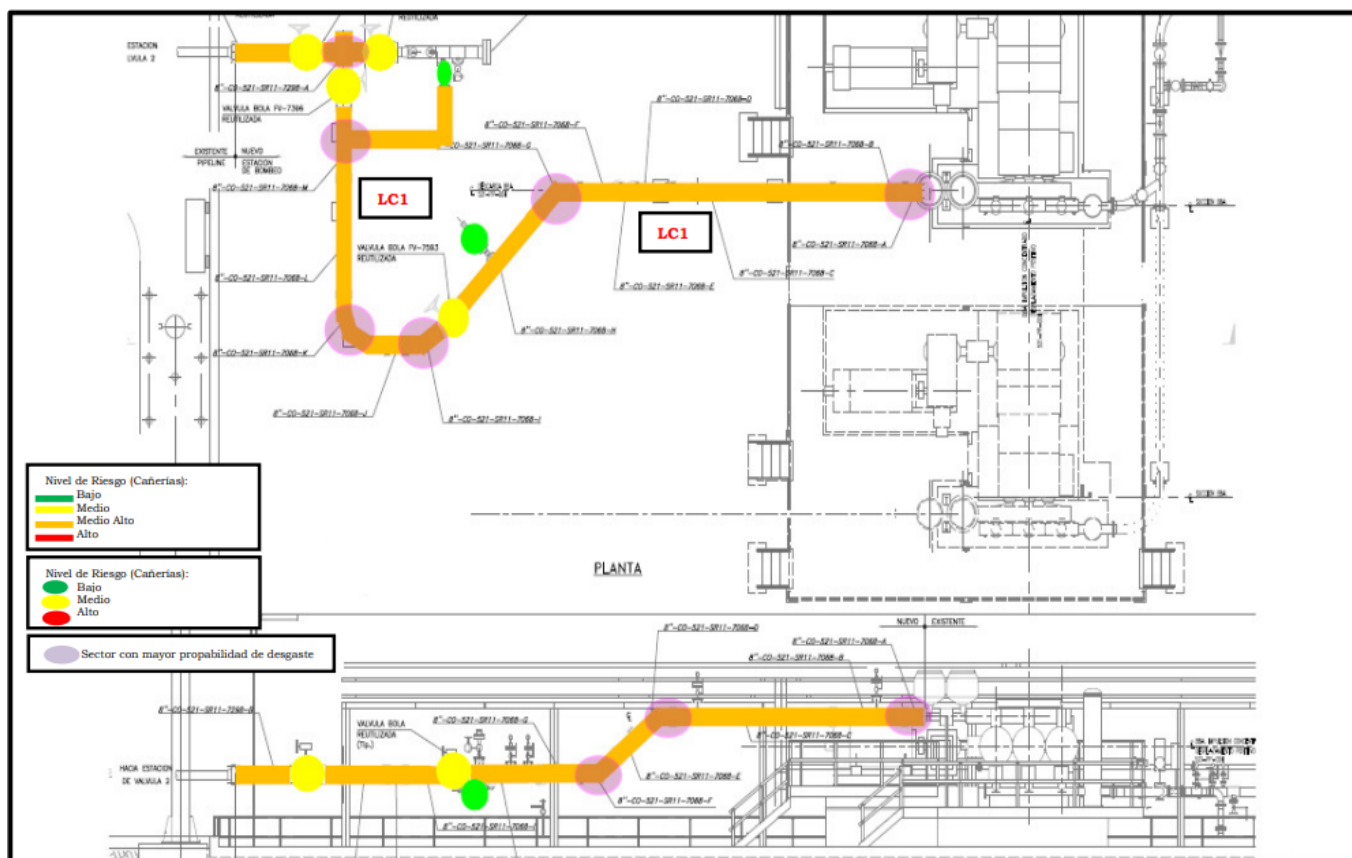


Figura 35: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EBC (plano).

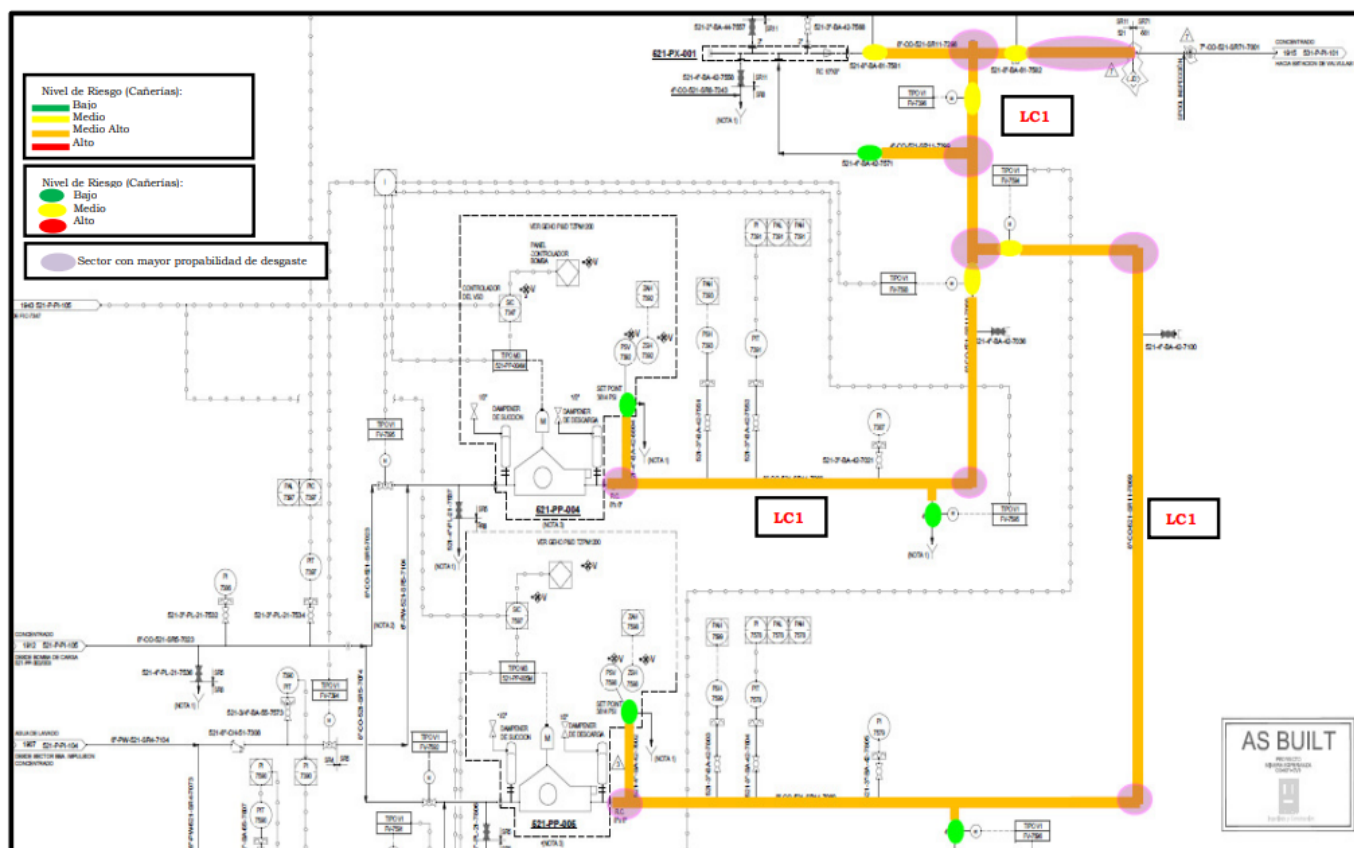


Figura 36: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EBC.

8. **Estación EDT del STC:** En la Figura 37 y Figura 38, se muestra un mapa riesgo para la Estación Disipadora Terminal, en vista de planta y formato P&ID, denotado con los colores respectivos el nivel de riesgo para cada lazo de corrosión correspondiente. El marcaje define tanto del riesgo de la cañería como de las válvulas, según resultado de las evaluaciones.

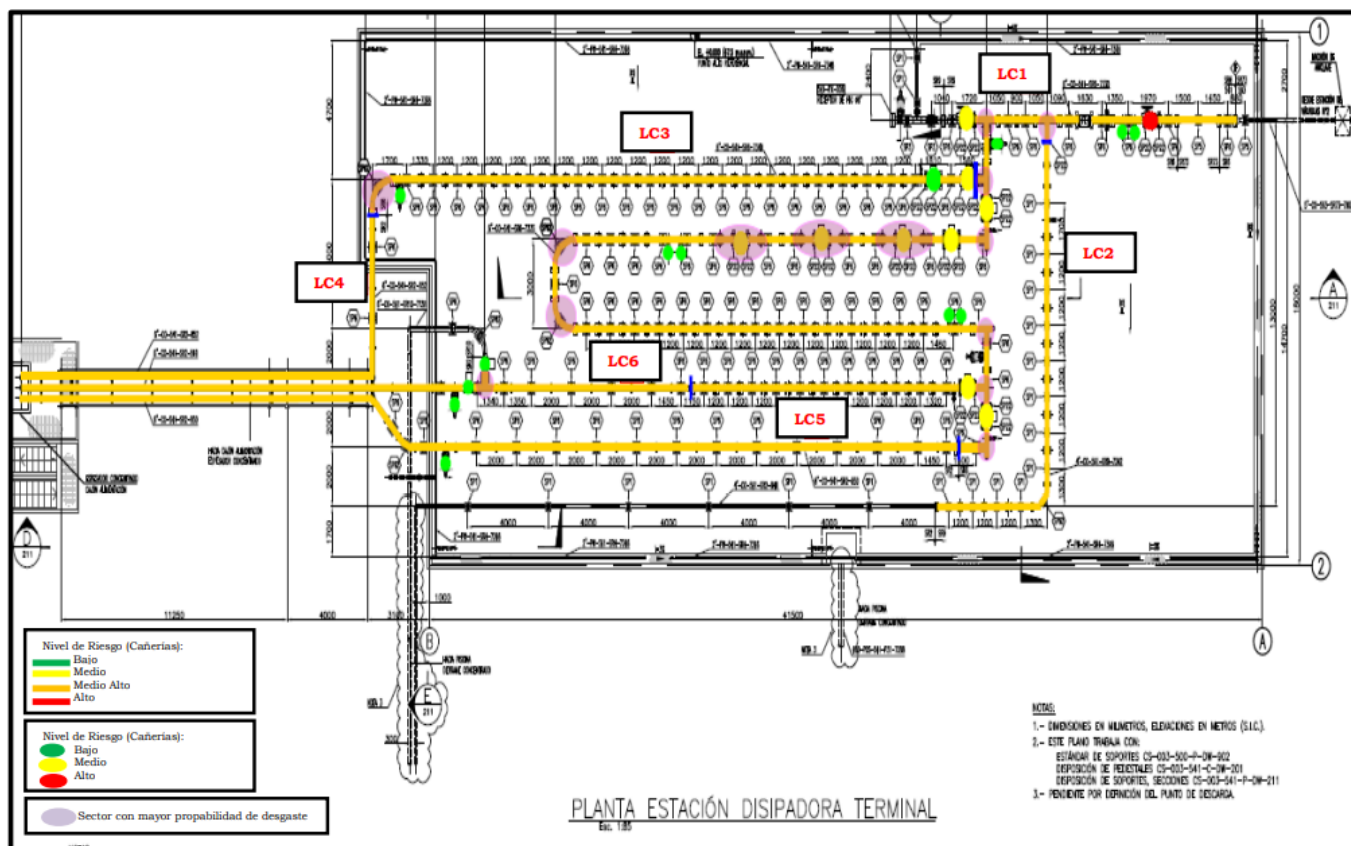


Figura 37: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EDT (plano).

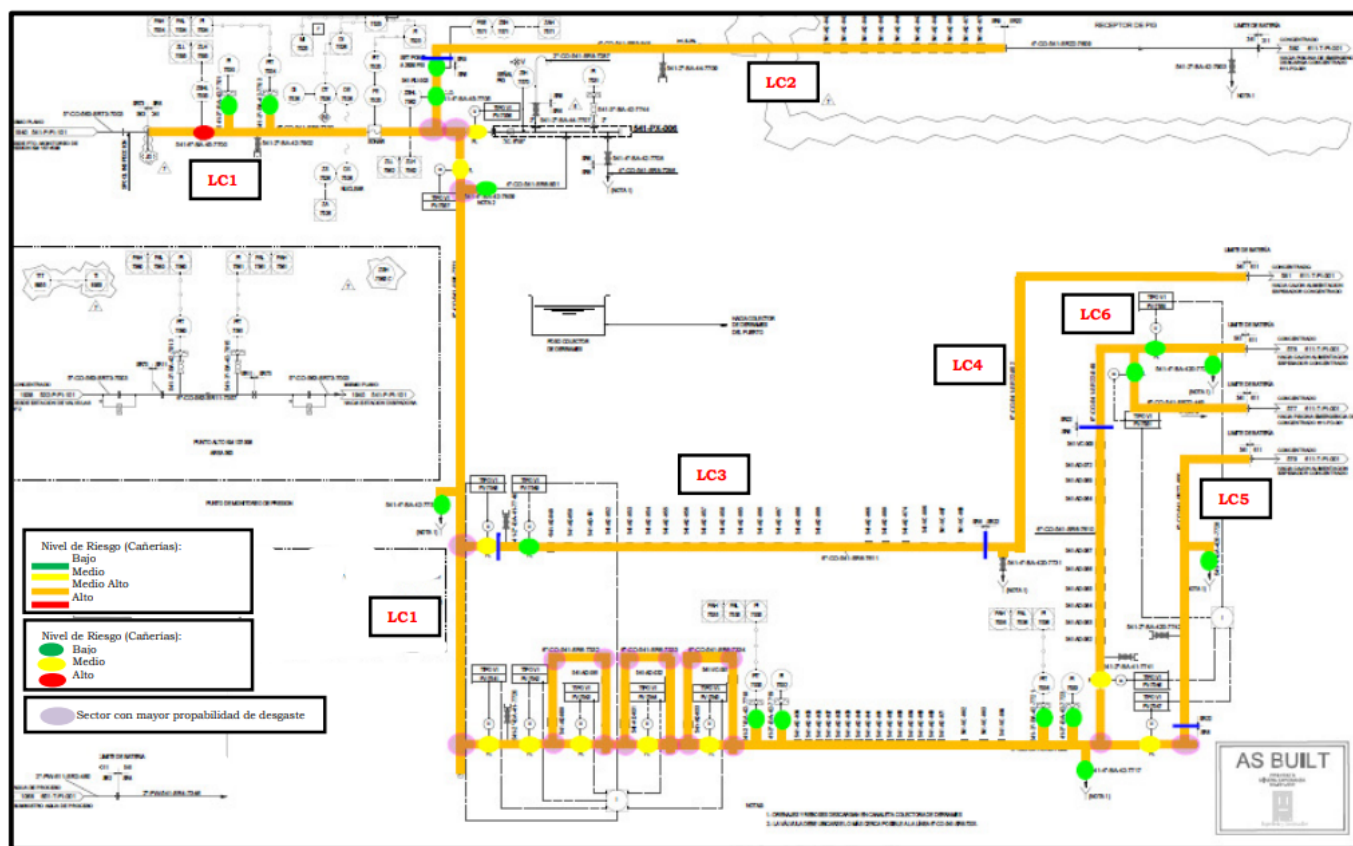


Figura 38: Mapa de Riesgo Asociado a la Estación EDT.

6. Análisis de Criticidad de las Estaciones del STC

El análisis de criticidad permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de optimizar el proceso de asignación de recursos (económicos, humanos y técnicos). Las técnicas de análisis de criticidad cualitativo muy utilizado en el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), es el proceso de jerarquización de sistemas basado en matrices de criticidad, que consideran dentro del análisis la evaluación del factor “Riesgo”. Este método integra el análisis de la probabilidad (frecuencia) de que se produzca una falla y las consecuencias (nivel de severidad) que puede traer la falla a los sistemas a evaluar.

Las estaciones por evaluar para el STC son las siguientes:

- Estación de Bombeo EBC.
- Estación de Monitoreo 1 EM1 (km 30).
- Estación de Monitoreo 2 EM2 (km 89,9).
- Estación de Válvulas 1 EV1 (km 92,4).
- Estación de Monitoreo 3 EM3 (km 111,1).
- Estación de Válvulas 2 EV2 (km 135,1).
- Estación de Monitoreo 4 EM4 (km 137,5).
- Estación Disipadora Terminal EDT (km 143,6).

6.1. Descripción de la Metodología de Criticidad

Para realizar un análisis de criticidad debe considerarse los siguientes aspectos:

- Definir un objetivo y alcance del análisis de criticidad.
- Establecer criterios de evaluación.
- Seleccionar o desarrollar métodos de evaluación para priorizar los equipos o activos seleccionados.

6.2. Recopilación de Datos

La información requerida para los análisis de criticidad para las estaciones del STC, se presentan a continuación (ver Tabla 16):

Estación	Código	Ubicación (km)	Elevación (msnm)
Estación de Bombeo Concentrado	EBC	0	2236,2
Estación de Monitoreo 1	EM1B	30,0	1612,7
Estación de Monitoreo 2	EM2	89,9	1505,2
Estación de Válvulas 1	EV1	92,5	1431,1
Estación de Monitoreo 3	EM3	111,1	1221,7
Estación de Válvula 2	EV2	135,1	825,2
Estación de Monitoreo 4	EM4	137,5	804,1
Estación Disipadora Terminal	EDT	143,6	48,2

Cuadro 16: Ubicación de las Estaciones.

6.2.1. Tasa de Corrosión y Desgaste

Para efectos del presente análisis se estimó una tasa de corrosión atmosférica de 0,0254 mm/año (1 milésims de pulgadas al año(mpy)) para las estaciones EM1B, EM2, EM3, EM4 y EV1; para EV2 y EBC se estimó una tasa de 0,127 mm/año (5 mpy) y para EDT una tasa de corrosión de 0,254 mm/año (10 mpy). Datos obtenidos por la API RP 581, Tabla 15.2 “*Corrosion Rates for Calculation of the DF-External Corrosion*”.

Se deben inspeccionar los espesores de la cañería en forma periódica, durante toda la vida útil del STC; con la finalidad de establecer y estimar tasas de corrosión y desgaste reales para cada estación, en función del mecanismo de degradación al cual se encuentra expuesto.

6.2.2. Estación Bombeo Concentrado (EBC)

El actual STC de MINERA CENTINELA cuenta con una Estación de Bombeo (EBC) ubicada en las instalaciones de la Planta Concentradora en la mina, a una elevación de 2.236,2 metros sobre el nivel del mar (msnm), compuesta por (2) estanques de almacenamiento, (2) bombas centrífugas de carga, (2) filtros ubicados después de las bombas de carga y (2) bombas de desplazamiento positivo (una operando, más otra en stand-by) con un motor de 750 kW y una capacidad de diseño de 105 [m^3/h] a una presión máxima de descarga de 3.300 psi, todos fuera del alcance de esta evaluación, la cual considera solo las cañerías de descarga de las bombas de desplazamiento positivo hacia el pipeline.

La estación también cuenta con un cabezal de lanzamiento para pig de limpieza.

La Figura 39, esquematiza a grandes rasgos la estación de bombeo EBC, considerando el límite de batería del proyecto.

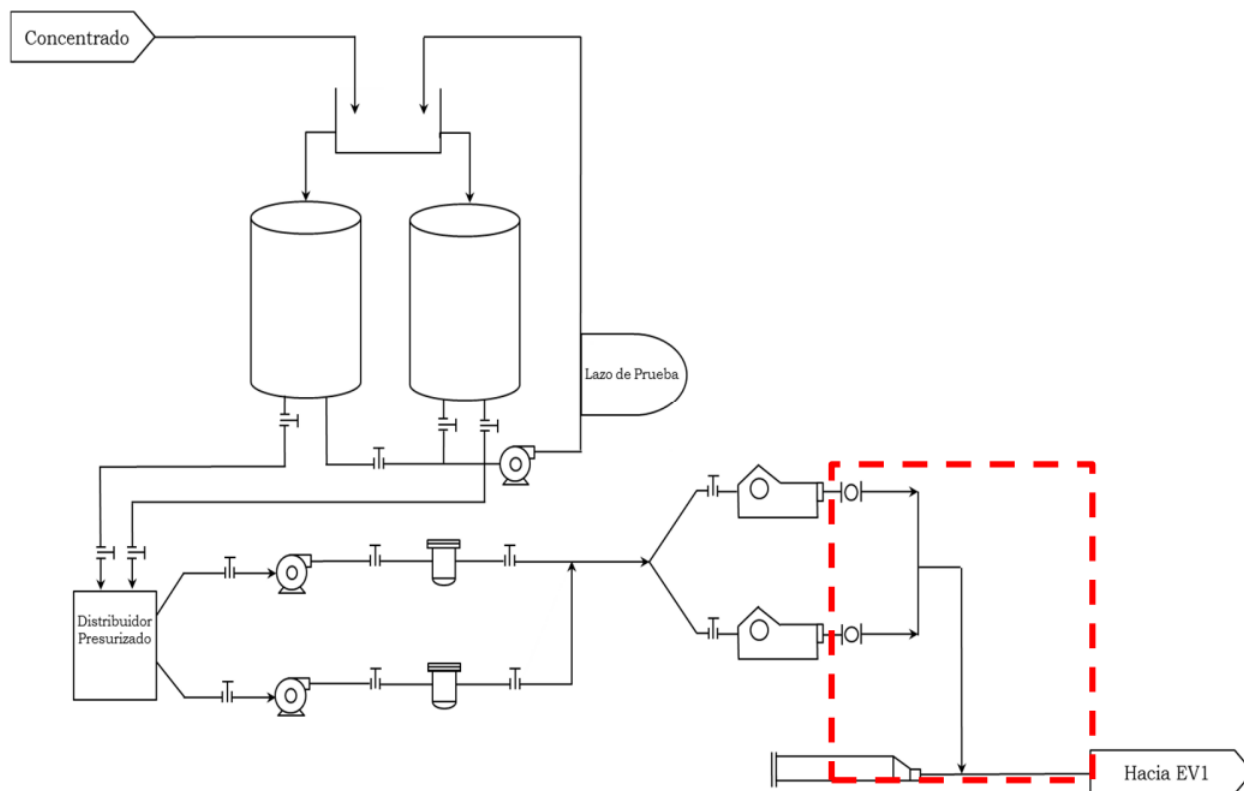


Figura 39: Esquema Sección Análisis Estación de Bombeo EBC

6.2.3. Estación de Válvulas EV1

La estación de válvulas EV1 tiene por objetivo efectuar el cierre de la estación durante la secuencia de detención del STC.

Esta estación es clase ASME 1500 y se compone de válvulas actuadas (aislamiento, sello y desgaste), manómetros redundantes (entrada y salida), líneas de drenaje y emergencia (provista de un disco de ruptura) con descarga a piscina de emergencia, cabezal de recepción y lanzamiento para pig de limpieza.

La Figura 40, esquematiza a grandes rasgos la estación de válvulas EV1.

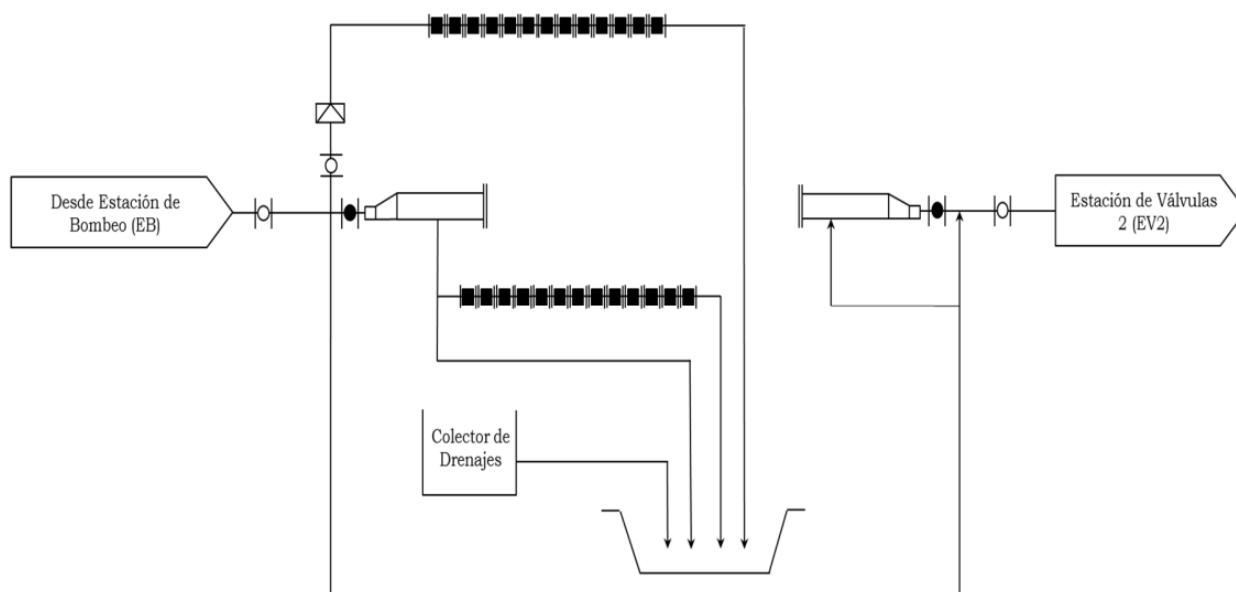


Figura 40: Esquema General Estación de Válvulas EV1.

La estación de válvulas EV1 cuenta además con medidores/transmisores de presión en su entrada y salida, de manera de monitorear las presiones en operación y cuando el sistema se encuentra cerrado (presión estática), de manera de identificar fugas en el sistema.

6.2.4. Estación de Monitoreo EM1B

La Estación de Monitoreo de presión EM1B está ubicada en un punto alto del trazado, donde pudiese ocurrir un evento de corte de columna en condición no presurizada, cumpliendo el objetivo de indicar las presiones del sistema en ese punto en particular.

La estación está diseñada de material API 5L X65, de diámetro nominal de 8" (con liner), clase ASME 2500, con spool de transición. Se compone de manómetros redundantes para medición y registro de presiones.

La Figura 41, esquematiza a grandes rasgos la estación de monitoreo EM1B.

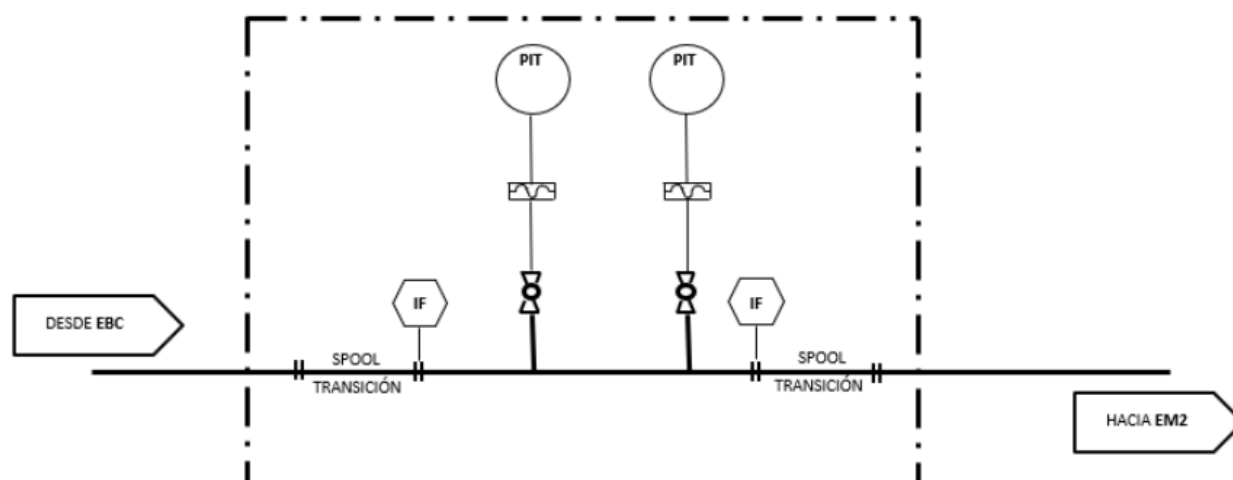


Figura 41: Esquema General Estación de Monitoreo EM1B.

6.2.5. Estación de Monitoreo EM2

La Estación de Monitoreo de presión EM2 está ubicada en un punto alto del trazado, donde pudiese ocurrir un evento de corte de columna en condición no presurizada, cumpliendo el objetivo de indicar las presiones del sistema en ese punto en particular.

La estación está diseñada de material ASTM A53 Gr. B, de diámetro nominal de 8" (con liner), clase ASME 1500, con spool de transición; según planos suministrados. Se componen de manómetros redundantes para medición y registro de presiones.

La Figura 42, esquematiza a grandes rasgos la estación de monitoreo EM2.

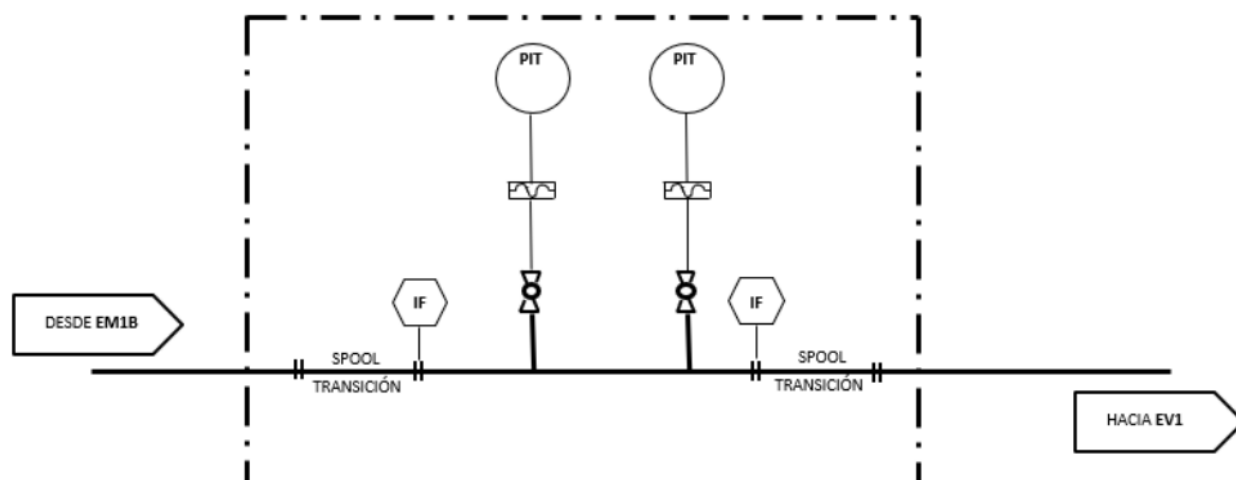


Figura 42: Esquema General Estación de Monitoreo EM2.

6.2.6. Estación de Válvulas EV2

La estación EV2, al igual que la EV1, funciona como estación de corte durante las secuencias de detención del sistema.

Esta estación es clase ASME 1500 y se compone de válvulas actuadas (aislación, sello, y desgaste), manómetros redundantes (entrada y salida), líneas de drenaje y emergencia (esta última línea provista de un disco de ruptura) con descarga a la piscina de emergencia, y cabezal de recepción y lanzamiento para pig de limpieza.

La Figura 43, esquematiza a grandes rasgos la estación de válvulas EV2.

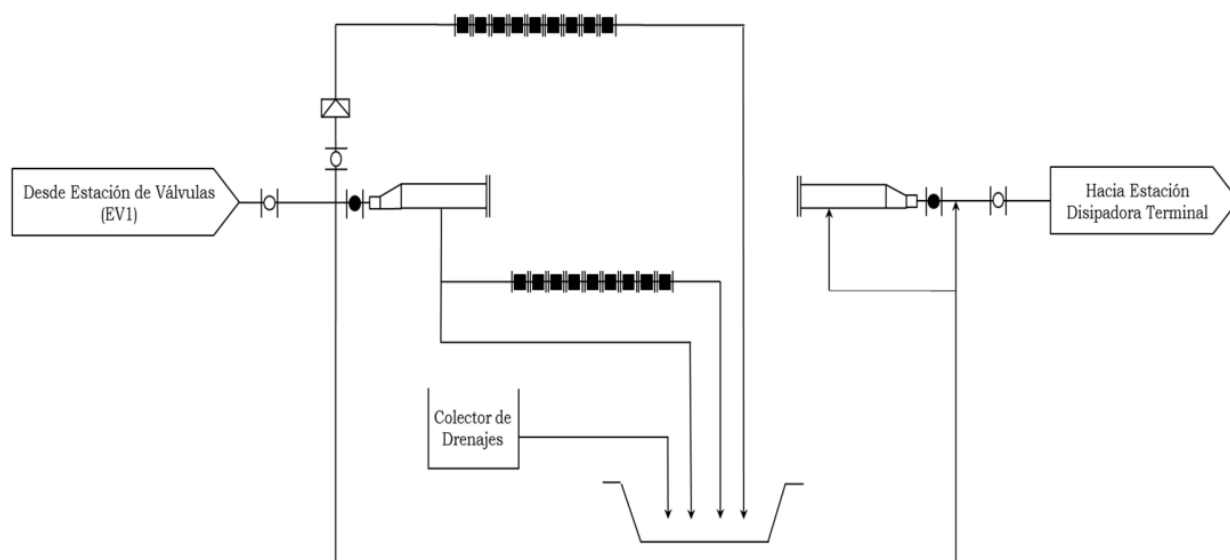


Figura 43: Esquema General Estación de Válvulas EV2.

La estación de válvulas EV2 cuenta además con medidores/transmisores de presión en su entrada y salida, de manera de monitorear las presiones en operación y cuando el sistema se encuentra cerrado (presión estática).

6.2.7. Estación de Monitoreo EM3

La Estación de Monitoreo de presión EM3 está ubicada en un punto alto del trazado, donde pudiese ocurrir un evento de corte de columna en condición no presurizada, cumpliendo el objetivo de indicar las presiones del sistema en ese punto en particular.

La estación está diseñada de material ASTM A53 Gr. B, de diámetro nominal de 8" (con liner), clase ASME 1500, sin spool de transición; según planos suministrados. Se componen de manómetros redundantes para medición y registro de presiones.

La Figura 44, esquematiza a grandes rasgos la estación de monitoreo EM3.

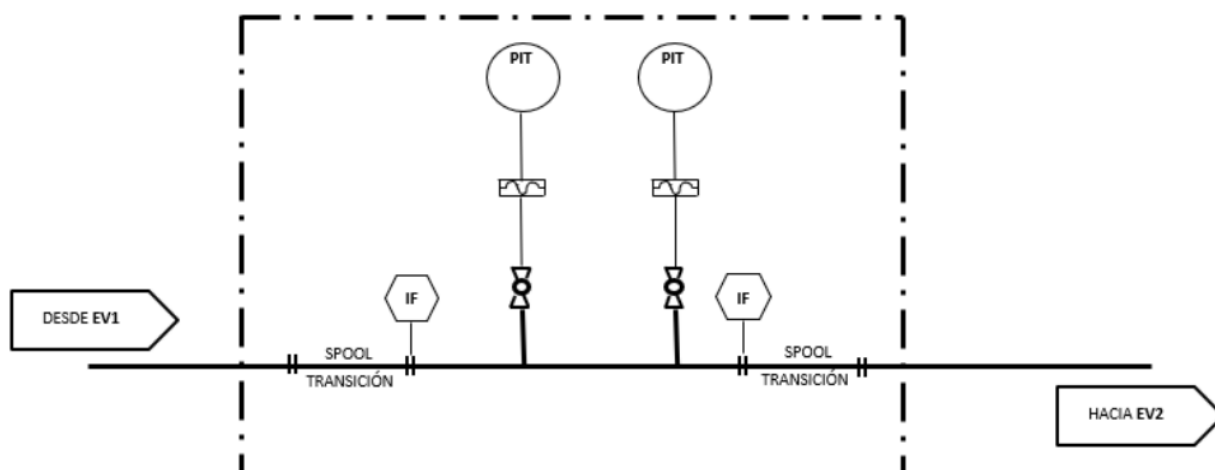


Figura 44: Esquema General Estación de Monitoreo EM3.

6.2.8. Estación de Monitoreo EM4

La Estación de Monitoreo de presión EM4 está ubicada en un punto alto del trazado, donde pudiese ocurrir un evento de corte de columna en condición no presurizada, cumpliendo el objetivo de indicar las presiones del sistema en ese punto en particular.

La estación está diseñada de material ASTM A53 Gr. B, de diámetro nominal de 6" (con liner), clase ASME 1500, sin spool de transición; según planos suministrados. Se componen de manómetros redundantes para medición y registro de presiones.

La Figura 45, esquematiza a grandes rasgos la estación de monitoreo EM4.

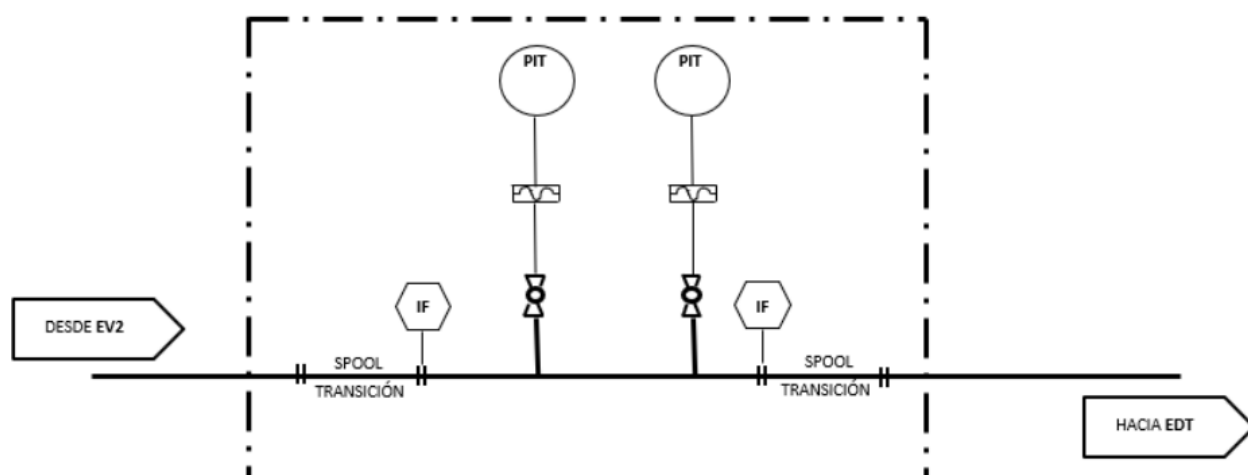


Figura 45: Esquema General Estación de Monitoreo EM4.

6.2.9. Estación Disipadora Terminal

La Estación Disipadora Terminal (EDT) permite disipar la energía al término del trazado del Concentraducto, para lo cual está equipada con anillos cerámicos disipadores. El diseño de la EDT incorpora tres ramas de operación normal en cañería de 6", además de una rama de emergencia de 4".

La Estación Terminal es única en el sistema y cumple las funciones de disipar energía (presión) y de cerrar el Concentraducto, al igual que una estación de válvulas disipadoras y de dirigir el Concentraducto hacia los puntos de almacenamiento.

En esta estación se registra el caudal de llegada y la densidad del concentrado necesario para las tareas de filtrado y detección de batch de agua.

La estación es de clase ASME 1500 y cuenta con un área de válvulas (cañerías, válvulas, anillos disipadores e instrumentación de medición) con las mismas funciones que en la estación de válvulas, y una piscina de emergencia.

La Figura 46, esquematiza a grandes rasgos la Estación Disipadora Terminal (EDT).

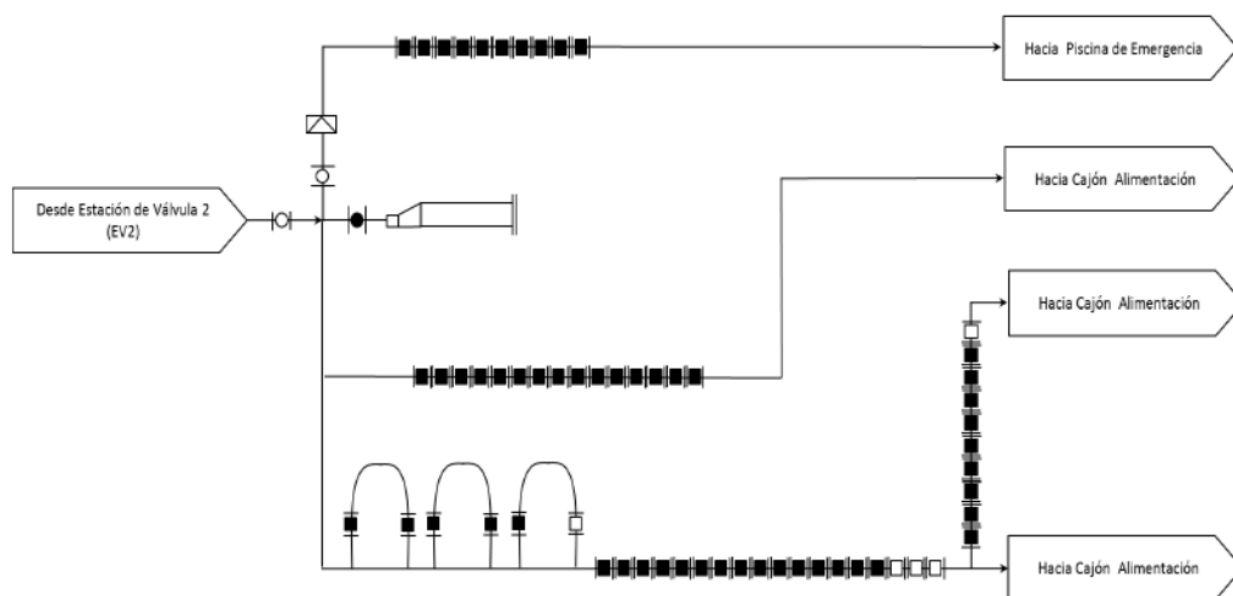


Figura 46: Esquema General Estación Disipadora Terminal EDT.

El cuadro 17, presenta un resumen de las cantidades de anillos y vacancias en cada línea de la estación EDT.

Estación	Clase ASME	Línea Operación Normal			Línea Mantención		Cantidad Vacancias Línea de Drenaje
		Cantidad Anillos Variables (Loops)	Cantidad Anillos Fijos	Cantidad Vacancias	Cantidad Anillos Fijos	Cantidad Vacancias	
EDT	1500	5 (3)	15	6	18	0	0

Cuadro 17: Resumen Anillos Cerámicos y Vacancias en EDT.

6.2.10. Dispositivos de Seguridad

En la estación de bombeo EBC se cuenta con dispositivos de seguridad para alivio de presiones (válvulas de alivio) para proteger los equipos. La relación de presiones de seteo de estos dispositivos se presenta en la Figura 47:

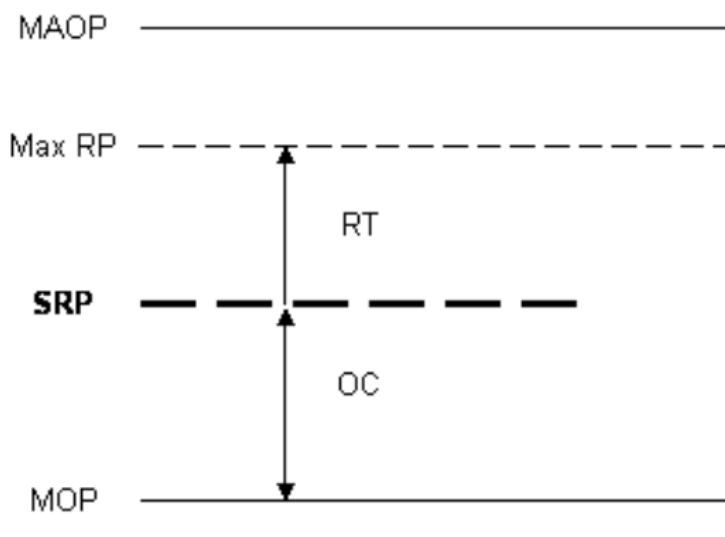


Figura 47: Relación de Presiones de Alivio en Estación de Bombeo.

Donde:

MOP (kPa): Máxima presión de operación normal (*Maximum Operation Pressure*).

MAOP (kPa): Máxima presión de operación admisible (*Maximum Allowable Operation Pressure*), de acuerdo con el código ASME B31.11, actualmente ASME B31.4.

OC: Holgura operacional (*Operational Clearance*). Es la relación que existe entre la MOP y la mínima presión de activación de la válvula de alivio.

SRP: Presión de activación estampada en válvulas de alivio (*Specified Relief Pressure*).

R.T.: Máxima sobrepresión en válvulas de alivio.

Max R.P.: Máxima presión de alivio en válvulas de alivio (*Maximum Relief Pressure*).

6.2.11. Discos de Ruptura

Las estaciones de válvulas EV1, EV2 y la estación disipadora EDT cuentan con una línea de emergencia provista de disco de ruptura, para proteger al sistema en caso de emergencia por aumento de presiones eventuales o por operaciones inadecuadas. Su descarga es dirigida a la piscina de emergencia de la estación.

La presión de ruptura de los discos instalados en las estaciones ha sido definida de acuerdo con la relación de presiones presentada en la Figura 48:

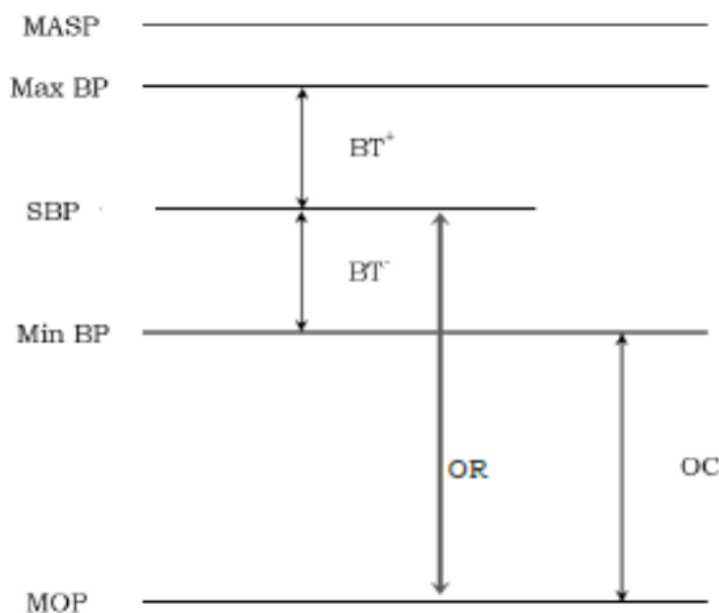


Figura 48: Esquema Dimensionamiento de Discos de Ruptura.

Donde:

MinBP (kPa): Mínima Presión de Ruptura (*Minimum Burst Pressure*). Presión mínima requerida por el sistema para la ruptura del disco. Esta presión deberá ser garantizada por el proveedor.

MaxBP (kPa): Máxima Presión de Ruptura (*Maximum Burst Pressure*). Presión máxima requerida por el sistema para la ruptura del disco. Esta presión deberá ser garantizada por el proveedor.

SBP (kPa): Presión de Seteo del Disco (*Specified Burst Pressure*). Presión de seteo estampada en el dispositivo. El valor se debe encontrar dentro del rango de tolerancia de manufactura.

BT: Tolerancia de Ruptura (*Burst Tolerance*). Rango porcentual, tomado con respecto a SBP, dentro del cual se garantiza un 100 % de probabilidad de ruptura del disco. **Esta tolerancia es de $\pm 5\%$ (estándar).**

MOP (kPa): Máxima Presión de Operación Normal (*Maximum Operating Pressure*).

OR: Razón de operación (*Operating Ratio*). Corresponde a la máxima presión de operación (MOP) y el seteo del disco (SBP). Por criterio, no puede ser mayor que el 80 % en un disco convencional.

OC: Holgura operacional (*Operational Clearance*).

MASP (kPa): Máxima presión admisible para fenómenos transientes (*Maximum Allowable Surge Pressure*).

La línea de drenaje y línea de descarga del disco de ruptura (emergencia) de las estaciones de válvulas, válvulas/disipadoras y terminal/disipadora no poseen revestimiento interno.

Estación	Tipo	Presión (kPa) Set Point
EBC	Válvula de Alivio	26.297
EV1	Disco de Ruptura	17.927
EV2	Disco de Ruptura	14.272
EDT	Disco de Ruptura	19.512

Cuadro 18: Presiones de Seteo Dispositivos de Seguridad.

6.3. Selección de Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad

Dentro del presente estudio se definirán y seleccionarán los activos para evaluación de riesgo y criticidad de los sistemas, instalaciones y equipos que componen el STC, en función a las necesidades de jerarquización de los activos. Por la general, la jerarquización de los activos se realiza de manera cualitativa, basándose en la experiencia y en el recurso humano.

Para efectos del análisis, se tomará en consideración los activos (cañerías, válvulas y discos de ruptura) involucrados en la línea principal o sus derivaciones de 5"/7"/8", tal y como se indica en la sistematización del documento, excluyendo del alcance las válvulas menores o iguales a 2".

Estación de Bombeo EBC: Ver Figura 49.

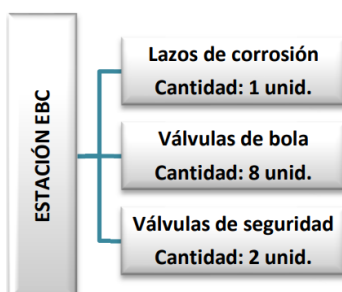


Figura 49: Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EBC.

Estación de Válvula EV1: Ver Figura 50.

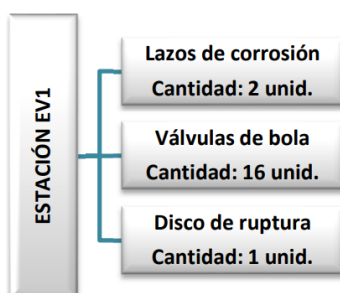


Figura 50: Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EV1.

Estación de Válvula EV2: Ver Figura 51.

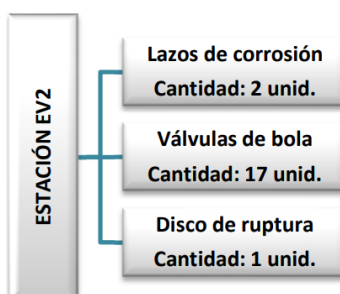


Figura 51: Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EV2.

Estación de Monitoreo EM1B: Ver Figura 52.

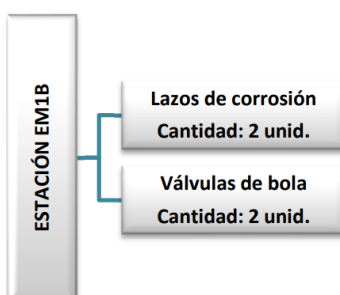


Figura 52: Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EM1B.

Estación de Monitoreo EM2: Ver Figura 53.

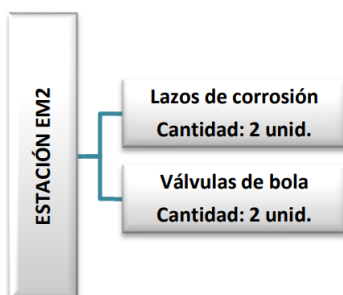


Figura 53: Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EM2.

Estación de Monitoreo EM3: Ver Figura 54.

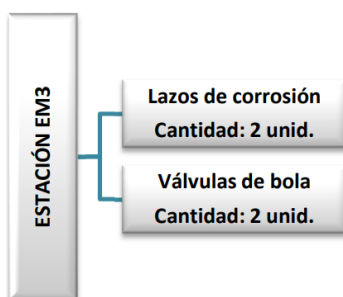


Figura 54: Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EM3.

Estación de Monitoreo EM4: Ver Figura 55.

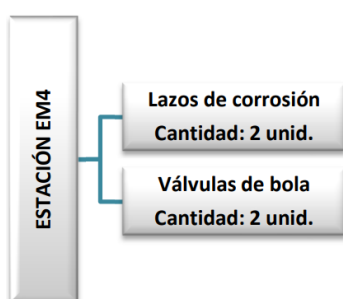


Figura 55: Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EM4.

Estación de Válvula EDT: Ver Figura 56.

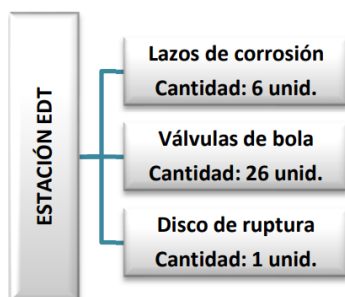


Figura 56: Activos para Análisis de Riesgo y Criticidad en EDT.

6.3.1. Criterios de Frecuencia de Falla e Impacto

Los criterios utilizados para el análisis de criticidad de las estaciones del STC son las siguientes:

- Seguridad
- Ambiente
- Producción
- Costos (Operación y Mantenimiento)
- Frecuencia de Falla

La metodología de evaluación del análisis de criticidad es basada en el concepto del riesgo, la misma permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de optimizar el proceso de asignación de recursos (económicos, humanos y técnicos).

$$\text{Riesgo (Criticidad)} = \text{FF} \times \text{C}$$

Donde:

FF = Frecuencia de Falla (número de fallas en un tiempo determinado).

C = Consecuencia = (Impacto operacional x flexibilidad) + (impacto medio ambiente) + (Impacto de producción y/o costo asociado a las actividades de mantenimiento).

A continuación, se presentan los factores ponderados diseñados para el proceso de jerarquización de los factores de frecuencia y consecuencias de fallos:

1. Frecuencia de Falla (FF)

La valoración de las frecuencias de falla de los diferentes equipos se realizará en función al Cuadro 19.

Ponderación	Clasificación	Frecuencia de Falla
5	Muy Mala	Mayor a 4 Fallas / Año
4	Mala	3 - 4 Fallas / Año
3	Media	2 - 3 Fallas / Año
2	Buena	1 -2 Fallas / Año
1	Muy Buena	Menos de 1 Falla / Año

Cuadro 19: Criterios de Frecuencia de Fallas.

2. Consecuencia (C) Los criterios de consecuencia para el estudio se establecieron de la siguiente manera:

Ponderación	Clasificación	Sumatorias Variables de Consecuencias
1	Muy Baja	0 - 20
2	Baja	20 - 40
3	Media	40 - 60
4	Alta	60 - 80
5	Muy Alta	80 - 100

Cuadro 20: Criterios de Consecuencia.

3. Seguridad-Higiene-Ambiente (HSE)

La valoración de la Seguridad-Higiene-Ambiente de los diferentes equipos se realizará en función al Cuadro 21.

Ponderación	Clasificación	Seguridad - Higiene - Ambiente
10	Evento Catastrófico	Afecta la seguridad humana y requiere la notificación a entes externos de la organización
7	Evento Genera	Afecta el ambiente / instalaciones
5	Evento Genera	Afecta las instalaciones causando daños severos
3	Evento Genera	Provoca daños menores (ambiente - seguridad)
1	No Genera	No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o al ambiente

Cuadro 21: Criterios de Seguridad - Higiene - Ambiente.

4. Costo de Mantenimiento (CM)

La valoración del impacto del costo de mantenimiento de los diferentes equipos se realizará en función al Cuadro 22.

Ponderación	Costos de Mantenimiento
10	Costos superiores a 1.000.000 USD
5	Costos entre 100.000 USD y 1.000.000 USD
3	Costos entre 10.000 USD y 100.000 USD
2	Costos entre 1.000 USD y 10.000 USD
1	Costos Inferiores a 1.000 USD

Cuadro 22: Criterios de Costo de Mantenimiento.

5. Operaciones

La valoración del impacto de operaciones de los diferentes equipos se realizará en función al Cuadro 23.

Ponderación	Operaciones
10	Pérdida de todo el envío de concentrado
7	Parada del sistema o subsistema y tiene repercusión en otros sistemas
4	Impacta en niveles de inventario
1	No genera ningún efecto significativo sobre operaciones y producción

Cuadro 23: Criterios de Impacto de Operaciones.

6. Flexibilidad Operacional La valoración de flexibilidad operacional de los diferentes equipos se realizará en función al Cuadro 24.

Ponderación	Flexibilidad Operacional
8	No existe opción de producción y no hay función de repuestos
2	Hay opción de repuesto compartido / almacén
1	Función de repuesto disponible

Cuadro 24: Criterios de Flexibilidad Operacional.

6.3.2. Cálculo del Nivel de Criticidad

Una vez definidas las frecuencias de falla y las consecuencias asociadas a los activos de las estaciones de bombeo, válvulas y medición, la metodología de análisis de criticidad utilizada que permite cuantificar los niveles de criticidad, sería a través de la combinación de los dos aspectos principales previamente señalados, la frecuencia de falla y las consecuencias resultantes de la misma. En tal sentido, se utilizó el Método de Evaluación de Criticidad basada en el Riesgo, para el cálculo de criticidad de los activos de las estaciones del STC 5"/7"/8":

Criticidad = FF X C	Donde:
	FF = Frecuencia de Falla (número de fallas en un tiempo determinado)
	C = Consecuencia de las Fallas, a la seguridad, ambiente, operaciones, costo de mantenimiento.

Los niveles de criticidad se describen a continuación:

- **La Criticidad “A” (ALTA):** generalmente corresponde a los activos con modos de falla que pueden dar lugar a pérdidas severas de producción, afectación al personal o impacto serio en la integridad ambiental de las instalaciones, plantas/unidad, sección/sistemas, sub-sección/sub-sistemas y sus equipos asociados. Una de las características de estos activos es que presentan alta frecuencia de fallas.
- **La Criticidad “B” (MEDIA ALTA):** generalmente corresponde a los activos con modos de falla que pueden dar lugar a una pérdida menor de producción, afectación al personal o impacto serio en la integridad ambiental de las instalaciones, plantas/unidad, sección/sistemas, sub-sección/sub-sistemas y sus equipos asociados. Los activos con esta clasificación se caracterizan por presentar frecuencia de falla con ocurrencia razonable.
- **La Criticidad “C” (MEDIA):** Baja criticidad para el negocio generalmente corresponde a los activos con modos de falla que no den lugar a una pérdida inmediata de producción, afectación al personal o que no produzcan un impacto serio en la integridad ambiental de las instalaciones, plantas/unidad,sección/sistemas, sub-sección/sub-sistemas y sus equipos asociados. Los activos con esta clasificación se caracterizan por presentar baja frecuencia de falla.

- **La Criticidad “D” (BAJA):** No crítico para el negocio, generalmente corresponde a los activos con modos de falla que no den lugar a una pérdida inmediata de producción, afectación al personal o que no produzcan un impacto serio en la integridad ambiental de las instalaciones, plantas/unidad, sección/sistemas, sub-sección/sub-sistemas y sus equipos asociados. Los activos con esta clasificación se caracterizan por no presentar afectación al negocio.

Para determinar la criticidad de los activos se utiliza una matriz de criticidad 5x5, donde en un eje se representa la frecuencia de fallas y en otro los impactos o consecuencias en los cuales incurrirá la unidad o equipo en estudio si le ocurre una falla (Ver Figura 51):



Figura 57: Matriz de Criticidad.

Se debe mencionar que el estudio de análisis de criticidad utilizado, debe ser aplicado para cada activo de las estaciones del STC (EBC, EM1B, EM2, EV1, EM3, EV2, EM4 y EDT).

Las premisas por considerar en el estudio del análisis de criticidad son las siguientes:

- Los criterios de frecuencia de falla y consecuencia establecidos en el punto anterior fueron consultados con MINERA CENTINELA en reunión y no se obtuvo respuesta al respecto; estos criterios de consecuencia se asumieron por el evaluador para el presente estudio.
- Las válvulas por evaluar serían las representadas en las líneas principales, donde se evaluarían los lazos de corrosión.
- En base a que no se obtuvo información de los criterios a evaluar por parte de MINERA CENTINELA, los modos de falla ni los historiales de falla de los equipos, no se podrá hacer un análisis de criticidad con certeza y tampoco un análisis de modo y efecto de

falla.

A continuación, siguiendo el procedimiento de cálculo presentado en el Anexo 1, se presentan los resultados del análisis de criticidad asociado a los activos. Los resultados acá presentados son en base a las premisas expuestas anteriormente:

1. Estaciones de monitoreo EM1B, EM2, EM3, EM4:

a) Válvulas:

Ítem	Activo	Tipo	o (plg)	TAG	Análisis		Nivel de Criticidad	Jerarquización
					FF	CoF		
1	Válvula	Bola	3	HV-7801B	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
2	Válvula	Bola	3	HV-7803B	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
3	Válvula	Bola	3	HV-7805	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
4	Válvula	Bola	3	HV-7807	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
5	Válvula	Bola	3	HV-7801	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
6	Válvula	Bola	3	HV-7803	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
7	Válvula	Bola	3	HV-7813	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
8	Válvula	Bola	3	HV-7815	1	1	D	BAJA CRITICIDAD

Cuadro 25: Resultado Criticidad Válvulas de EM1B, EM2, EM3 y EM4.



Figura 58: Matriz de Criticidad Válvulas de EM1B, EM2, EM3 y EM4.

2. Estación de Bombeo EBC:

a) Válvulas:

Ítem	Activo	Tipo	o (plg)	TAG	Análisis FF CoF		Nivel de Críticidad	Jerarquización
1	Válvula	Bola	8	FV-7400	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
2	Válvula	Bola	8	FV-7588	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
3	Válvula	Bola	8	FV-7396	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
4	Válvula	Bola	8	FV-7593	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
5	Válvula	Bola	8	FV-7594	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
6	Válvula	Bola	4	7577	2	3	C	MEDIA CRITICIDAD
7	Válvula	Bola	4	FV-7595	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
8	Válvula	Bola	4	FV-7596	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
9	Válvula	Seguridad	4	SV-7392	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
10	Válvula	Seguridad	4	SV-7598	2	1	D	BAJA CRITICIDAD

Cuadro 26: Resultado Criticidad Válvulas de EBC.

		CONSECUENCIAS [C]				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA DE FALLAS [P]	5					
	4					
	3					
	2	Ítems 7-10		Ítem 6	Ítems 1-5	
	1					

NIVEL DE RIESGO	
	ALTA (CRITICIDAD A)
	MEDIA ALTA (CRITICIDAD B)
	MEDIA (CRITICIDAD C)
	BAJA (CRITICIDAD D)

Figura 59: Matriz de Criticidad Válvulas de EBC.

3. Estación de Válvula EV1:

a) Válvulas:

Ítem	Activo	Tipo	o (plg)	TAG	Análisis		Nivel de Críticidad	Jerarquización
					FF	CoF		
1	Válvula	Bola	8	FV-7425	2	5	B	MEDIA ALTA CRITICIDAD
2	Válvula	Bola	8	FV-7418	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
3	Válvula	Bola	8	FV-7419	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
4	Válvula	Bola	8	FV-7426	1	4	C	MEDIA CRITICIDAD
5	Válvula	Bola	8	FV-7427	1	4	C	MEDIA CRITICIDAD
6	Válvula	Bola	8	FV-7417	1	4	C	MEDIA CRITICIDAD
7	Válvula	Bola	4	FV-7439	1	2	D	BAJA CRITICIDAD
8	Válvula	Bola	4	7602	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
9	Válvula	Bola	4	7604	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
10	Válvula	Bola	4	7444	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
11	Válvula	Bola	4	FV-7629	1	2	D	BAJA CRITICIDAD
12	Válvula	Bola	4	FV-7420	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
13	Válvula	Bola	4	7620	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
14	Válvula	Bola	4	7621	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
15	Válvula	Bola	4	FV-7611	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
16	Válvula	Bola	4	FV-7661	1	1	D	BAJA CRITICIDAD

Cuadro 27: Resultado Críticidad Válvulas de EV1.

		CONSECUENCIAS [C]				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA DE FALLAS [P]	5					
	4					
	3					
	2				ÍTEM 2-3	ÍTEM 1
	1	ÍTEM 8-10 Y DEL 12-16	ÍTEM 7 Y 11		ÍTEM 4-6	

NIVEL DE RIESGO	
	ALTA (CRITICIDAD A)
	MEDIA ALTA (CRITICIDAD B)
	MEDIA (CRITICIDAD C)
	BAJA (CRITICIDAD D)

Figura 60: Matriz de Criticidad Válvulas de EV1.

b) Discos de Ruptura:

Activo	o (plg)	TAG	Análisis		Nivel de Criticidad	Jerarquización
			FF	CoF		
Disco de Ruptura	4	PSE-7473	2	1	D	BAJA CRITICIDAD

Cuadro 28: Resultado Criticidad Disco de Ruptura de EV1.

		CONSECUENCIAS [C]				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA DE FALLAS [P]	5					
	4					
	3					
	2	ÍTEM 1				
	1					

NIVEL DE RIESGO	
	ALTA (CRITICIDAD A)
	MEDIA ALTA (CRITICIDAD B)
	MEDIA (CRITICIDAD C)
	BAJA (CRITICIDAD D)

Figura 61: Matriz de Criticidad Disco de Ruptura de EV1.

4. Estación de Válvula EV2:

a) Válvulas:

Ítem	Activo	Tipo	o (plg)	TAG	Análisis		Nivel de Críticidad	Jerarquización
					FF	CoF		
1	Válvula	Bola	8	FV-7471	2	5	B	MEDIA ALTA CRITICIDAD
2	Válvula	Bola	8	FV-7462	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
3	Válvula	Bola	8	FV-7463	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
4	Válvula	Bola	8	FV-7469	1	4	C	MEDIA CRITICIDAD
5	Válvula	Bola	8	FV-7472	1	4	C	MEDIA CRITICIDAD
6	Válvula	Bola	8	FV-7461	1	4	C	MEDIA CRITICIDAD
7	Válvula	Bola	4	FV-7482	1	2	D	BAJA CRITICIDAD
8	Válvula	Bola	4	7652	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
9	Válvula	Bola	4	7654	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
10	Válvula	Bola	4	7664	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
11	Válvula	Bola	4	FV-7680	1	2	D	BAJA CRITICIDAD
12	Válvula	Bola	4	FV-7465	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
13	Válvula	Bola	4	7670	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
14	Válvula	Bola	4	7673	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
15	Válvula	Bola	4	FV-7466	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
16	Válvula	Bola	4	FV-7661	1	1	D	BAJA CRITICIDAD
17	Válvula	Bola	6	FV-7464	1	1	D	BAJA CRITICIDAD

Cuadro 29: Resultado Críticidad Válvulas de EV2.

		CONSECUENCIAS [C]				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA DE FALLAS [P]	5					
	4					
	3					
	2				ÍTEM 2-3	ÍTEM 1
	1	ÍTEM 8-10 Y DEL 12-16	ÍTEM 7 Y 11		ÍTEM 4-6	

NIVEL DE RIESGO	
	ALTA (CRITICIDAD A)
	MEDIA ALTA (CRITICIDAD B)
	MEDIA (CRITICIDAD C)
	BAJA (CRITICIDAD D)

Figura 62: Matriz de Criticidad Válvulas de EV2.

b) Discos de Ruptura:

Activo	o (plg)	TAG	Análisis		Nivel de Criticidad	Jerarquización
			FF	CoF		
Disco de Ruptura	4	PSE-7473	2	1	D	BAJA CRITICIDAD

Cuadro 30: Resultado Criticidad Disco de Ruptura de EV2.

		CONSECUENCIAS [C]				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA DE FALLAS [P]	5					
	4					
	3					
	2	ÍTEM 1				
	1					

NIVEL DE RIESGO	
	ALTA (CRITICIDAD A)
	MEDIA ALTA (CRITICIDAD B)
	MEDIA (CRITICIDAD C)
	BAJA (CRITICIDAD D)

Figura 63: Matriz de Criticidad Disco de Ruptura de EV2.

5. Estación Disipadora EDT:

a) Válvulas:

Ítem	Activo	Tipo	o (plg)	TAG	Análisis		Nivel de Críticidad	Jerarquización
					FF	CoF		
1	Válvula	Bola	6	FV-7555	2	5	B	MEDIA ALTA CRITICIDAD
2	Válvula	Bola	6	FV-7556	2	3	C	MEDIA CRITICIDAD
3	Válvula	Bola	6	FV-7557	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
4	Válvula	Bola	6	FV-7541	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
5	Válvula	Bola	6	FV-7542	2	3	C	MEDIA CRITICIDAD
6	Válvula	Bola	6	FV-7543	2	3	C	MEDIA CRITICIDAD
7	Válvula	Bola	6	FV-7544	2	3	C	MEDIA CRITICIDAD
8	Válvula	Bola	6	FV-7545	2	3	C	MEDIA CRITICIDAD
9	Válvula	Bola	6	FV-7546	2	3	C	MEDIA CRITICIDAD
10	Válvula	Bola	6	FV-7547	2	3	C	MEDIA CRITICIDAD
11	Válvula	Bola	6	FV-7548	2	4	C	MEDIA CRITICIDAD
12	Válvula	Bola	6	FV-7549	2	2	D	BAJA CRITICIDAD
13	Válvula	Bola	6	FV-7550	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
14	Válvula	Bola	6	FV-7551	2	2	D	BAJA CRITICIDAD
15	Válvula	Bola	4	FV-7562	2	2	D	BAJA CRITICIDAD
16	Válvula	Bola	4	7809	2	2	D	BAJA CRITICIDAD
17	Válvula	Bola	4	7727	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
18	Válvula	Bola	4	7728	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
19	Válvula	Bola	4	7731	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
20	Válvula	Bola	4	7717	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
21	Válvula	Bola	4	7732	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
22	Válvula	Bola	3	7701	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
23	Válvula	Bola	3	7703	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
24	Válvula	Bola	3	7718	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
25	Válvula	Bola	3	7719	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
26	Válvula	Bola	3	7721	2	1	D	BAJA CRITICIDAD
27	Válvula	Bola	3	7723	2	1	D	BAJA CRITICIDAD

Cuadro 31: Resultado Críticidad Válvulas de EDT.



Figura 64: Matriz de Criticidad Válvulas de EDT.

b) Discos de Ruptura:

Activo	o (plg)	TAG	Análisis		Nivel de Criticidad	Jerarquización
			FF	CoF		
Disco de Ruptura	4	PSE-7571	2	1	D	BAJA CRITICIDAD

Cuadro 32: Resultado Criticidad Disco de Ruptura de EDT.



Figura 65: Matriz de Criticidad Disco de Ruptura de EDT.

Los Cuadros de la 25 a la 32 y las figuras de la 58 a la 65, muestran la jerarquización y la matriz de criticidad de los equipos analizados. A partir de dicha jerarquización se debe dar prioridad a los activos CRÍTICOS y así sucesivamente.

Este análisis de criticidad está basado en la información levantada a través de reuniones con el área de confiabilidad, la misma fue validada y posteriormente se realizó una actualización

en el análisis, con lo visto en terreno. Una vez jerarquizado los activos de cada estación, se debe realizar un estudio de Análisis de Modo y Efecto de Falla (AMEF) a los activos CRÍTICOS al cual se le establecerá su plan de mantenimiento.

7. Manual Gestión de Corrosión

7.1. Estructura del Ciclo de Gestión de Corrosión

El desarrollo e implementación del sistema de gestión de corrosión, en adelante SCG, se fundamenta y alinea al ciclo de gestión de riesgos (CGR) de Minera Centinela y al SGID, con la finalidad de considerar la seguridad de las personas, el medioambiente y la integridad de los sistemas de transporte de fluidos (STF) y los elementos de impacto considerados dentro de la evaluación de riesgo.

7.1.1. Ciclo de Gestión de la Corrosión

En la Figura 66, se muestra el CGC el cual busca administrar según el SGITF las acciones y las estrategias para detección, medición y monitoreo de la corrosión de altas consecuencias. Este SGC cumple con los lineamientos establecidos en CGR de MCENT y como un proceso de mejora continua posee las etapas de Planificación – Ejecución - Verificación – Aprendizaje; el cual se describe a continuación:

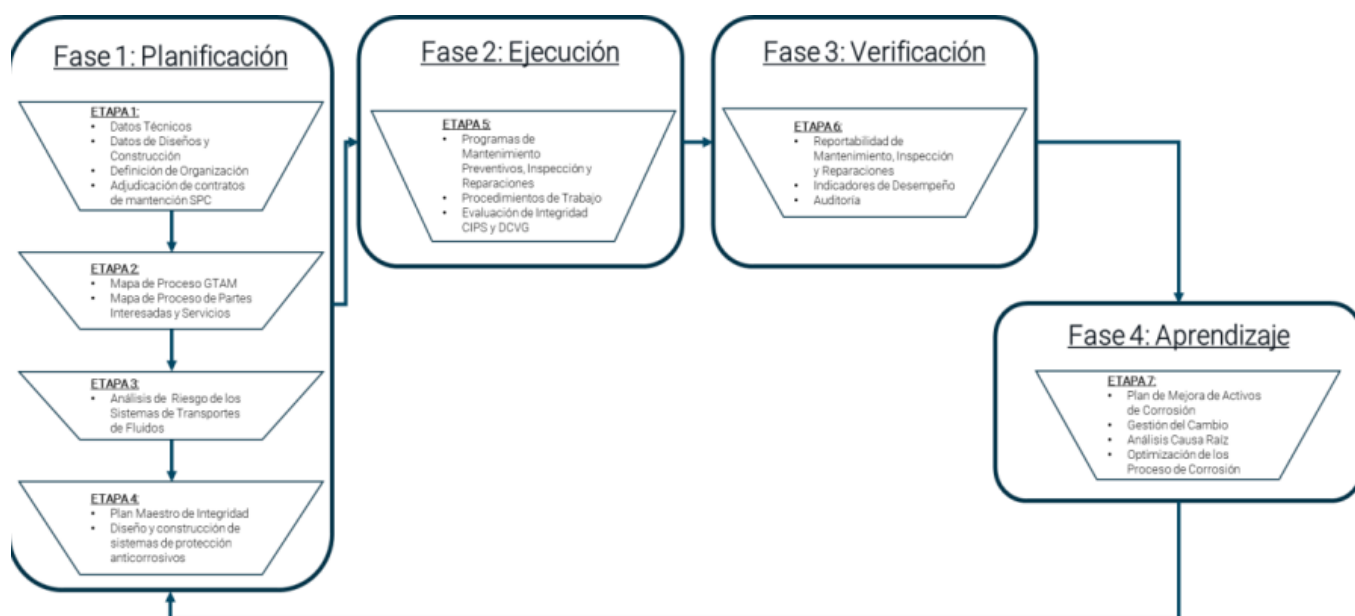


Figura 66: Ciclo de Gestión de Corrosión

1. **Etapas de Planificación:** Se establece la información relacionada de los sistemas de protección para la corrosión e información técnica de los activos y/o equipos, esta información está almacenada en el Centro Documental Digital de MCENT y según los

lineamientos de Gobernanza de Información establecidos en el Sistema de Gestión de Integridad, según su Mapa de Proceso, en las entradas específicas de Infraestructura y Confiabilidad de Transporte de Fluidos e Integridad de Transporte de Fluidos. Dentro de esta etapa, se alinea al Sistema de Gestión de Integridad de Transporte de Fluidos a través de los Análisis de Riesgo, como eje central de estrategia de gestión, entregando información para posteriormente, dimensionar el Plan de Integridad de los Sistemas de Transporte de Fluidos, estableciendo su alcance y frecuencia de mantenimiento e inspección.

2. **Etapa de Ejecución:** En esta etapa se materializa en programas de mantenimiento e inspección, que garanticen el resguardo de la integridad de los equipos de protección de la corrosión y el monitoreo de la condición de los activos.
3. **Etapa de Verificación:** Se realiza la evaluación de la gestión de mantenimiento e inspección, basado en la reportabilidad de las actividades ejecutadas como parte del ciclo de mejora continua, de igual forma, se garantiza el resguardo de la información.
4. **Etapa de Conocimiento, Aprendizaje y Comunicación:** Se generan los planes de acción para la remediación de los hallazgos identificados, se evalúan el desempeño de la gestión de corrosión, alimenta los análisis de riesgos y confiabilidad, se establecen los procesos de gestión del cambio y retroalimenta la etapa de Planificación, actualizando la información técnica y reevaluando el Plan de Integridad y de Mantenimiento de los activos.

7.1.2. Principios del Sistema de Gestión de Corrosión

Los principios son los siguientes:

- Garantizar el cumplimiento de cada una de las etapas del Ciclo de Gestión de la Corrosión CGC, así como, el fiel cumplimiento de los Ciclos de Gestión de Riesgo e Integridad de MCENT, a lo largo del ciclo de vida.
- La información de diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de protección de la corrosión debe estar actualizada, respaldada y disponible según los lineamientos establecidos en el Sistema de Gestión de Integridad de Transporte de Fluido SGITF y los sistemas corporativos de MCENT.
- Facilitar las evaluaciones de riesgos establecidas en el Sistema de Gestión de Integridad con la información de los activos, sistemas de protección y mecanismos de daños de

corrosión establecidos para los activos y participar en la toma de decisión para el desarrollo de los planes matrices de integridad.

- Cumplimiento del Plan de Integridad de los Activos, que garantice la confiabilidad de los sistemas de protección y las acciones de detección, medición y monitoreo de la corrosión, basado en la estrategia de gestión de riesgo establecida en el Sistema de Integridad.
- La efectividad de la estrategia para el control y mitigación de la corrosión debe ser evaluada con la finalidad de generar los planes de los sistemas de transportes de fluidos, así como, retroalimentar las evaluaciones de riesgo del SGITF.

7.2. Recopilación de Datos Técnicos SGC

La gestión de los datos, documentos y registros generados por las empresas de servicios externos directos y personal interno MCENT, es fundamental dentro del SGC y deberá ser llevada acorde a lo establecido en el Manual de Procedimiento de Gobernabilidad.

El personal deberá recopilar información que permita evidenciar las potenciales amenazas que podría conllevar a niveles de riesgos a los cuales están sometidos los activos de la Gerencia. En esta etapa se deberá recopilar, revisar los datos necesarios para conocer y entender la condición real de los activos, e identificar los mecanismos de daño por corrosión que afectan la integridad de los STF.

La recolección de datos e información debe ser considerada desde su plan inicial, diseño y construcción. Las especificaciones de diseño, las condiciones de construcción y los registros que se llevan durante esta etapa, proveen información para establecer la línea base y un análisis de riesgo inicial de los STF.

7.2.1. Base de Datos Técnicos de los STF

Los tipos de datos que se recopile en esta etapa servirá como base para los análisis de riesgo el cual variara en el tiempo de forma dinámica lo cual hace necesario tener un sistema robusto capaz de retroalimentar dicha información todo esto con la finalidad de poder realizar los análisis con mayor precisión y eliminar la incertidumbre de los datos.

Es necesario contar con información sobre operación, mantenimiento, patrullaje, diseño e historial de fallas.

Las principales fuentes de información que deberán ser abordadas son:

Tópicos	Información Requerida
Diseño, Material, Expedientes de Construcción	- Material de la Tubería - Diámetro - Espesores - Presión de Diseño - Procedimiento de Soldadura - Fabricante - Certificado de Materiales - Hidrogeología e Hidrología
Información de Derechos al Paso, Servidumbre	- Georeferenciación de la Tubería - Zonas de Alto Impacto
Caracterización de Fluidos	- Tipo de Fluido (Relave, Concentrado, Agua Recuperada, Agua de Sello a Planta Concentradora y Agua Mina. - Composición Química, Física y Microbiológica.
Incidentes	- Investigación de Incidentes - Historial de Falla por Corrosión Interna y Externa - Historial de Reparaciones
Operación, Mantenimiento, Inspección y Reparaciones	- Presiones de Operación - Disipación - Velocidad del Fluido - Temperatura - Inspecciones Directas - Termografías - Estado del Sistema de Protección Catódica - Información de Reparaciones, Reemplazo de Tramos - Recubrimiento y Revestimientos - Protección Catódica - Programas de Limpieza Interna (Mecánicos y Químicos) - Inspección Visual - Inspección con Ensayos Destructivos y No Destructivos - CIS y AC/DC-VG u Otras Pruebas Eléctricas

Cuadro 33: Recopilación de Datos del SGC.

7.2.2. Identificación de Mecanismos de Daños Por Corrosión

Parte integral del CGR de MCENT es la Evaluación de Riesgo de los STF, la cual consiste en la identificación de los diferentes mecanismos de daño; predominando la corrosión, lo cual pudiera afectar la integridad de los activos. Una vez identificado dicho mecanismo de daño se

estima su probabilidad de falla y sus consecuencias para así obtener sus respectivos niveles de riesgo de cada sistema. Como resultado de la identificación de los mecanismos de daño y la valoración de los niveles de riesgo, se deberá desarrollar un Plan de Gestión de Corrosión, en adelante PGC; que permita planificar, programa actividades que permitan mitigar las amenazas asociadas la misma.

De manera general en los procesos de los STF se encuentran los siguientes tipos de daños:

- Pérdida de material general o local debido a corrosión o erosión.
- Grietas abiertas a la superficie.
- Cambios metalúrgicos.

Estos tipos de daños puede ser causado por uno o varios mecanismos de falla. Además, cada uno de estos mecanismos de daños ocurren bajo combinaciones particulares de materiales, procesos, ambientes y condición de operación.

A continuación, se definen los principales mecanismos de daño que fueron considerados en las evaluaciones de riesgo y a los que podrían estar sometidos los activos incluidos en el límite de batería.

Mecanismos de Daño	Pérdida de Material Localizado y/o Uniforme	- Corrosión Galvánica - Corrosión - Erosión - Corrosión Atmosférica - Corrosión Bajo Aislamiento - Corrosión en Hendiduras - Corrosión Bajo Depósito - Corrosión Microbiológica - Corrosión Por Suelo - Corrosión Por Corrientes Parásitas
	Mecánico y/o Metalúrgico	- Erosión - Cavitación - Fatiga - Mecánica - Fatiga Inducida por Vibración
	Agrietamiento Inducido Ante el Medioambiente	- Corrosión Por Fatiga Mecánica

Cuadro 34: Mecanismos de Daños.

1. Mecánico y o Metalúrgico:

Mecanismos de Daños	Descripción del Daño	Modo de Falla	Prevención y Mitigación	Métodos de Inspección	Equipos Afectados
Erosión	Desgaste de la superficie del material por la remoción mecánica acelerada y progresiva como resultado del impacto de sólidos en suspensión, líquidos, vapor o cualquier combinación de estos. El material es removido de la superficie en forma de iones disueltos y/o como partículas sólidas.	Perdida localizada de espesor, generalmente se caracteriza por pequeños hoyos lisos, en forma de picaduras, marcas de surcos, ondas, y valles en la superficie metálica. Estas pérdidas a menudo exponen o presentan un patrón direccional paralelas al movimiento. Las fallas pueden ocurrir en un tiempo relativamente corto.	Diseños mejorados que incluyen cambio de geometría y selección de materiales: aumentos de diámetros, disminución de velocidad de fluido y/o aumento de espesor.	VT, UT RT	- Concentraducto - Piping Estaciones Concentraducto - Piping Líneas de Descarga de Relaves - Holding Tank
Corrosión - Erosión	Acción combinada de la erosión y la corrosión; ocurre una reacción electroquímica (acción corrosiva de degradación) combinada con una pérdida de material o desgaste mecánico (proceso físico-dinámico) a consecuencia de choques de un fluido como sólidos y/o líquidos en fluidos corrosivos. Este mecanismo se ha denominado Corrosión por Flujo Acelerado (FAC, Flow Accelerated Corrosión) o Corrosión Localizada por Flujo Inducido (FILC, Flow Induced Localized Corrosión) o pigmentación.	Se caracteriza en su apariencia por la presencia de crestas, ondulaciones, canales, huecos redondeados y generalmente por la existencia de una tendencia direccional.	Diseños mejorados que incluyen cambio de geometría y selección de materiales: aumentos de diámetros, disminución de velocidad de fluido y/o aumento de espesor.	VT, UT, RT	- Concentraducto - Piping Estaciones Concentraducto - Piping Líneas de Descarga de Relaves - Holding Tank
Cavitación	Fenómeno físico del tipo erosivo que genera la destrucción del metal en las zonas de contacto; generadas por un líquido evaporado rápidamente por la formación, choque y colapso instantáneo de innumerables burbujas de vapor que ejercen o chocan con una severa fuerza de impacto contra la superficie del metal formando cavidades, espacios vacíos o huecos.	En general, lucen como picaduras finas, pero también tienen un aspecto de socavaciones más redondeadas en componentes de rotación (pequeñas cavidades o vacíos). Sin embargo, el daño se produce solo en zonas localizadas de baja presión.			- Concentraducto - Piping Estaciones Concentraducto
Fatiga - Mecánica	La fatiga es una forma mecánica de degradación por agrietamiento que ocurre cuando un componente es expuesto a tensión cíclica durante periodos prolongados, produciéndose una falla repentina e inesperada. Estas tensiones pueden surgir de cualquier carga mecánica o térmica cíclica y son típicamente a una tensión menor que la resistencia a tracción o el límite elástico para una carga estática, y aparecer sin previo aviso, causando roturas catastróficas.	La marca característica de una falla por fatiga es la llamada forma "concha de almeja" que tiene anillos concéntricos llamados "Marcas de playa" que indican el sitio de iniciación de la grieta. Este patrón de "las" representan la propagación de grietas que se producen durante cada ciclo por encima del umbral de carga. Estas grietas concéntricas se siguen propagando hasta que la sección transversal se reduce a un punto donde el material se fractura.			- Piping Estación de Bombeo - Piping Estación... - Líneas de Agua
Fatiga Inducida por Vibración	Forma de fatiga mecánica en la que las grietas se producen como resultado de la carga dinámica, debido a las vibraciones, por el flujo de fluidos inestables, etc.	El daño es por lo general en forma de una grieta que inicia en un punto de alto esfuerzo o discontinuidad, como una unión soldada. Una señal de peligro potencial de daños por vibración para materiales refractarios es el daño visible como resultado de la falla del refractario y/o sistema de anclaje.			- Piping Estación de Bombeo - Piping Estación... - Líneas de Agua

Cuadro 35: Daño Mecánico y/o Metalúrgico por Corrosión.

2. Pérdida de Material Localizado y/o Uniforme:

Mecanismos de Daños	Descripción del Daño	Modo de Falla	Prevención y Mitigación	Métodos de Inspección	Equipos Afectados
Corrosión Galvánica	Forma de corrosión electroquímica que puede ocurrir por la combinación o unión de dos conductores eléctricos (metales) disímiles con potenciales (E) o electronegatividades diferentes, acoplados o en contacto eléctricamente y expuestos en un medio o disolución electrolítica (electrolito y/o conductor iónico), donde el metal más activo (mayor electronegatividad) se corroerá (ánodo) más rápidamente, generando un progresivo deterioro y desprendimiento desde la superficie metálica con respecto al metal más noble (cátodo). A los conductores eléctricos se los conoce como electrodos. También se conoce como corrosión bimetalica o por metales disímiles.	El material más activo puede sufrir pérdida generalizada de espesor o puede tener la apariencia de una grieta, ranura o picaduras, dependiendo de la fuerza motriz, la conductividad del medio y la relación de áreas anódica/catódica.	Diseño, selección de materiales, recubrimientos, inhibidores, protección catódica, aislamiento.	VT, UT	- Concentraducto - Piping Estaciones Concentraducto - Piping Líneas de Descarga de Relaves - Holding Tank (Concentrado y Agua) - Acueductos
Corrosión - Erosión	Acción combinada de la erosión y la corrosión; ocurre una reacción electroquímica (acción corrosiva de degradación) combinada con una pérdida de material o desgaste mecánico (proceso físico-dinámico) a consecuencia de choques de un fluido como sólidos y/o líquidos en fluidos corrosivos. Este mecanismo se ha denominado Corrosión por Flujo Acelerado (FAC, Flow Accelerated Corrosión) o Corrosión Localizada por Flujo Inducido (FILC, Flow Induced Localized Corrosión) o pigmentación.	Se caracteriza en su apariencia por la presencia de crestas, ondulaciones, canales, huecos redondeados y generalmente por la existencia de una tendencia direccional.	Diseños mejorados que incluyen cambio de geometría y selección de materiales: aumentos de diámetros, disminución de velocidad de fluido y/o aumento de espesor.	VT, UT, RT	- Concentraducto - Piping Estaciones Concentraducto - Piping Líneas de Descarga de Relaves - Holding Tank
Corrosión Atmosférica	Forma de corrosión electroquímica más común, es directa y se caracteriza por el contacto o desgaste general de la estructura metálica expuesta a la intemperie con la humedad o agua (H ₂ O) presente en la atmosfera. Ambientes marinos y ambientes contaminados industrialmente son más severos, aunque puede presentarse también en aguas aireadas, en suelos, etc. Ambientes rurales secos causan muy poca corrosión.	El ataque puede ser general o localizado (dependiendo de si es o no la humedad retenida en alguna zona). Si la estructura no está recubierta o si hay una falla de la pintura a gran escala, la corrosión o la pérdida de espesor pueden ser generales. Fallas del recubrimiento localizados tenderán a promover la corrosión. La pérdida de metal tal vez no sea visualmente evidente, aunque normalmente un óxido de hierro distintivo (óxido rojo) puede ser observado.			- Concentraducto - Piping Estaciones Concentraducto - Piping Líneas de Descarga de Relaves - Holding Tank (Concentrado y Agua) - Acueductos

Mecanismos de Daños	Descripción del Daño	Modo de Falla	Prevención y Mitigación	Métodos de Inspección	Equipos Afectados
Corrosión Bajo Aislamiento	La corrosión bajo aislamiento (CUI) está asociada a la pérdida de espesor uniforme o localizado en los equipos, componentes estructurales, tuberías, recipientes a presión que operan a temperaturas elevadas; lo cual, requieren ser protegidos por aislamientos para mantener la temperatura de los procesos; conservar energía; maximizar los sistemas de eficiencias y garantizar la seguridad del personal. La CUI puede presentarse bajo diversas circunstancias, básicamente ocurre producto de la entrada de agua o humedad y/o fluido que ingresan y queda atrapada bajo el aislamiento térmico, ya sea por fallas en el montaje y en la chaqueta metálica exterior. La humedad puede venir acompañada de sustancias o contaminantes (reboses, fugas de vapor o líquidos, agua lluvia, etc.) que penetra la protección externa, entrará en contacto con el aislamiento (fibra de vidrio, lana mineral, silicato de calcio, entre otros) y se transportará hasta la superficie metálica del equipo originando una alta probabilidad de falla.	Después de ser removido el aislamiento en equipos de acero al carbono y aceros de baja aleación, la CUI aparece a menudo en zonas aisladas, con incrustaciones que cubren el área corroída. En algunos casos los daños pueden ser muy localizados, la corrosión puede aparecer dejando una socavación tipo picadura normalmente encontrado debajo de una pintura o sistema de recubrimiento que ha fallado. Para la serie 300 SS, específicamente en aislamiento viejos de silicato de calcio (que contienen Cl-), picaduras localizadas y agrietamiento por Corrosión Bajo Tensión por Cl- (Cl-SCC) puede de ocurrir. Señales de daños en el aislamiento usualmente indican la presencia de corrosión bajo aislamiento.	Recubrimientos de pintura apropiados, mantener barreras de aislamiento.	VT, UT, perfil de rayos X, retrodispersión de neutrones.	- Líneas de Agua - Piping
Corrosión en Hendidura	Se evidencia como un ataque localizado de un metal en la zona de contacto estrecho de los metales con metales o metales - con no metales, sobre áreas resguardadas o dentro de pequeños espacios confinados, fisuras, cavidades o grieta expuesta a un medio acuoso estancado. En dichos espacios se acumula la solución que provoca la corrosión, debido al origen de un microambiente que favorece el deterioro acelerado, bien sea por áreas desfavorables anódicas y catódicas, celdas de concentración de oxígeno o celdas de concentración de iones. La principal diferencia entre éste y otros tipos de corrosión en presencia de agua es el desarrollo de una zona anódica local en la cavidad o grieta, que difieren marcadamente de las grandes áreas catódicas expuesta al medio acelerándose el proceso corrosivo. También se conoce como corrosión por espacios confinados.	Picadura normalmente encontrada debajo de una pintura o sistema de recubrimiento que ha fallado.	Recubrimientos en las áreas de juntas existentes, Diseño, Control de calidad y adecuada selección de los materiales; evitar desagüe o drenajes deben ser completo y eficaces. Soldaduras de uniones; Evitar acumulación de líquidos; Uso adecuado de los selladores y recubrimientos protectores y Facilitar el acceso hacia las instalaciones para el lavado en los equipos. Rellenar con soldadura continua. Inspeccionar, limpiar y remoción en forma regular. Usar empacaduras sólidas.	VT - Evaluación FFS	- Concentrado - Piping - Estaciones - Piping Líneas de Descarga de Relaves - Líneas de Agua

Mecanismos de Daños	Descripción del Daño	Modo de Falla	Prevención y Mitigación	Métodos de Inspección	Equipos Afectados
Corrosión Bajo Depósito	Este tipo de corrosión localizada ocurre en estructuras metálicas debajo de depósitos provenientes de otros mecanismos de corrosión, precipitación de sales u otros compuestos, partículas transportadas (sólidos suspendidos, arena, entre otros), materia orgánica (biomasa) y contaminantes como grasas, aceites y sustancias químicas del proceso o que se presentan en los sistemas desde fuentes externas. Estos depósitos permiten la concentración localizada de agentes químicos como cloruros, sulfatos y/o oxígeno creando una diferencia de concentración con respecto a la encontrada en el seno del fluido promoviendo la corrosión debajo del depósito por el gradiente químico generado. Adicionalmente, otro mecanismo que se ve favorecido es la Corrosión Inducida Microbiológicamente, ya que debajo de los depósitos se pueden dar las condiciones que favorecen el crecimiento de ciertos microorganismos que pueden causar corrosión.	Masas amorfas, quebradizas. Se presentan como costras, núcleos, cavidades altamente estructuradas en capas. En algunos casos, se presenta una coloración entre cada capa, por ejemplo: en el acero se destaca el color café rojizo-negro y anaranjado. Cuando el flujo es elevado, los depósitos se alargan en dirección del flujo.	- Remoción mecánica. - Cambios de diseños - Aplicación de biocidas.	VT, UT, RT	- Líneas de descarga de Relave - Piping
Corrosión Microbiológica	MIC se debe a procesos biológicos y electroquímicos que ocurren en la superficie de los metales mediante la participación de microorganismos adheridos (sésiles) a las superficies a través de formaciones denominadas biopelículas (superficie biológicamente acondicionada en donde participan tres componentes: microorganismos - metal - solución). En cualquier tipo de sistema acuoso, existe una gran variedad de microorganismos. Por lo general, los microorganismos asociados a MIC actúan en forma de consorcio, que beneficia su existencia dentro del sistema de muchas formas permitiendo satisfacer necesidades metabólicas que de otro modo se verían dificultadas. De esta forma, los microorganismos causantes de procesos corrosivos pueden subsistir asociados con otros microorganismos en una colonia o consorcio bacteriano, aun cuando las condiciones del medio no sean favorables para su crecimiento.	MIC usualmente se observa como picadura localizada (Hoyuelos redondeados aislados o en coalescencia) bajo depósitos o tubérculos. Daños localizados usualmente tienen forma de socavaciones o cavidades de diferentes profundidades, diámetros y redondeados en los aceros al carbono e inoxidables.	Biocidas, revestimiento interno del depósito, U/G-CP	Análisis de Flujo	- Concentraducto - Piping - TK - Almacenamiento de Agua - Líneas de Agua

Mecanismos de Daños	Descripción del Daño	Modo de Falla	Prevención y Mitigación	Métodos de Inspección	Equipos Afectados
Corrosión Bajo Suelo	Deterioro de los metales y/o aleaciones expuestas a cualquier suelo, debido a las irregularidades o heterogeneidades del mismo suelo y del material. Se crean zonas anódicas y catódicas por el contacto con el electrolito en este caso, suelo, que promueve el desgaste local o general. Este fenómeno es conocido como corrosión por suelos.	La corrosión de estructuras expuestas al suelo se presenta como daño general o localizado en forma de picaduras. Muchas veces se presentan daños en el recubrimiento que favorecen el contacto entre el metal y el medio electrolítico, en este caso el suelo, que pueden promover graves daños localizados.	CP - Recubrimientos	Medición de Potencial	- Concentraducto - Acueductos
Corrosión por Corrientes Parásitas	Las corrientes parásitas son agentes físicos externos, ajenos al propio metal y al electrolito, que intensifican las reacciones anódicas y catódicas. Son aquellas que por cualquier causa siguen caminos o circuitos diferentes de los previstos en sus circuitos de diseño para circular por el medio en que se encuentran los conductores, tomando trayectorias aleatorias y/o no previstas de retorno al polo negativo de la fuente generadora. Los daños ocurren solamente en forma localizada, en el sitio o zona donde la corriente sale de la estructura y entra al electrolito. Pueden ser corrientes extrañas en el suelo que buscan el camino o vías de menor resistencia. La corriente no pasa solamente por el circuito de menos resistencia, sino que permite establecer que, para retornar a la fuente generadora, utilice como facilidad de transporte cualquier tipo de estructura metálica que se encuentre en el medio de circulación de ella. También se conoce como corrientes de fugas, vagabundas o erráticas y el efecto que ocasionan se denomina interferencia.	Daño localizado redondeado. Se aprecian muy pocos productos de corrosión.	- Protección Catódica. - Canalización del paso de corriente a través de diodos unidireccionales. - Colocación de mantas aislantes de resina. - Instalación de conductores entre las tuberías. - Colocación de tuberías en paralelo. - Instalación de cables de medición de potenciales. - Aterramiento de las tuberías	- Medidas y registros de los cambios de campos eléctricos. - Resistividad de suelos. - Cambios de potenciales estructura-suelo (On-Off) y registros. - Potencial-fuente productora de corrientes parásitas-suelo.	- Concentraducto

Cuadro 36: Daños en Pérdida de Material Localizado y/o Uniforme por Corrosión.

3. Agrietamiento Inducido Ante el Medioambiente:

Mecanismos de Daños	Descripción del Daño	Modo de Falla	Prevención y Mitigación	Métodos de Inspección	Equipos Afectados
Corrosión Fatiga Mecánica	Es una forma de ruptura por fatiga en las que las grietas aparecen y se desarrollan con la combinación de ciclos de carga y corrosión. Las grietas tienden aparecer en puntos donde concentraciones de esfuerzos, como es el caso de corrosión por pitting y eso pudiera desencadenar falla en forma múltiple.	El daño se presenta como una fractura frágil y las grietas en su mayoría son transgranular, pero sin ramificaciones. Se caracteriza por una deformación plástica muy reducida y al final la falla viene por sobrecarga mecánica	- Implementación de inhibidores o recubrimientos. - Eliminar las conexiones de materiales disímiles. - Utilizar materiales con mayor resistencia eléctrica anticorrosiva.	UT - MT	- Concentraducto - Piping - Líneas de descarga de Relaves - Líneas de Agua

Cuadro 37: Daños en Agrietamiento Inducido Ante el Medioambiente por Corrosión.

Donde:

VT: inspección visual
UT: inspección ultrasonido
RT: inspección radiográfica
WFMT: Wet Fluorescent Magnetic Particle Testing
PT: inspección liquido penetrantes
MT: inspección por partículas magnéticas

7.3. Sistema de Monitoreo e Inspección de los STF en SGC

La estrategia de control y mitigación de daños causados por el fenómeno de corrosión se centrará en (4) cuatro tópicos, que deben ser aplicadas en las tuberías, secciones, estanques de almacenamiento y componentes metálicos enterrados, sumergidos y/o aéreos nuevos o existentes:

1. Diseño y Selección de Materiales.
2. Revestimientos (Internos y Externos).
3. Sistema de Protección Catódica.
4. Inspección y Mantenimiento.

7.3.1. Diseño y Selección de Materiales

La incorporación de consideración para la prevención de la corrosión durante la etapa de diseño puede influir en la resistencia del activo ante la corrosión, las principales consideraciones consisten en:

- Eliminar puntos con posible acumulación de agua, sales químicas y otros materiales que puedan promover la corrosión.
- Eliminación o reducción a medida de lo posible de formas complejas (ángulos de espalda contra espalda).
- Proporcionar fácil acceso para actividades de mantención.
- Eliminar bordes filosos, cavidades y otros elementos difíciles de proteger.

El método inicial que debe ser utilizado para la prevención de la corrosión interna y externa es la selección de materiales adecuados para el servicio, medio de exposición y condiciones de

operación al que será expuesto los activos de la Gerencia. De aquí la importancia de revisar si para algunas aplicaciones, los posibles problemas encontrados son una consecuencia de una inadecuada selección del material. La corrosión puede ser reducida e incluso eliminada cuando se utilizan Aleaciones Resistentes (CRA: Corrosión Resistant Alloys) y/o materiales no metálicos.

Los criterios de diseño del proyecto como: vida útil de diseño, filosofía de inspección y mantenimiento, requerimientos de salud y ambientales, confiabilidad de operación y cualquier exigencia específica, deben ser considerados.

Dentro de los requisitos necesarios para la Selección de Materiales se deberá incluir una Evaluación de Corrosión inicial que involucre todos los medios de exposición internos y externos. En casos donde se desconozca el efecto del fluido se deberán hacer estimaciones o predicciones de la Velocidad de Corrosión en función de las especificaciones de construcción, condiciones de operación y Corrosividad del fluido esperada. Igualmente se hará un listado de los mecanismos de corrosión potenciales que permitan determinar los posibles controles adicionales que deben ser seleccionados. Una vez realizada la Evaluación de Corrosión, se establecerá el Sobre Espesor por Corrosión (Corrosión Allowance) recomendado, incluyendo además el efecto de la erosión.

Las Propiedades Mecánicas y Limitaciones de uso para diferentes grados de material deberán cumplir con el código de diseño aplicable. La soldabilidad del material también debe ser considerado para evitar defectos durante la fabricación.

Como regla universal de la selección de materiales, se debe evitar el contacto eléctrico entre materiales disímiles, esto con el fin de prevenir la Corrosión galvánica.

1. Monitoreo de Pérdida de Espesores en los STF:

- a) **Ensayo no Destructivo** Para el monitoreo del desgaste interno y externo producto del proceso de corrosión en cada uno de los STF y estanque de almacenamiento, se realizan rutinariamente Inspecciones Visuales y Mediciones de Espesores puntuales y barridos en zonas de interés, con la técnica de Ultrasonido de Haz Recto. Adicionalmente, se han realizado evaluaciones de indicaciones en soldaduras utilizando la técnica de Líquidos Penetrantes y/o Partículas Magnéticas.
- b) **Inspección Visual y Medición de Espesores Puntuales** En el sistema de transporte de concentrado de cobre (STC) igual que en las líneas al interior de las estaciones se realizan campañas de medición de espesores de pared puntual en di-

ferentes secciones de la tubería. Adicionalmente, la tubería se encuentra revestida internamente con HDPE, por lo que se realiza la inspección de threadolets (TOLs) para obtener datos relevantes e inferir el estado del revestimiento interno de HDPE de la tubería y por lo tanto de las corrosiones presente en la zona del TOLs ante la ejecución de su inspección y verificar el estado de la interface Revestimiento-Tubería, para dicha actividad se descubren las mantas termo-contráctiles y threadolets para tomar muestras de agua (cantidad encontrada y su composición química) que puedan provenir de la permeación como consecuencia de altas presiones y adicionalmente se hacen mediciones de patrones acústicos de ultrasonido, todo esto siguiendo un procedimiento revisado y avalado por MCENT.

2. **Ensayo Destructivo:** Se realizan análisis destructivos en los STF que han presentado fallas para su posterior análisis de causa raíz (ACR).

7.3.2. Monitoreo de Sistema de Revestimientos

1. **Control de Calidad (QA y QC):** La Gerencia deberá contar con mecanismos de control definidos para la selección, calificación, seguimiento de las empresas de servicios externos directos (ESED) y vendors que suministren los materiales, equipos y servicios que requiere para la operación y mantenimiento de sus equipos. Las ESED y vendors deberán contar con un sistema de gestión de calidad establecido, los cuales podrán ser auditados por el personal de la Gerencia cuando éste lo considere conveniente.

La adquisición de materiales, equipos y servicios, deberán ser conforme a los estándares o especificaciones de diseño y proceso, las cuales deberán ser desarrolladas por la Gerencia como parte de las medidas de control para la mitigación de los riesgos para los sistemas y activos.

Los controles de calidad para la aplicación de revestimiento anticorrosivos de los diferentes componentes deberán considerar al menos las siguientes:

- Certificados de calidad de los materiales (Abrasivos, revestimientos, entre otros).
- Condiciones Climáticas
- Preparación Superficial
- Condiciones de aplicación de revestimiento.
- Ensayos no destructivos (Espesores de película seca, holiday detector).

- Ensayos destructivos (Adherencia, ensayos de laboratorio).

La Gerencia deberá contar con especificaciones técnicas de revestimiento que consideren al menos los siguientes elementos:

- Alcance del trabajo
- Términos y definiciones
- Normas y códigos de referencia
- Seguridad
- Preparación de la superficie
- Esquema de revestimiento
- Método de Aplicación
- Reparaciones y trabajos correctivos
- Inspecciones
- Documentación

2. **Selección de Revestimientos:** La selección de un esquema de revestimiento deberá considerar el servicio que prestará y las condiciones las que estará sometido. Así como también la compatibilidad de dicho esquema con el uso de protección catódica.

La Gerencia deberá tener una especificación técnica que defina el esquema de revestimiento a utilizar. En el Cuadro 38 y Cuadro 39 se muestran los Sistemas de Recubrimiento Externos de mayor aplicación en tuberías enterradas y/o sumergidas, así como también para componentes y activos superficiales para la protección contra la corrosión.

N°	Sistema
1	Tricapa Polipropileno
2	Tricapa Polietileno
3	Epóxicos en Polvos Adheridos por Fusión
4	Epóxicos Líquidos de Altos Sólidos
5	Cintas de Poliolefinas
6	Cintas y Mangas Termocontráctiles
7	Ceras Microcristalinas del Petróleo
8	Poliuretanos
9	Brea de Alquitrán de Hulla

Cuadro 38: Esquemas de Revestimiento Externo para Tuberías Enterradas /Sumergidas

N°	Capa	Revestimiento
1	Primer	Primario Inorgánico Rico en Cinc
2		Primario Epóxico Poliamida de Dos Componentes
3		Epóxico Aducto-Amina de Dos Componentes
4		Epóxico o Poliuretano 100 % sólidos
5		Epóxico Catalizado de Altos Sólidos de Dos Componentes
6		Epóxico 100 % sólidos de Dos Componentes
7		Epóxico Rico en Cinc de Dos o Tres Componentes
8	Intermedia	Epóxico Catalizado Cicloalifático con pigmento de Aluminio
9		Epóxico de Dos Componentes
10		Poliuretano o Epóxico Elastomérico de Altos Sólidos
11	Acabado	Epóxico Catalizado Poliamida de Altos Sólidos
12		Poliuretano Acrílico de Dos Componentes
13		Epóxico Catalizado Aducto-Amina de Dos Componentes
14		Epóxico o Acrílico Polisiloxano de Dos Componentes

Cuadro 39: Esquemas de Revestimiento Externo para componentes y Activos superficiales

Para el caso de los Sistemas de Revestimientos Internos utilizados por GTAM para sus STF, se deben diseñar para cada aplicación específica. Son muchos los factores que deben tenerse en cuenta para determinar si es factible o no el uso de un tipo de recubrimiento y/o revestimiento como método de prevención de la corrosión interna. En tal sentido, se destacan:

- Composición química del producto que transporta la línea.
- Longitud y diámetro.
- Método de conexión de los tubos.

- Grado de limpieza y de uniformidad de la pared interior de la tubería.
- Integridad estructural de la tubería.
- Condiciones de operación (Rangos Máximos y mínimos de Presión y Temperatura).
- Características de la línea (curvas, conexiones, reducciones, te, entre otros).
- Consideraciones de tipo logístico como facilidades de acceso, disponibilidad del espacio necesario para realizar las actividades, entre otras.

Los revestimientos internos más comunes en la industria se encuentran los siguientes:

- a) Liner HDPE.
- b) Líquidos Epóxicos.
- c) Fusión Banded Epoxi (FBE).
- d) Poliuretano Líquido.

3. Inspección y Mantenimiento Revestimiento Externo:

- a) **Inspección Visual** Se deberá realizar una inspección visual que permita identificar la existencia de zonas o áreas dañadas o con tendencia a daños. Estas zonas pueden incluir soportes y puntos de contacto con la tubería, zonas de interfaz, accesorios como bridas, válvulas, entre otros. Las inspecciones visuales se realizarán al menos una vez al mes, se deberá gestionar la reparación de los daños encontrados.
- b) **Direct Current Voltage Gradient (DCVG)** Para aquellas tuberías de acero enterradas, se deberá realizar un DCVG con el fin de localizar de defectos en el recubrimiento, determinar la relación tamaño/importancia de cada defecto para priorizar su reparación y determinar el comportamiento anódico o catódico de los defectos.

El equipo detecta el gradiente de voltaje generado en el suelo, debido al paso de la corriente de protección catódica a través del suelo resistivo, hacia el acero expuesto en un defecto del recubrimiento. El gradiente de voltaje es más grande y concentrado, a medida que sea mayor el flujo de corriente, el cual es, además de otras cosas, es función del “tamaño eléctrico” del defecto.

- c) **Reparaciones** Las zonas donde se detecten daños en el recubrimiento, se deberán realizar reparaciones puntuales que impidan la propagación del fenómeno de corrosión externa. Las reparaciones deberán ser realizadas con productos compatibles con el revestimiento existente. La empresa ESED encargada de realizar las reparaciones deberá presentar un procedimiento en donde se especifique los materiales de reparación para cada esquema de revestimiento, área máxima de reparación y controles de calidad a ejecutar.

7.3.3. Monitoreo de Sistemas de Protección Catódica

A continuación, se establecen los criterios de Protección Catódica que deben ser aplicados en cada uno de los Sistemas de Transporte con secciones enterradas; así como las actividades de Evaluación y Mantenimiento que deben ser ejecutadas para garantizar el buen funcionamiento de los Sistemas de Protección Catódica.

1. **Criterios de Protección:** Todos los Sistemas de Protección Catódica nuevos y en servicio deben ser diseñados, instalados y mantenidos considerando todas las condiciones a la que está o estará expuesta la tubería enterrada, garantizando la polarización de toda la estructura. Para proteger catódicamente a las tuberías enterradas de MCENT, se deberá cumplir como mínimo con uno de los siguientes criterios indicados:
 - Un potencial negativo de al menos 850 mV con la PC aplicada. Este potencial deberá ser medido con respecto a un electrodo de referencia de Cobre/Sulfato de Cobre Saturado (Cu/CuSO₄) en contacto con el electrolito. Cualquier caída de voltaje (IxR) adicional debe ser considerada para validar la interpretación de la medición.
 - Un Potencial Polarizado de al menos 850 mV. Este potencial deberá ser medido con respecto a un electrodo de referencia de Cobre/Sulfato de Cobre Saturado (Cu/CuSO₄) en contacto con el electrolito.
 - Un mínimo de 100 mV de Polarización Catódica entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia estable en contacto con el electrolito. La formación o decaimiento de la polarización puede ser medida para satisfacer este criterio. Aplica especialmente para secciones de tuberías bajo control catódico.

Los criterios 1 y 2 buscan determinar el Potencial Polarizado de la estructura, a través de la corrección en el valor del potencial medido ya sea: restando las otras caídas de

voltaje calculadas o minimizándolas al colocar la celda de referencia muy cercana o fijas a la tubería o por la simple interrupción momentánea de la corriente de protección catódica con la técnica INSTAN OFF. El Potencial Polarizado no es más que el potencial a través de la interfaz estructura/electrolito que es la suma del potencial de corrosión y la polarización catódica.

8. Planes Matrices

La Gerencia de Operaciones y Gerencia de Mantenimiento deberán asegurar el cumplimiento del presente estándar.

Para ello, este documento identifica las especificaciones que se deben cumplir para gestionar los riesgos asociados a los ámbitos que afectan directamente a la Integridad del Concentrado, los cuales corresponden a:

- Operación
- Mantenimiento
- Técnicas de Inspección y Monitoreo.
- Actividades de reparación y mantenimiento del pipeline.

Además, cada uno de los puntos anteriores se ve afectado por las competencias del personal asociado las actividades que se generan en cada etapa.

Será responsabilidad del área responsable de las actividades generar e implementar un análisis de riesgos detallado de las actividades a ejecutar, el que deberá identificar los stakeholders, riesgos asociados, controles preventivos y controles mitigadores.

8.1. Operación del Sistema de Transporte de Concentrado

El área operativa del sistema de transporte de concentrado, a cargo de la Gerencia de Operaciones de la Planta Concentradora, debe asegurar el cumplimiento de la operación dentro de los parámetros de diseño para el cual el sistema fue diseñado.

- Operación del sistema de Transporte de Concentrado debe ejecutarse de acuerdo con los parámetros estipulados en las condiciones de diseño del sistema. Esto incluye controlar la calidad del concentrado que se impulsa a través del sistema, control de las condiciones operacionales tales como flujo, velocidad, presiones, vida útil de los equipos, estado de las instalaciones, condiciones de limpieza (carga), etc.
- Para esto, la Gerencia de Operaciones deberá contar con un Manual de Operaciones el cuál deberá ser actualizado cada vez que se produzcan variaciones de las condiciones operacionales tales como calidad del concentrado, cambios en los equipos y/o sistemas del STC, cambio en las características del diseño original del sistema, etc. Esta modificación debe incluir análisis hidráulico al Concentraducto en su totalidad.

- El sistema de transporte de concentrado deberá contar además con un Manual de Emergencia, el que debe presentar las medidas necesarias para la prevención, preparación y respuesta ante emergencias en el Concentraducto.
- Gestionar mejoras y reparaciones de las instalaciones, con la finalidad de prevenir acceso de agentes externos que puedan afectar la normal operación e integridad del STC.
- Contar con personal calificado y competente para operar el STC. Para esto, se debe identificar a todo el personal que pudiese intervenir en la operación del STC y generar un plan de capacitación robusto para el personal en sus distintos niveles. El personal debe ser capaz de identificar condiciones anómalas durante la operación, tomar de decisiones y ejecutar de acciones estipuladas en Manual de Operación y Manual de Emergencia de forma oportuna y segura.
- Aun cuando los Manuales y Procedimientos de Operaciones no sufran modificación, estos deberán ser revisados y validados cada dos años como plazo máximo, y el personal deberá ser capacitado anualmente en ellos. Dejando registro de estas capacitaciones en el sistema de gestión de ductos.
- Generar Gestión del Cambio y/o Análisis de Riesgos Operacionales cada vez que se produzca algún evento de filtración y/o ruptura o prueba que no corresponda a la operación normal del Concentraducto. A su vez, la aplicación de nuevos productos o variación en las dosificaciones de productos aguas arriba del proceso de transporte de concentrado deberá ser validado y aprobado por la Gerencia de Operaciones, SI de Flotación y SI de Integridad de Activos con el respectivo análisis de riesgos que identifique la afectación a la que se podría ver afectado el ducto, desde la operación y la integridad de éste.
- Disponer de presupuestos anuales acordes para el programa de integridad para estas actividades.

8.2. Mantenimiento del Sistema de Transporte de Concentrado

La ejecución del mantenimiento de los componentes ubicados en las estaciones de válvulas y monitoreo se encuentra a cargo de la Gerencia de Mantenimiento Planta Concentradora a través de la Superintendencia de Ejecución del Mantenimiento.

Tiene como finalidad asegurar la correcta ejecución del Mantenimiento Preventivo y Correc-

tivo. Para lo cual, la SI de Ejecución de Mantenimiento debe:

- Contar con procedimientos, instructivos y/o metodologías claras respecto de la ejecución del mantenimiento, ya sea cambio de componentes y/o reparaciones temporales o parciales o revisión de algunos de ellos. Estos documentos deben ser específicos, y contar con información clave relacionada a la actividad como, por ejemplo, el torque a aplicar en cada caso.
- Verificar el repuesto a instalar: que corresponda a la orden de trabajo programada, clase, tipo de repuesto, etc.
- Evaluar el estado del repuesto o componente a instalar.
- Retirar y revisar el elemento retirado. En caso de falla, trasladar para análisis de falla el elemento retirado, este análisis se debe ejecutar por el área de Confiabilidad en conjunto con Integridad de Activos.
- En caso de una pieza que se debe fabricar para la eventualidad de una falla, debe asegurar el contar con la memoria de cálculo previo a la instalación de ésta que deberá ser validada por personal experto en el concentraducto.
- Asegurar el control de calidad de la ejecución, a través de la verificación de competencias del personal y utilizar las herramientas y equipos requeridos para cumplir a cabalidad la actividad, aplicando lista de verificación y protocolos de calidad. De acuerdo a lo definido en el manual de emergencias.
- Contar con personal calificado y competente para el mantenimiento del STC. Para esto, se debe identificar a todo el personal que pudiese intervenir en el mantenimiento del STC y generar un plan de capacitación específico y robusto para el personal en sus distintos niveles. Esta capacitación debe ser cada 2 años y debe quedar respaldada en el sistema de gestión de ductos.
- Contar con las herramientas adecuadas, calibradas y certificadas para utilizar en las actividades de mantenimiento, además del stock de repuestos mínimos establecidos por la SI de Confiabilidad.
- La SI de Confiabilidad deberá definir los repuestos mínimos con que se debe contar en el área para asegurar la operación segura y confiable del STC.
- A su vez, la SI de Confiabilidad deberá controlar el cumplimiento de la ejecución del plan matriz asociado al Concentraducto.

Las actividades consideradas para el área de ejecución del mantenimiento se ejecutan en Estación de Bombeo, Estaciones de Monitoreo y Estaciones de Válvulas, y en ducto para reparaciones de emergencia, entre las cuales se cuentan:

- Cambio/mantenimiento sistemas de bombeo.
- Cambio/mantenimiento de válvulas.
- Cambio/mantenimiento de instrumentación.
- Cambio de spools, lo que incluye los respectivos sellos y/o juntas.
- Cambio de disco de ruptura.
- Cambio de anillo disipador.
- Reparaciones de emergencia sobre el pipeline.
- Generación de Check list y protocolos requeridos para respaldar los controles de calidad y dar cumplimiento al Sistema de Gestión de Ductos.

8.3. Inspección y Monitoreo del Sistema de Transporte de Concentrado

Como parte de las actividades, se identifican distintos tipos de inspección las cuales se diferencian por el grado de especificación, las áreas responsables de la ejecución y las condiciones bajo las cuales deben ser ejecutadas:

8.3.1. Inspección Visual

1. **Inspección Visual Operacional:** Inspección ejecutada por personal de operaciones o mantenimiento que debe ser efectuada con frecuencia semanal, con foco en identificar condiciones que puedan afectar la operación. Esto implica, chequeo de operatividad de equipos de instrumentación en las distintas estaciones, inspección de estado de válvulas, chequear ausencia de filtraciones, pruebas de terreno, nivel de llenado de piscinas, estado de cierres perimetrales y portones, verificación de operatividad de instrumentación, estado de baterías, estado de luminarias.
2. **Inspección Visual Mecánica:** Inspección realizada por personal mecánico o de monitoreo de condiciones que debe ser ejecutada con frecuencia mensual como mínimo,

con la finalidad de identificar desviaciones en las condiciones de componentes mecánicos, como spools, válvulas y uniones, identificando presencia de corrosión, estado de juntas, fallas mecánicas en los componentes identificados. Se deberá identificar además estado de las cámaras y housekeeping de las estaciones con foco en la presencia de componentes mecánicos. Esta inspección se realiza en instalaciones de las estaciones de bombeo, estaciones de monitoreo y estaciones de válvulas.

3. **Inspección Visual de Integridad:** Inspección ejecutada por personal asociado a la SI de Integridad de Activos con frecuencia bimensual como mínimo, donde se visualiza condición de tapado del ducto, cruces de camino y rutas, letreros de identificación y señalética, estado de la ruta y/o servidumbre, estado de sistemas soporte y abrazaderas, estado de sistemas de contención, rejas, nivel de corrosión externa de spools y pernería, presencia de humedad y salinidad en uniones.

8.3.2. Inspección Termográfica

La Inspección Termográfica debe ser ejecutada por personal competente de la SI de Confiabilidad.

La inspección por termografía se utiliza en ductos con revestimiento interno como el Poliuretano para identificar fallas en este revestimiento. A través de ésta, es posible identificar condiciones, como pérdida del espesor del PU, pérdida total o parcial del revestimiento, englobamiento o pérdida de adherencia. Por tratarse de una técnica de END, se requiere que el personal ejecutor cuente con certificación Nivel I en Termografía como mínimo, y sea revisada o verificada por un Inspector Nivel II.

8.3.3. Inspección UT

La Inspección Ultrasónica (UT) debe ser ejecutada por personal competente de la SI de Confiabilidad.

Como parte de los ensayos no destructivos, la inspección UT es una técnica no invasiva para inspección que debe ser ejecutada por personal con certificación Nivel I como mínimo, siempre que se requiera verificar la continuidad del acero (como en el caso de espárragos) o bien identificar pérdida en el espesor del acero.

8.3.4. Inspección Threadolets

Por la naturaleza de esta actividad, la Inspección de Threadolets debe ser cargo de la SI de Integridad de Activos, y ejecutada por el personal que allí se designe con frecuencia cada 5 años.

La Inspección de Threadolets tiene como objetivo identificar el estado del liner (revestimiento interno de HDPE) del pipeline, y se ejecuta retirando los threadolets (tapones) instalados al costado de los flanges. Esta inspección debe ejecutarse con el Concentraducto en operación, por lo que debe ser ejecutada por personal calificado en integridad de ductos y utilizando herramientas especiales y certificadas que soporten la máxima presión de operación del sistema, con a lo menos un 20 % de margen. Esta inspección por su naturaleza es financiada por un CAPEX.

8.3.5. Inspección DCVG (Direct Current Voltage Gradient Survey)

La Inspección DCVG se encuentra a cargo de la SI de Integridad de Activos. Esta inspección debe ser ejecutada en terreno por personal con Certificación NACE CP1 y los datos recolectados deben ser revisados y analizados por personal con Certificación NACE CP4 con frecuencia cada 3 años.

Es un método de inspección que permite identificar de forma indirecta posibles daños en la superficie externa de la tubería de acero, a través de la verificación del estado del revestimiento externo. La metodología DCVG permite detectar la pérdida o captación de la corriente de protección catódica a través de fallas del revestimiento.

Para su aplicación, se debe instalar un interruptor de corriente en la unidad rectificadora del Sistema de Protección Catódica (SPC) existente, o bien a través de un sistema CP temporal. El interruptor se instala en serie en cualquiera de los tramos de la salida de CC del rectificador o instalándolo en el circuito de CA. El circuito es seteado para ciclar con periodos muy cortos On-Off, lo que permite una rápida medición de la deflexión a través de un voltímetro análogo.

El personal que ejecuta la inspección caminará sobre el trazado del ducto, sin despegar los electrodos del terreno. Las fallas en el revestimiento son identificadas a través de las deflexiones mostradas por el voltímetro análogo, el cual además tiene la capacidad de desviarse en ambas direcciones, negativa o positiva, desde el punto “cero”. Con ello, se puede identificar la dirección del flujo de la corriente a través del suelo.

Como resultado de la inspección, se identifica:

- %IR: entrega una indicación del tamaño del defecto del revestimiento (severidad de la indicación).
- Características de la indicación (dirección de la corriente).

A Continuación, se entregan las guías de severidad de indicaciones y sus características, la cual se encuentra identificada en Norma Nace SP0502-2008:

Técnica de Inspección	Severidad de la Indicación			
	Severa	Moderada	Menor	No Importante
DCVG	Mayor a 60 % IR	60 % IR - 36 % IR	35 % IR - 16 % IR	Menor a 16 % IR

Cuadro 40: Especificación de las severidades de las indicaciones.

El comportamiento de la indicación es clasificado de la siguiente manera según la indicación de la corriente:

Característica	Definición
Catódica / Catódica (C / C)	Esta categoría denota indicaciones que son catódicas (protegidas) mientras el sistema CP está encendido y permanecen polarizadas cuando el CP se interrumpe o se apaga. Son consumidores de corriente CP, pero no se corroen activamente.
Catódica / Neutra (C / N)	Esta categoría se refiere a días indicaciones que parecen estar protegidos mientras el sistema CP está encendido pero que regresan a su estado original cuando se interrumpe el CP. Estas indicaciones consumen corriente y pueden corroerse cuando hay falla en el SPC.
Catódica / Anódica (C / A)	Esta categoría denota indicaciones que son catódicas (protegidas) mientras el sistema CP está encendido y aparecen anódicas cuando se interrumpe el CP. Debido a que el valor interrumpido corresponde al potencial en la interfaz entre la tubería y el suelo, estas indicaciones pueden corroerse incluso cuando el sistema CP esté funcionando correctamente.
Anódica / Anódica (A / A)	Esta categoría se refiere a indicaciones que no reciben protección independientemente de si el SCP está encendido o apagado. Pueden estar corroyéndose y consumir corriente o no.

Cuadro 41: Comportamiento de las Indicaciones.

Categorización de indicaciones:

Categoría	Criticidad
Categoría 1	Reparación no planificada: no se consideran importantes y no se recomienda priorizar su reparación, ya que con el SPC bien mantenido, los defectos quedan bien protegidos. Corresponden a aquellos defectos con %IR entre 0 % y 15 % de comportamiento N/C, C/C o A/C.
Categoría 2	Reparación planificada a mediano plazo: para ser ejecutadas en un periodo no mayor a dos años. Corresponden a aquellos defectos con %IR entre 16 % y 35 % de comportamiento N/C, C/C o A/C.

Categoría 3	Reparación planificada a corto plazo: para ser ejecutadas en un periodo no mayor a 6 meses. Corresponden a aquellos defectos con %IR entre un 36 % a un 60 % de comportamiento N/C, A/C, C/C (nulo en OFF y catódico en ON, anódico en OFF y catódico en ON, catódico en OFF y ON).
Categoría 4	Reparación inmediata: Corresponde a aquellos defectos con %IR >60 o defectos que aun presentando un %IR menor, tienen un comportamiento tipo A/A (Anódico en OFF y Anódico en ON).

Cuadro 42: Categorización de las indicaciones.

8.3.6. Inspección CIPS (Close Interval Potencial Survey)

Puesto que la metodología CIPS está asociada a la Protección Catódica, la ejecución de esta inspección es responsabilidad de la SI de Integridad de Activos. Además, debe ser ejecutada en terreno por personal con Certificación NACE CP1 y los datos recolectados deben ser revisados y analizados por personal con Certificación NACE CP4, con frecuencia cada 3 años.

La Inspección CIPS permite evaluar la efectividad de la protección catódica a lo largo de todos los puntos del pipeline, por lo cual se considera una medida indirecta de la presencia de corrosión. Esta se obtiene a través de la medición de potenciales medidos sobre el top del pipeline, los cuales detectan las variaciones en los niveles de protección catódica.

En un CIPS, los datos de potencial ducto-electrolito son conectados de forma continua, a través de voltímetro o datalogger, un dispositivo dispensador de cables con medidor de distancia, y dos electrodos de referencia. El operador camina sobre la tubería haciendo contacto entre los electrodos y el suelo, en intervalos muy pequeños de espacio (1-2 metros).

A través de equipo ciclador instalado en Rectificador, se genera ciclo On-Instant Off. En este proceso el tiempo On es considerablemente mayor, mientras que el tiempo de apagado es extremadamente corto (Instant Off). La medición de potencial Instant Off debe ser de -850 mV respecto a electrodo Cu/CuSO₄, para identificar una estructura polarizada y/o protegida.

Este criterio de aceptación de la protección catódica, determinada a través de CIPS, se identifica en la Norma NACE RP0169.

La norma NACE SP016913 establece que, en suelos de alta resistividad, bien aireados y drenados, potenciales polarizados menos negativos que -850 mV podrían ser suficientes. Norma ISO 15589-1 presenta las siguientes consideraciones: -750 mV CSE para suelos con resistividad entre 10000 y 100000 Ωcm , y -650 mV CSE donde la resistividad del terreno sea mayor 100000 Ωcm .

En caso de que este criterio no se cumpla, se deberá verificar el segundo criterio establecido de los 100 mV CSE de polarización. Este criterio se determina midiendo la desviación inmediata del potencial una vez interrumpida la protección catódica (tomando los valores “instant off”). Se considera protegido si esta desviación mínima negativa (catódica) del potencial de polarización alcanza los 100 mV.

8.3.7. Inspección Interna

Por su naturaleza y equipamiento, esta inspección se encuentra a cargo de la SI de Confiabilidad. Quién es responsable de generar el análisis de riesgo del procedimiento antes de cada intervención y del aseguramiento del cumplimiento del procedimiento de la prueba a cabalidad.

La Inspección interna del Concentraducto puede ejecutarse a través de distintas técnicas, de las cuales se destacan entre otras:

- Inspección interna a través de cámara de video inspección.
- Inspección interna mediante dispositivo Voyager.

- Inspección a través de In-Line Inspection (ILI).

1. Inspección interna a través de cámara de video inspección

Se inserta una cámara robotizada para la inspección de una parte del pipeline o de spools, para inspeccionar visualmente el estado del revestimiento interno de éstos. El alcance de este sistema dependerá del equipo utilizado, pero normalmente no alcanza a cubrir la totalidad del trazado entre un flange y otro del pipeline. Su mayor utilidad se encuentra en la inspección de spools durante las actividades de mantenimiento. Como parte de las actividades de mantenimiento, se encuentra el cambio de componentes. La inspección interna a través de video inspección se debe ejecutar en spools o componentes que se encuentran aguas arriba y aguas abajo del componente a cambiar cada vez que se ejecute un cambio de componente, con la finalidad de inspeccionar visualmente el estado del revestimiento interno, superficie del acero, etc, permitiendo la identificación de anomalías o hallazgos.

2. Inspección interna mediante dispositivo Voyager

El dispositivo Voyager es un dispositivo miniaturizado, compuesto por baterías, unidad de controlador, tarjeta para almacenamiento de datos, reloj de tiempo real, sensores de presión, temperatura, aceleración y giroscopio, y transmisor de seguimiento, los cuales son insertos en una cápsula. La cápsula es insertada en un Pig de esponja, diseñado para la contención de los elementos y para proteger el equipo y liner del Concentraducto. Para ser lanzado a través del Concentraducto, el sistema se debe encontrar operativo con agua. Permite detectar anomalías en la tubería, fundamentalmente a través de la medición de presiones y aceleraciones producidas mientras el dispositivo se desplaza por el interior de la tubería, a una velocidad constante para no ser perturbado por transcientes que alteren el análisis final de los datos obtenidos. Por ello, el sistema de transporte se debe encontrar operando con agua. Este, a través de la evaluación de las presiones, aceleraciones y condiciones del flujo en el sistema, permite el monitoreo de condiciones al interior de la cañería. Como resultados de la inspección, se identifican eventos basados en peaks máximos y mínimos, comparación de presiones con puntos vecinos, análisis estadístico y la comparación con línea base de gradiente hidráulico, se obtiene la definición o identificación de eventos o anomalías internas del ducto.

3. Inspección ILI (In-Line Inspection)

Las herramientas de inspección ILI se refiere principalmente a herramientas de inspec-

ción inteligentes o PIGs inteligentes, los cuales, dependiendo de la variedad de sensores a utilizar, pueden identificar corrosión interna y externa del ducto, deformación geométrica, laminación y otro tipo de defectos. Los tipos de PIGs existentes son:

- a) **ILI Caliper:** Identifican el calibre y la geometría del pipeline. Llevan sensores electromagnéticos que miden abolladuras, abultamientos, pandeo y otras deformaciones geométricas.
- b) **ILI de Flujo Magnético (MFL):** Utilizan imanes para magnetizar las paredes del ducto hasta la saturación, identificando pérdidas de flujo magnético por las deformaciones.
- c) **ILI Ultrasónico (UT):** Los sensores son capaces de medir pérdida de metal. Corrosión, grietas y hendiduras mediante la medición directa de ondas ultrasónicas en la pared de la tubería.

Las técnicas más utilizadas de ILI corresponden a MFL y UT, y poseen una excelente performance para tuberías de acero desnudo. Para el caso del Concentraducto que cuenta con liner interno de HDPE en distintos espesores, es necesario verificar su aplicabilidad, eficacia y evaluar los riesgos asociados a posibles daños que se puedan provocar en el revestimiento interno.

8.4. Mantenimiento del Pipeline

Se identifican dos tipos de intervenciones para el trazado del pipeline:

- Intervención de emergencia: son aquellas intervenciones en el ducto que se producen a raíz de un evento o contingencia operacional, tales como rotura, embanque, alza de presión, etc.
- Intervención programada: son aquellas intervenciones planificadas al ducto donde se ejecutan actividades de mantenimiento, reparación y/o normalización de condiciones, etc. Dentro de estas actividades se consideran: cambio liner, cambio de trazado, inspección de threadolets, reparaciones programadas, etc.

Toda la gestión de actividades relacionadas con intervenciones en pipeline producto de alguna emergencia o contingencia, tal como rotura del ducto o embancamiento, sus repuestos y recursos serán responsabilidad de la Gerencia de Operaciones, quien deberá asegurar la existencia de los análisis de riesgos asociados, la ejecución en los menores tiempos posibles

de intervención, los controles de calidad asociados y la definición de condiciones de operación diferentes de las nomales; las cuales deberán quedar respaldas con una gestión de cambio. Las actividades podrán ser realizadas por el área, gerencia o empresa que la Gerencia de Operaciones designe.

A su vez, todas las actividades programadas en pipeline, sus repuestos y recursos serán responsabilidad de la Gerencia de Mantenimiento, quien deberá definir al responsable de la ejecución de las actividades y gestionar controles de calidad de la ejecución.

De acuerdo a lo anterior, el mantenimiento del pipeline considera dos procesos:

- Proceso de Reparación, que considera las actividades a ejecutar durante una emergencia.
- Proceso de Construcción, que considera las actividades a ejecutar durante actividades programadas.

8.4.1. Gestión de Materiales

La gestión de los materiales y/o repuestos serán responsabilidad del área a cargo de la intervención. Los materiales para considerar en este ítem son:

- Tuberías de acuerdo al diseño
- Flanges con pernería
- Set Oring de repuesto
- Liner HDPE
- Stub Ends

Todos los materiales por utilizar en las actividades de mantenimiento del pipeline deberán contar con los controles de calidad asociados a la fabricación del material y del proceso de fabricación de los componentes:

- Control durante el proceso de fabricación del acero, control de coladas.
- Control de calidad del acero, análisis químicos asociados al cumplimiento de las especificaciones del acero.
- Ensayos mecánicos al material: dureza, límite elástico, resistencia a la tracción, elongación, test de impacto, etc.

- Especificación del Procedimiento de Fabricación (MPS) de la tubería.
- Plan de Inspección y Ensayos (PIE), el cuál debe incluir como mínimo: rectitud, ovalidad, Ensayos No Destructivos, inspección visual de la superficie, análisis químico, análisis mecánicos de tubería terminada incluyendo test de impacto, prueba hidráulica considerando el 90 % SMYS a la totalidad de las tuberías, control dimensional, marcado, embalaje, etc.
- Entrega de todos los controles y reportes generados, incluyendo los certificados de calidad.
- La información deberá entregarse en formato “libro de tubos”.
- Para el caso de las tuberías de acero, se deberá considerar revestimiento externo de tricapa 3LPE de 3,5 mm de espesor.
- Además de lo anterior, se deberá cumplir con documento “Especificación Técnica de Cañerías Pipeline Sistema Transporte de Concentrado”.

8.4.2. Proceso de Reparación

La Gerencia de Operaciones o quien ella designe será el responsable de la ejecución del proceso de reparación del Concentraducto en caso de emergencia. Este proceso sólo considera actividades de reparación momentáneas o puntuales.

El proceso considera en este punto:

- Excavación y tapado del ducto. Una vez identificada la falla del ducto, se deberá proceder a la excavación y exposición de la falla en el ducto.
- Proceso de intervención de componentes de acero. Este podrá considerar instalación de flanges intermedios, instalación de niple, instalación de spool, etc.
- Proceso de intervención de componentes de HDPE. Una vez cortado el ducto de acero, se deberá retirar el liner (revestimiento interno) aguas abajo del corte hasta el siguiente flange.

Todas las actividades ejecutadas durante una emergencia se consideran provisorias y permitirán la operación del ducto hasta la normalización de la condición, la cual deberá programarse en el menor plazo posible, acompañada de la gestión de cambio respectiva si al reiniciar la operación los parámetros distan de los parámetros normales de operación.

8.4.3. Proceso de Construcción

Gerencia de Proyectos o quien la Gerencia de Mantenimiento designe será el responsable de la ejecución del proceso de construcción del Concentraducto, por lo cual deberá velar por el cumplimiento del presente estándar y de ejecutar y validar todos los controles de calidad asociados a cada una de las etapas del proceso. Deberá comunicar los trabajos y su extensión a la SI de Integridad de Activos.

En el proceso de construcción para este punto, se deberán considerar las siguientes etapas del proceso:

- Excavación y tapado del ducto.
- Proceso de construcción componentes de acero.
- Proceso de construcción componentes de HDPE.
- Control Documental Proceso de Construcción:

1. Excavación y tapado del ducto

Esta etapa del proceso de construcción será responsabilidad de la Gerencia de Proyectos o quien la Gerencia de Mantenimiento designe. Durante este proceso, se identifican 3 condiciones que pueden afectar la integridad de la tubería con consecuencias a la seguridad de las personas que trabajan en la actividad, la continuidad operacional y riesgos medio ambientales, las cuales se listan a continuación:

- Golpear el ducto con equipo de excavación con consecuencia de derrame o daño en el acero.
- Cortar fibra óptica con equipo de excavación, con consecuencia de pérdida de comunicación operacional.
- Tapada no controlada con consecuencia de daño en liner externo no identificado.

Como parte de los controles establecidos para minimizar los riesgos asociados se establece:

- Previo a cada excavación, se debe realizar un levantamiento de la profundidad de tapada del ducto.
- Se podrán utilizar equipos mecanizados cuando la profundidad del Concentraducto implique una distancia superior a los 30 centímetros.

- Durante el proceso de excavación, se debe identificar la profundidad de tapada, cuando el ducto se encuentre a una profundidad de 20 centímetros, no se podrá utilizar excavación mecanizada, sólo excavación manual.
- En caso de no contar con la ubicación de la fibra óptica en el sector de la excavación, se deberá coordinar la actividad con personal de TICA, y gestionar las reparaciones cuando se genere un corte de la fibra óptica. En tal caso, la empresa que ejecute o área responsable de la actividad deberá apoyar en la generación de nuevos pozos para identificar y reparar el punto de corte de la fibra.
- Previo a la tapada del ducto se deberá verificar la integridad del revestimiento de tricapa a través de holiday detector, aun cuando no se hayan realizado actividades directamente sobre el ducto. La tapada del ducto deberá ejecutarse con material seleccionado. En caso de no contar con material específico para el tapado, se podrá utilizar material retirado de la misma zanja, retirando todo el material de sobre tamaño (material con tamaño desde 3”).
- Antes de ejecutar la tapada, se deberá dejar registro georreferenciado en sistema WGS84, especificando las actividades ejecutadas, y la altura del ducto respecto al nivel del mar. Además, la puesta en servicio del STC se deberá ejecutar antes del tapado para verificar que no existen filtraciones en las uniones enflanchadas.

Generar protocolos de excavación y tapado, el cual debe contener:

- Motivo de la excavación.
- Georreferenciación submétrica, indicando altura respecto a nivel del mar.
- Estado de la evaluación del revestimiento externo previo al tapado.
- Interferencias identificadas.

2. Proceso de construcción componentes de acero

Para este punto, el responsable de la ejecución será la Gerencia de Proyectos o quien designe la Gerencia de Mantenimiento y considera cualquier actividad que implique cambios de tramos por falla, daño o modificaciones en el diseño original del STC. Por lo tanto, se consideran tareas de corte, soldadura, etc.

Para ello, se deberá cumplir con los requerimientos de materiales especificados en 6.4.1 Gestión de Materiales. A su vez, se deberá cumplir con los siguientes requerimientos de Aseguramiento y Control de Calidad:

- Trazabilidad de materiales utilizados: Se deberá aplicar control, de trazabilidad de los materiales utilizados de acuerdo con formato “Libro de Tubos” donde se especifique ubicación de cada tubería, ubicación de las soldaduras, trazabilidad de flanges, trazabilidad de Threadolets etc.
- Competencias del personal: El personal que ejecute actividades de soldadura, deberá contar con Calificación de acuerdo con norma API1104.
- Certificación de equipos y herramientas: La totalidad de los equipos y herramientas, tales como equipos de soldadura, equipos para END, RX, etc, deberán contar con su certificación y/o calibración al día, previa a su uso, el cual deberá ser verificado por el encargado del proyecto.
- Control de calidad de soldaduras: cada una de las soldaduras de unión ejecutadas deberán ser controladas a través de RX. Los tramos nuevos construidos, deberán ser controlados a través de Pruebas Hidrostáticas, verificando la ausencia de humedad y/o lagrimeo de los puntos de soldaduras. La PH deberá ejecutarse al 80 % del SMYS de la tubería.

En caso de que se detecte una soldadura defectuosa que deba ser desechada, se deberá eliminar un largo de a lo menos 2” de tubería desde el borde de la soldadura, con la finalidad de eliminar la zona afectada térmicamente (ZAT) y asegurar la eliminación de puntos de falla por fragilización del acero.

La totalidad de uniones soldadas deberán ser cubiertas con mantas termo contraíbles. Se deberá inspeccionar la totalidad del revestimiento externo del ducto descubierto a través de holiday detector, previo a la tapada del ducto.

Si la actividad a realizar corresponde a un cambio puntual del trazado por daño en el ducto, se debe asegurar que toda la zona con daño sea eliminada y a su vez, las nuevas soldaduras de unión al ducto existente deberán quedar a una distancia mínima 1,5 veces el diámetro de la tubería de la siguiente soldadura.

En caso de utilizar materiales reutilizados, como tuberías o flanges, de deberá verificar que cumple con los requerimientos de diseño, como medición espesores, inspección visual de la cara de los flanges, etc.

3. **Proceso de construcción componentes de HDPE** El responsable de esta etapa del proceso de construcción es la Gerencia de Proyectos o quien la Gerencia de Man-

tenimiento designe. Para este punto, se considera cualquier actividad relacionada con trabajos en componentes de HDPE correspondientes al liner del Concentraducto, esto es fabricación de liner e instalación de stub ends.

Se deberá controlar temperatura de termofusión, presión de fusión, tiempo de calentado, tiempo de enfriado, retiro de rodón interno, retiro de rodón externo.

Además de lo anterior, se ejecutarán probetas a las cuales se realiza inspección visual, prueba de doblado y prueba de tracción. Se tomará una probeta por día (al inicio de la jornada) o cada vez que se cambie el equipo de termofusión o al soldador de termofusión, con la finalidad de verificar la calidad de las soldaduras.

Se deberá ejecutar prueba neumática al liner finalizado, insertado al interior del ducto de acero y con stub ends instalados. Se realizará prueba con presión mínima de 100 psi y por un tiempo mínimo de 1 hora efectiva.

El soldador de termofusión deberá contar con certificación que lo acredite para tal actividad.

4. Control Documental Proceso de Construcción

La carpeta Top de los proyectos relacionados con los trabajos ejecutados en pipeline de Concentraducto deberá contar con al menos:

- Certificados del personal asociado a la ejecución y revisión del proyecto, por ejemplo, soldadores, termofusionadores, inspectores END, operadores de equipos, etc.
- Certificados y respaldos de mantenimiento de equipos a utilizar en el proyecto. Esto incluye, pero no se limita a soldadoras, máquinas de termofusión, sistemas de control de presión y temperatura, sistemas de bombeo, holiday detector, entre otros.
- Protocolos específicos para cada etapa del proyecto. Se deberá entregar los protocolos específicos por cada trabajo realizado en cada etapa del proyecto, considerando entre otros:

9. Conclusiones y Sugerencias

Debido a la implementación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo, se logró determinar, mediante un análisis semicuantitativo, el nivel de riesgo contenido en cada una de las estaciones; realizando en cada una de ellas el proceso de sistematización, en la cual se definieron los diferentes tipos de lazos de corrosión que comprenden cada una. Mediante el estudio de riesgo desarrollado para el Pipeline, se logró determinar, dentro de un método semicuantitativo, el nivel de riesgo que el mismo presenta actualmente; dividido en segmentos y asignando para cada uno el nivel de riesgo correspondiente. El desarrollo del estudio de riesgo y criticidad permitió generar planes de actividades preventivas y de mitigación para los activos. A partir de la valoración y evaluación de la criticidad en el estudio; se concluye que los activos válvulas: FV-7425 (EV1), FV-7471 (EV2) y FV7555 (EDT); representan un nivel de criticidad MEDIA ALTA, el resto de los activos están en los niveles MEDIO CRÍTICO y NO CRITICO (estos resultados fueron en base a la información asumida por el evaluador y aceptada por MINERA CENTINELA). Respecto a la valoración y evaluación de riesgo en los segmentos asociados al Pipeline en estudio, se concluye que el segmento S1 y S3 presentan un mayor nivel de riesgo. El S1 presenta mayor consecuencia de falla, debido a su recorrido cercano a zonas arqueológicas y cruces con carreteras. El segmento S3 presenta una mayor probabilidad de falla debido a su trayecto por la Quebrada del Diablo, lo que hace que un sector extenso del ducto no pueda ser inspeccionado debido al acceso limitado que presenta. El segmento con mayor radio de impacto es el S1 (EBC-EV1), esto debido a que el mismo presenta una mayor longitud respecto al corte de válvulas o aislamiento al momento de presentar una fuga; razón por la cual las actividades de inspección deben ser más rigurosas, con el fin de mitigar la probabilidad de fuga. En base a los resultados arrojados del análisis de riesgo, se desarrolló un plan base de inspección y mitigación de los lazos de corrosión, con el objetivo de minimizar el riesgo presente en ellos. Se propuso un plan de capacitación para el personal involucrado en el área de Integridad Mecánica del STC, llevando a cabo una breve descripción de los roles y responsabilidades, en función de los planes de mantenimiento elaborados. Además, se realizó la estructura organizacional, la cual tendrá la finalidad de cumplir a cabalidad el Plan de Gestión de Integridad.

Finalmente, se estableció un Plan de Gestión de Integridad e inspecciones para los activos establecidos en el estudio. El mismo tendrá la finalidad de mitigar las amenazas presentes. En dicho plan las frecuencias de las actividades se deberán ir ajustando en la medida que se hagan los respectivos análisis. El SGI propuesto tiene el potencial de reducir costos operativos, mejorar la seguridad y fortalecer la capacidad de respuesta ante posibles fallas, convirtiéndose



en un modelo replicable en otros contextos de la minería. Esta memoria representa una contribución valiosa para la gestión de activos en la industria, aportando a la continuidad de las operaciones y a la sostenibilidad de los procesos de transporte de concentrado de cobre en Minera Centinela.

Sugerencias

- Cumplir con el plan de evaluaciones y/o inspecciones establecidas en dicho estudio y plasmadas en el documento.
- Elaborar y mantener actualizado un registro detallado de cumplimiento de actividades de mantenimiento, así como también los historiales de falla e inspecciones.
- Asegurar la capacitación necesaria y requerida por el personal encargado de la supervisión, ejecución y registro de actividades de mantenimiento.
- Impulsar el uso y registro de datos de falla, tiempos fuera de servicio, y cumplimiento de actividades de mantenimiento usando la plataforma SAP o similar, acorde a una estructura taxonómica de los activos y de los sistemas principales que los componen.
- Una vez implementado el plan de mantenimiento desarrollado en este estudio, se deberá retroalimentar el Plan de Integridad para los activos, de manera que se pueda calcular nuevamente el nivel de riesgo de los lazos de corrosión y la criticidad, para así cerrar el ciclo de la metodología.
- Divulgar la metodología empleada para mejorar la toma de decisiones al momento de seleccionar estrategias de mantenimiento, con el objeto de propiciar el resguardo de la integridad de estas.
- Se recomienda asegurar y mantener una buena condición de la protección a la corrosión externa (recubrimiento, pintura, juntas aislantes, cables catódicos).
- Con la finalidad de evitar la corrosión galvánica y/o acelerar el proceso de corrosión, se recomienda que las válvulas de material acero inoxidable presenten juntas aislantes.
- Mantener una base de datos actualizada tanto de los planos (isométricos, vista de planta) como de las actividades ejecutadas para las estaciones y el ducto (inspecciones, mantenimientos, reparaciones, manejo de cambios, entre otros).

Referencias

- [1] W.Kent Muhlbauer. *Pipeline Risk Management Manual*, tercera edición.
- [2] API RECOMMENDED PRACTICE 581. *Risk Based Inspection Methodology* tercera edición 2016.
- [3] API RP1160. *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines* 2001.
- [4] API 1104. *Welding of Pipelines and Related Facilities* 1994.
- [5] ASME B31.8S. *Managing System Integrity of Gas Pipelines* 2016.
- [6] ASME B31.4. *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries* 2012.
- [7] ASME B31.G. *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines* 2009.
- [8] Nace SP0502. *Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology* 2010.
- [9] Nace SP0169 *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems* 2010.
- [10] *Estándar Integridad Concentraducto Minera Centinela* 2024.
- [11] Antofagasta Minerals *Estándar de Integridad Pipelines y Piping Crítico AMSA* 2024.
- [12] Brass *Especificación Técnica de Cañerías Pipeline Sistema Transporte de Concentrado* 2022.

10. ANEXO 1: NIVELES DE RIESGO STC MINERA CENTINELA

CÁLCULO DE LOS NIVELES DE RIESGO

Para el cálculo de los niveles de riesgo en el Concentraducto, se utilizó la siguiente ecuación:

$\text{Riesgo} = \sum PoFXCoF$	Donde:
	PoF = Probabilidad de Falla (Sumatoria de Fallas)
	CoF = Consecuencia de Falla (Sumatoria de Consecuencia)

Cuadro 43: Ecuación Cálculo de Niveles de Riesgo.

La probabilidad de falla para el Concentraducto en estudio resulta de la valoración de cada una de las amenazas estipulada previamente. Se consideraron 5 variables principales en cuanto a índice de fallas se refiere: **terceros, corrosión externa, daños internos *liner*, diseño y construcción, operación y mantenimiento.**

La variable de mayor probabilidad de falla es la corrosión externa (20 %), falla en el liner con (40 %), terceros (15 %), Diseño y construcción (15 %) y Operación y mantenimiento con (10 %). La asignación de porcentajes de las variables fue discutida y analizado con MINERA CENTINELA, la cual aceptó.

$PoF_{\text{total}} = \sum PoF = PoF_t + PoF_{\text{liner}} + PoF_c + PoF_{\text{dyc}} + PoF_{\text{oym}}$	Donde:
	PoF _t = Probabilidad de Falla por Terceros
	PoF _{liner} = Probabilidad de Falla por Liner Interno
	PoF _c = Probabilidad de Falla por Corrosión Externa
	PoF _{dyc} = Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción
	PoF _{oym} = Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento

Cuadro 44: Sumatoria de Probabilidad de Falla.

Las subvariables y sus valores fueron tomadas de la información suministrada por MINERA CENTINELA, información obtenida en terreno del Concentraducto y una base obtenida del análisis anterior de BRASS, todo esto en una mesa de trabajo, las mismas son las siguientes:

*Variable de Probabilidad de Falla de Terceros (15 %):

FACTOR AMENAZAS	VARIABLE DE CONSECUENCIAS	SUBVARIABLES	VALOR	S1 (EBC-EV1)	S2 (EV1-EV2)	S3 (EV2-EDT)
TERCEROS 15 %	CAÑERÍA	AÉREA	10	6	6	6
		AÉREA Y ENTERRADA	8			
		ENTERRADA	6			
		SUMERGIDA Y ENTERRADA	5			
	PROFUNDIDAD	0-0,5 m	4	3	1	1
		0,6 - 1 m	3			
		1,01 - 1,5 m	2			
		>1,5 m	1			
	TRÁFICO VEHICULAR	AUTOPISTA	6	6	4	4
		CARRETERA / VÍA URBANA	4			
		NO EXISTE PASO VEHICULAR	0			
	PROTECCIÓN (DEFENSAS, BARRERAS, ETC)	NO	2	2	2	2
		SI	0			
	RECORRIDOS OPERACIONALES	NO	5	1	1	1
		SI	1			
	OTROS SERVICIOS EN EL CORREDOR DE CAÑERÍA	SI	3	3	3	3
		NO	1			
	NÚMERO DE CAÑERÍAS EN LA SERVIDUMBRE	>3	4	2	2	2
		3	3			
		2	2			
		1	1			
		0	0			
	SERVICIOS EN EL CORREDOR	CONCENTRADO DE COBRE	8	8	8	8
		CONCENTRADO DE HIERRO	6			
		AGUA	4			
		NO	0			
	AVISOS DE SEÑALIZACIÓN DE RUTA	>3 AVISOS	15	15	15	15
		0 - 3 AVISOS	10			
		INSTALADOS	5			
	CAÑERÍA GEOREFERENCIADA	NO	3	0	0	0
		SI	0			
	ANTECEDENTES DE DAÑOS MECÁNICOS POR TERCEROS	SI	6	6	6	6
		NO	3			
	DAÑOS MECÁNICOS REPARADOS	NO	5	4	2	2
		SI	4			
		NO EXISTEN DAÑOS MECÁNICOS	2			
		SI	6			
	EXISTEN ABOLLADURAS	SE DESCONOCE	3	1	1	1
		NO	1			
		>6 %	10			
	PROFUNDIDAD ABOLLADURAS	2 - 6 %	5	3	3	3
		SE DESCONOCE	3			
		<2 %	2			
		0	1			
		SI	5			
	ABOLLADURAS REPARADAS	NO	2	1	1	1
		NO EXISTEN ABOLLADURAS	1			
		SI	5			
	ANTECEDENTES DE VANDALISMO	NO	0	5	0	0
		SI	3			
	ANTECEDENTES DE FALLAS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS	NO	0	0	0	0
		SI	3			
	ANTECEDENTES DE FALLAS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS	SI	3	0	0	0
		NO	0			

Cuadro 45: Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla de Terceros (15 %).

***Variable de Probabilidad de falla de daños interno liner (40 %):**

FACTOR AMENAZAS	VARIABLE DE CONSECUENCIAS	SUBVARIABLES	VALOR	S1 (EBC-EV1)	S2 (EV1-EV2)	S3 (EV2-EDT)
DAÑOS INTERNOS LINER HDPE (40 %)	DESVIACIONES DE PARÁMETROS DE GRANULOMETRÍA / REOLOGÍA	SI	10	0	0	0
		SE DESCONOCE	5			
		NO	0			
	PROCESO DE DESGASTE ACTIVO	SI EXISTE EVIDENCIA	16	4	4	4
		SE DESCONOCE	4			
		NO EXISTE EVIDENCIA	0			
	ESPESOR REMANENTE MÍNIMO DEL LINER	<80 %	10	2	2	2
		>= 80 %	2			
	FALLAS DE REVESTIMIENTO INTERNO REPARADAS	SI	10	1	1	1
		SE DESCONOCE	5			
		NO	1			
	ÚLTIMA INSPECCIÓN INTERNA	>5 AÑOS	10	1	1	10
		3 - 5 AÑOS	5			
		0 - 2 AÑOS	1			
	EVIDENCIA DE INCRUSTACIONES	SI EXISTE	8	2	2	2
		SE DESCONOCE	6			
		NO EXISTE	2			
	CANTIDAD O MAGNITUD DE INCRUSTACIONES	>= 20 %	10	2	2	2
		<20 %	2			
	EJECUCIÓN DE LIMPIEZAS INTERNAS MECÁNICAS	NO	3	3	3	3
		SI	1			
	EJECUCIÓN DE LIMPIEZAS INTERNAS QUÍMICAS	NO	3	3	3	3
		SI	1			
	FRECUENCIA DE LIMPIEZAS INTERNAS MECÁNICAS	NO SE EJECUTAN	10	10	10	10
		CADA 1 MES	5			
		>1 MES	0			
	FRECUENCIA DE LIMPIEZAS INTERNAS QUÍMICAS	NO SE EJECUTAN	10	10	10	10
		CADA 1 MES	5			
		>1 MES	0			

Cuadro 46: Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla de Daños Internos Liner HDPE (40 %)

***Variable de Probabilidad de Falla de Corrosión Externa (20 %):**

FACTOR AMENAZAS	VARIABLE DE CONSECUENCIAS	SUBVARIABLES	VALOR	S1 (EBC-EV1)	S2 (EV1-EV2)	S3 (EV2-EDT)
CORROSIÓN EXTERNA (20 %)	EDAD DEL REVESTIMIENTO	>25	10	1	1	1
		15 - 25	5			
		0 - 15	1			
	PROCESO DE CORROSIÓN ACTIVO	SI EXISTE EVIDENCIA	5	5	5	5
		NO EXISTE EVIDENCIA DE FALLA DEL REVESTIMIENTO	1			
	MEDICIONES	POTENCIALES	10	10	10	10
		CIPS	3			
		DCVG	1			
	MEDICIÓN DE POTENCIALES	>12 MESES	5	5	5	5
		7 - 12 MESES	3			
		<6 MESES	1			
	EVIDENCIA DE FALLAS DE REVESTIMIENTO	SI	10	3	3	3
		SE DESCONOCE	3			
		NO	1			
	FALLAS DE REVESTIMIENTO EXTERNO REPARADAS	SI	10	1	1	1
		SE DESCONOCE	5			
		NO	1			
	POSTES DE MEDICIÓN DE POTENCIALES DAÑADOS	SI	6	3	3	3
		NO	3			
		SE DESCONOCE	5			
	RESISTIVIDAD DE SUELOS	<1000 OHM-CM	3	5	5	5
		1001 - 15000 OHM-CM	2			
		>15000 OHM-CM	1			
		<60 %	13			
	NIVELES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	60=<PROTECCIÓN CATÓDICA<80	10	13	13	13
		80=<PROTECCIÓN CATÓDICA<100	3			
		100 %	1			
		NO	4			
	TODOS LOS RECTIFICADORES OPERATIVOS	SI	2	4	4	4
		NO	10			
	REPARACIONES EJECUTADAS	SI	5	10	1	1
		NO EXISTEN REPARACIONES PENDIENTES	1			
	INTERFERENCIA DC	SI	3	3	1	1
		NO	1			
	MITIGACIÓN DC INSTALADA	NO	4	4	4	4
		SI	2			
	INTERFERENCIA AC	NO EXISTE NTERFERENCIA	1	2	1	1
		SI	2			
	MITIGACIÓN AC INSTALADA	NO	4	4	4	4
		SI	2			

Cuadro 47: Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla por Corrosión Externa (20 %).

***Variable de Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (15 %):**

FACTOR AMENAZAS	VARIABLE DE CONSECUENCIAS	SUBVARIABLES	VALOR	S1 (EBC-EV1)	S2 (EV1-EV2)	S3 (EV2-EDT)
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (15 %)	NÚMERO DE EVENTOS EN EL ÚLTIMO AÑO	>3 EVENTOS	16	8	0	8
		1 - 3 EVENTOS	8			
		SIN EVENTOS	0			
	ANÁLISIS DE FALLA	NO REALIZADO	12	1	0	1
		SE DESCONOCE	6			
		REALIZADO Y DOCUMENTADO	1			
		SIN EVENTOS	0			
	APLICACIÓN DE RECOMENDACIONES DEL ACR	NO	10	0	0	0
		SI	0			
	REGISTRO DEL ÚLTIMO EVENTO	<3 MESES	12	2	0	2
		3 - 6 MESES	10			
		6 - 12 MESES	8			
		12 - 24 MESES	6			
		24 - 36 MESES	4			
		>36 MESES	2			
		SIN EVENTOS	0			
	CUMPLIMIENTO DE PLANES DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO	0 - 25 %	10	8	8	10
		26 - 50 %	8			
		51 - 75 %	6			
		76 - 99 %	4			
		100 %	2			
	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL INCORRECTO	SI	10	0	0	0
		NO	0			
	PERSONAL ENSEÑADO Y ENTRENADO	DEFICIENTE	10	1	1	1
		ACEPTABLE	5			
		BIEN	1			
	INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DOCUMENTADOS	NO	10	0	0	0
		SI	0			
	ES LLEVADO A CABO, DETECCIÓN DE FUGAS DE RUTINA EN ESTACIONES DE VÁLVULAS	NO	10	10	10	10
		SI	0			

Cuadro 48: Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento (15 %).

***Variable de Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción (10 %):**

FACTOR AMENAZAS	VARIABLE DE CONSECUENCIAS	SUBVARIABLES	VALOR	S1 (EBC-EV1)	S2 (EV1-EV2)	S3 (EV2-EDT)
DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN (10%)	AÑO DE MANUFACTURA DE LA CAÑERÍA	<1960	10	2	2	2
		1960 - 1980	6			
		1981 - PRESENTE	2			
	EXISTEN DEFECTOS DE MANUFACTURA CERCANOS A SOLDADURAS LONGITUDINALES, CON % PÉRDIDA $\geq 30\%$	SI	10	0	0	0
		SE DESCONOCE	5			
		NO	0			
	DEFECTOS DE MANUFACTURA CERCANOS A SOLDADURAS LONGITUDINALES, CON LONGITUDES ≥ 45 mm	SI	10	0	0	0
		SE DESCONOCE	5			
		NO	0			
	DEFECTOS CERCANOS A LA ZONA AFECTADA POR EL CALOR DE SOLDADURAS CIRCUNFERENCIALES Y/O LONGITUDINALES ($<3XT$)	SI	10	0	0	0
		SE DESCONOCE	5			
		NO	0			
	DEFECTOS DE MANUFACTURA	% PÉRDIDA $\geq 50\%$	10	2	2	2
		$30 \leq \% \text{ PÉRDIDA} < 50\%$	6			
		SE DESCONOCE	4			
		% PÉRDIDA $<30\%$	2			
	DEFECTOS DE MANUFACTURA PENDIENTES POR VALIDAR Y/O REPARAR	SI	8	0	0	0
		NO	0			
	PRUEBA HIDROSTÁTICA	SE DESCONOCE	10	4	4	4
		Pd	7			
		Pd x 1,1	4			
		Pd x 1,25	2			
	ESFUERZO DE OPERACIÓN	$\geq 50\%$ SMYS	10	2	2	2
		$30\% < \text{SMYS} < 50\%$	6			
		SMYS $\leq 30\%$	2			
	DEFECTOS DE CONSTRUCCIÓN EN SOLDADURAS CIRCUNFERENCIALES	$>50\%$	10	2	2	2
		$30 - 50\%$	8			
		SE DESCONOCE	6			
		$20 - 30\%$	4			
		$<20\%$	2			
	CARACTERÍSTICAS DE SUELOS	CON QUEBRADAS	6	0	0	6
		SOCACCIÓN	3			
		ESTABLE	0			
	ESTABILIDAD DE SOPORTES	COMBINACIÓN DE SITUACIONES	6	0	0	0
		SOCACCIÓN EN SUSPENSIÓN	4			
		SOCACCIÓN, AUSENCIA O DAÑO DE H	2			
		ESTABLE	0			

Cuadro 49: Valores Seleccionados de Variable de Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción (10 %).

Las consecuencias estudiadas en el Concentraducto MINERA CENTINELA, resulta de la valoración de cada una de las amenazas estipulada previamente. Se consideraron 3 variables principales en cuanto a índice de fallas se refiere: Personas, Medio Ambiente e Impacto Operacional.

La variable de mayor consecuencia de falla es: Personas con sesenta (60 %), Medio Ambiente con quince (15 %) e impacto operacional con veinticinco (25 %). La asignación de porcentajes fue a criterio del evaluador de riesgo.

Para el cálculo, se utilizará la siguiente fórmula:

$CoF_{total} = \sum CoF = CoF_{Personas} + CoF_{MA} + CoF_{IO}$	Donde: $CoF_{Personas}$ = Consecuencia de Falla por Personas CoF_{MA} = Consecuencia de Falla por Medio Ambiente CoF_{IO} = Consecuencia de Falla por Impacto Operacional
---	--

Cuadro 50: Sumatoria de Consecuencia de Falla.

***Variable de Consecuencia de Falla de Personas, Impacto Operacional y Medio Ambiente:**

FACTOR DE AMENAZA	VARIABLE DE CONSECUENCIAS	SUBVARIABLES	VALOR	S1 (EBC-EV1)	S2 (EV1-EV2)	S3 (EV2-EDT)
PERSONAS	DENSIDAD POBLACIONAL	CLASE 4	10	2	2	2
		CLASE 3	8			
		CLASE 2	4			
		CLASE 1	2			
	CERCANÍA DE LA POBLACIÓN	<25 m	20	20	1	20
		25 - 50 m	14			
		50 - 100 m	10			
		100 - 125 m	6			
		125 - 150	2			
		>150 m	1			
	CERCANÍA HOSPITALES, ESCUELAS, ASILOS	SI	10	0	0	0
		NO	0			
	DAÑOS A TERCEROS	ZONAS RESIDENCIALES	15	5	0	5
		ZONAS INDUSTRIALES	5			
		SIN AFECTACIÓN A TERCEROS	0			
IMPACTO OPERACIONAL	INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO	SIN FLEXIBILIDAD	10	10	10	10
		FLEXIBILIDAD LIMITADA	5			
		FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	2			
	NÚMEROS DE CLIENTES AFECTADOS	>100	10	5	5	5
		50 - 100	7			
		02 - 50	5			
		1	3			
	TIPOS DE CLIENTES AFECTADOS	PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, REFINERÍAS Y/O INDUSTRIAS MINERAS	10	10	10	10
		SIDERÚRGICA Y EMPRESAS BÁSICAS	8			
		INDUSTRIAL	5			
		DOMESTICO	4			
MEDIO AMBIENTE	DAÑOS AMBIENTALES	ZONAS ARQUEOLÓGICAS	15	15	15	15
		FLORA Y FAUNA (PARQUES NACIONALES)	13			
		BOSQUES	12			
		ACUIFEROS	12			
		RIOS	10			
		LAGOS	10			
		SIN AFECTACIÓN	2			

Cuadro 51: Valores Seleccionados de Variable de Consecuencias.

10.1. Probabilidad de Falla (PoF) Para el Segmento 1 (EBC - EV1)

10.1.1. Variable de Probabilidad de Falla de Terceros (15 %)

Una vez seleccionadas la subvariable de consecuencia y evaluada sus opciones se les asigna valores a dichas subvariables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de tercero (PoFt), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 66$

La probabilidad de falla por terceros viene dada por la siguiente expresión:

$\text{PoFt} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable - PoFt = Probabilidad de Falla por Terceros
---	---

Sustituyendo valores tenemos:

$\text{PoFt} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable - PoFt = Probabilidad de Falla por Terceros
Donde: - Var = 66 - Vmax = 100 - Vmin = 21	Sustituyendo: $\text{PoFt} = 100 \times \frac{((66 - 21))}{(100 - 21)}$ PoFt = 56,96

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad para terceros será:

$$\text{PoFt} = \text{PoFt} \times \text{Ponderación (15 \%)} = 56,96 \times 0,15 = 8,54 \quad (10.1)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Terceros:

$$\mathbf{PoFt} = \mathbf{9} \quad (10.2)$$

10.1.2. Variable de Probabilidad de falla de daños interno liner (40 %)

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluada sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de Daño Interno *Liner* (PoF_{liner}), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \mathbf{Variables} = \mathbf{38}$

La probabilidad de falla por daños internos en el liner viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_{liner} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{liner} = Probabilidad de Falla por Daños Internos en <i>Liner</i>
---	---

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_{liner} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{liner} = Probabilidad de Falla por Daños Internos en <i>Liner</i>
Donde: - Var = 38 - Vmax = 100 - Vmin = 10	Sustituyendo: $PoF_{liner} = 100 \times \frac{((38 - 10))}{(100 - 10)}$ $PoF_{liner} = \mathbf{31,11}$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad para daños internos del liner será:

$$PoF_{liner} = PoF_{liner} \times \mathbf{Ponderación (40 \%)} = \mathbf{31,11 \times 0,40 = 12,44} \quad (10.3)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Daños Internos en el liner:

$$PoF_{liner} = 12 \quad (10.4)$$

10.1.3. Variable de Probabilidad de Falla de Corrosión Externa (20 %)

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluadas sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla por Corrosión Externa (PoFc), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 73$

La probabilidad de falla por corrosión externa viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_C = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_C = Probabilidad de Falla por Corrosión Externa
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_C = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_C = Probabilidad de Falla por Corrosión Externa
Donde: - Var = 73 - Vmax = 100 - Vmin = 21	Sustituyendo: $PoF_C = 100 \times \frac{((73 - 21))}{(100 - 21)}$ $PoF_C = 65,82$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad por corrosión externa será:

$$PoF_C = PoF_C \times \text{Ponderación (20 \%)} = 65,82 \times 0,20 = 13,16 \quad (10.5)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Corrosión Externa:

$$PoF_C = 13 \quad (10.6)$$

10.1.4. Variable de Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (15 %)

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluadas sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (PoF_{OyM}), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 30$

La probabilidad de falla por operación y mantenimiento viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_{OyM} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{OyM} = Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_{OyM} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{OyM} = Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento
Donde: - Var = 30 - Vmax = 100 - Vmin = 3	Sustituyendo: $PoF_{OyM} = 100 \times \frac{((30 - 3))}{(100 - 3)}$ $PoF_{OyM} = 27,83$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad por operación y mantenimiento será:

$$PoF_{OyM} = PoF_{OyM} \times \text{Ponderación (15 \%)} = 27,83 \times 0,15 = 4,17 \quad (10.7)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento:

$$PoF_{OyM} = 4 \quad (10.8)$$

10.1.5. Variable de Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción (10 %)

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluadas sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de diseño y construcción (PoFdyc), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 12$

La probabilidad de falla por diseño y construcción viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_{DyC} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{DyC} = Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_{DyC} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{DyC} = Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción
Donde: Var = 12 Vmax = 100 Vmin = 10	Sustituyendo: $PoF_{DyC} = 100 \times \frac{((12 - 10))}{(100 - 10)}$ $PoF_{DyC} = 2,22$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad por diseño y construcción será:

$$PoF_{DyC} = PoF_{DyC} \times \text{Ponderación (10\%)} = 2,22 \times 0,10 = 0,22 \quad (10.9)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción:

$$PoF_{DyC} = 0 \quad (10.10)$$

10.1.6. Ponderación Total

La ponderación de las probabilidades de falla total viene dada por la siguiente expresión:

$$PoF_{total} = \sum PoF = PoF_t + PoF_{liner} + PoF_c + PoF_{oym} + PoF_{dyc}$$

$$PoF_{total} = 9 + 12 + 13 + 4 + 0 = 38 \quad (10.11)$$

La matriz y clasificación de la criticidad definida para la Probabilidad de falla es la siguiente:

Ponderación	Sumatorias variables de Consecuencias	Clasificación
1	0 - 20	Muy Baja
2	20,1 - 40	Baja
3	40,1 - 60	Media
4	60,1 - 80	Alta
5	80,1 - 100	Muy Alta

Cuadro 52: Clasificación de Criticidad para la Probabilidad de Falla.

La ponderación para la probabilidad de falla total es de 38, razón por la cual le corresponde una clasificación Baja y ponderación de 2.

10.2. Consecuencia (CoF) Para el Segmento 1 (EBC-EV1)

Una vez seleccionadas la subvariable de consecuencia y evaluada sus opciones se les asigna valores a dichas subvariables de consecuencias para así obtener la consecuencia de Falla (CoF), obteniéndose los siguientes valores:

10.2.1. Variable de Consecuencia:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 67$

La Consecuencia viene dada por la siguiente expresión:

$CoF = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable CoF = Consecuencia
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$CoF = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable CoF = Consecuencia de Falla de Personas
Donde: Var = 67 Vmax = 100 Vmin = 14	Sustituyendo: $CoF = 100 \times \frac{((67 - 14))}{(100 - 14)}$ $CoF = 61,63$

Por lo tanto, el valor de la Consecuencia será:

$$CoF = 62 \quad (10.12)$$

10.2.2. Ponderación Total

La ponderación de las consecuencias de falla total viene dada por la siguiente expresión:

$$CoF_{total} = \sum CoF$$

$$CoF_{total} = 62 \quad (10.13)$$

La matriz y clasificación de criticidad definida para la Consecuencia es la siguiente:

Ponderación	Sumatorias variables de Consecuencias	Clasificación
1	0 - 20	Muy Baja
2	20,1 - 40	Baja
3	40,1 - 60	Media
4	60,1 - 80	Alta
5	80,1 - 100	Muy Alta

Cuadro 53: Clasificación de Criticidad para la Consecuencia de Falla.

La ponderación para la Consecuencia de Falla total es de 62, razón por la cual le corresponde una clasificación Alta y ponderación de 4.

El nivel de riesgo para el Segmento 1 (EBC-EV1), viene dado por la intersección de las ponderaciones en la matriz 5x5, la misma presenta 5 niveles de Probabilidad (MUY ALTA, ALTA, MEDIA, BAJA Y MUY BAJA) y 5 niveles de Consecuencia (MUY ALTA, ALTA, MEDIA, BAJA Y MUY BAJA), la matriz fue evaluada y aprobada por MINERA CENTINELA.

10.3. Ponderación Total Para Segmento 1

Para el Segmento 1 (EBC-EV1), el nivel de riesgo viene dado por la intersección de la clasificación de la probabilidad y consecuencia:

$$\text{PoF} = 2$$

$$\text{CoF} = 4$$



Figura 67: Gráfica Matriz de Riesgo Segmento 1.

El nivel de riesgo resultante para el Segmento 1 (EBC-EV1) es **RIESGO MEDIO** (Según matriz).

10.4. Probabilidad de Falla (PoF) Para el Segmento 2 (EV1 - EV2)

10.4.1. Variable de Probabilidad de Falla de Terceros (15 %):

Una vez seleccionadas la subvariable de consecuencia y evaluada sus opciones se les asigna valores a dichas subvariables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de tercero (PoFt), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 55$

La probabilidad de falla por terceros viene dada por la siguiente expresión:

$\text{PoFt} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable - PoFt = Probabilidad de Falla por Terceros
---	---

Sustituyendo valores tenemos:

$\text{PoFt} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable - PoFt = Probabilidad de Falla por Terceros
Donde: - Var = 55 - Vmax = 100 - Vmin = 21	Sustituyendo: $\text{PoFt} = 100 \times \frac{(55 - 21)}{(100 - 21)}$ PoFt = 43,04

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad para terceros será:

$$\text{PoFt} = \text{PoFt} \times \text{Ponderación (15 \%)} = 43,04 \times 0,15 = 6,45 \quad (10.14)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Terceros:

$$\mathbf{PoFt} = 7 \quad (10.15)$$

10.4.2. Variable de Probabilidad de falla de daños interno liner (40 %):

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluada sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de Daño Interno *Liner* (PoF_{liner}), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \mathbf{Variables} = 38$

La probabilidad de falla por daños internos en el liner viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_{liner} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{liner} = Probabilidad de Falla por Daños Internos en <i>Liner</i>
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_{liner} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{liner} = Probabilidad de Falla por Daños Internos en <i>Liner</i>
Donde: Var = 38 Vmax = 100 Vmin = 10	Sustituyendo: $PoF_{liner} = 100 \times \frac{((38 - 10))}{(100 - 10)}$ $PoF_{liner} = \mathbf{31,11}$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad para daños internos del liner será:

$$PoF_{liner} = PoF_{liner} \times \mathbf{Ponderación (40 \%)} = 31,11 \times 0,40 = 12,44 \quad (10.16)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Daños Internos en el liner:

$$PoF_{liner} = 12 \quad (10.17)$$

10.4.3. Variable de Probabilidad de Falla de Corrosión Externa (20 %):

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluadas sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla por Corrosión Externa (PoFc), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 56$

La probabilidad de falla por corrosión externa viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_C = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_C = Probabilidad de Falla por Corrosión Externa
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_C = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_C = Probabilidad de Falla por Corrosión Externa
Donde: - Var = 56 - Vmax = 100 - Vmin = 21	Sustituyendo: $PoF_C = 100 \times \frac{((56 - 21))}{(100 - 21)}$ $PoF_C = 44,30$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad por corrosión externa será:

$$PoF_C = PoF_C \times \text{Ponderación (20 \%)} = 44,30 \times 0,20 = 8,86 \quad (10.18)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Corrosión Externa:

$$PoF_C = 9 \quad (10.19)$$

10.4.4. Variable de Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (15 %):

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluadas sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (PoF_{OyM}), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 19$

La probabilidad de falla por operación y mantenimiento viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_{OyM} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{OyM} = Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_{OyM} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{OyM} = Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento
Donde: Var = 19 Vmax = 100 Vmin = 3	Sustituyendo: $PoF_{OyM} = 100 \times \frac{((19 - 3))}{(100 - 3)}$ $PoF_{OyM} = \mathbf{16,49}$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad por operación y mantenimiento será:

$$PoF_{OyM} = PoF_{OyM} \times \text{Ponderación (15\%)} = 16,49 \times 0,15 = 2,47 \quad (10.20)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento:

$$PoF_{OyM} = 3 \quad (10.21)$$

10.4.5. Variable de Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción (10 %):

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluadas sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de diseño y construcción (PoFdyc), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 12$

La probabilidad de falla por diseño y construcción viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_{DyC} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{DyC} = Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_{DyC} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{DyC} = Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción
Donde: - Var = 12 - Vmax = 100 - Vmin = 10	Sustituyendo: $PoF_{DyC} = 100 \times \frac{((12 - 10))}{(100 - 10)}$ $PoF_{DyC} = 2,22$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad por diseño y construcción será:

$$PoF_{DyC} = PoF_{DyC} \times \text{Ponderación (10\%)} = 2,22 \times 0,10 = 0,22 \quad (10.22)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción:

$$PoF_{DyC} = 0 \quad (10.23)$$

10.4.6. Ponderación Total

La ponderación de las probabilidades de falla total viene dada por la siguiente expresión:

$$PoF_{total} = \sum PoF = PoF_t + PoF_{liner} + PoF_c + PoF_{oym} + PoF_{dyc}$$

$$PoF_{total} = 7 + 12 + 9 + 3 + 0 = 31 \quad (10.24)$$

La matriz y clasificación de la criticidad definida para la Probabilidad de falla es la siguiente:

Ponderación	Sumatorias variables de Consecuencias	Clasificación
1	0 - 20	Muy Baja
2	20,1 - 40	Baja
3	40,1 - 60	Media
4	60,1 - 80	Alta
5	80,1 - 100	Muy Alta

Cuadro 54: Clasificación de Criticidad para la Probabilidad de Falla.

La ponderación para la probabilidad de falla total es de 31, razón por la cual le corresponde una clasificación Baja y ponderación de 2.

10.5. Consecuencia (CoF) Para Segmento 2 (EV1 - EV2)

10.5.1. Variable de Consecuencia:

Una vez seleccionadas la subvariable de consecuencia y evaluada sus opciones se les asigna valores a dichas subvariables de consecuencias para así obtener los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 43$

La Consecuencia viene dada por la siguiente expresión:

$CoF = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable CoF = Consecuencia
---	---

Sustituyendo valores tenemos:

$CoF = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable CoF = Consecuencia
Donde: $Var = 43$ $V_{max} = 100$ $V_{min} = 14$	Sustituyendo: $CoF = 100 \times \frac{((43 - 14))}{(100 - 14)}$ $CoF = \mathbf{33,72}$

Por lo tanto, la ponderación de la Consecuencia será:

$$CoF = \mathbf{34} \quad (10.25)$$

10.5.2. Ponderación Tottal

La ponderación de las consecuencias de falla total viene dada por la siguiente expresión:

$$CoF_{total} = \sum CoF$$

$$CoF_{total} = 34 \quad (10.26)$$

La matriz y clasificación de criticidad definida para la Consecuencia es la siguiente:

Ponderación	Sumatorias variables de Consecuencias	Clasificación
1	0 - 20	Muy Baja
2	20,1 - 40	Baja
3	40,1 - 60	Media
4	60,1 - 80	Alta
5	80,1 - 100	Muy Alta

Cuadro 55: Clasificación de Criticidad para la Consecuencia de Falla.

La ponderación para la Consecuencia de Falla total es de 34, razón por la cual le corresponde una clasificación Baja y ponderación de 2.

10.6. Ponderación Total Para Segmento 2

El nivel de riesgo para el Segmento 2 (EV1-EV2), viene dado por la intersección de las ponderaciones en la matriz 5x5, la misma presenta 5 niveles de Probabilidad (MUY ALTA, ALTA, MEDIA, BAJA Y MUY BAJA) y 5 niveles de Consecuencia (MUY ALTA, ALTA, MEDIA, BAJA Y MUY BAJA), la matriz fue evaluada y aprobada por MINERA CENTINELA.

Para el Segmento 2 (EV1-EV2), el nivel de riesgo viene dado por la intersección de la clasificación de la probabilidad y consecuencia:

$$\text{PoF} = 2$$

$$\text{CoF} = 2$$



Figura 68: Gráfica Matriz de Riesgo Segmento 2.

El nivel de riesgo resultante para el Segmento 2 (EV1-EV2) es **RIESGO BAJO** (Según matriz).

10.7. Probabilidad de Falla (PoF) Para el Segmento 3 (EV2 - EDT)

10.7.1. Variable de Probabilidad de Falla de Terceros (15 %):

Una vez seleccionadas la subvariable de consecuencia y evaluada sus opciones se les asigna valores a dichas subvariables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de tercero (PoFt), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 55$

La probabilidad de falla por terceros viene dada por la siguiente expresión:

$\text{PoFt} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoFt = Probabilidad de Falla por Terceros
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$\text{PoFt} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoFt = Probabilidad de Falla por Terceros
Donde: Var = 55 Vmax = 100 Vmin = 21	Sustituyendo: $\text{PoFt} = 100 \times \frac{(55 - 21)}{(100 - 21)}$ PoFt = 43,04

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad para terceros será:

$$\text{PoFt} = \text{PoFt} \times \text{Ponderación (15 \%)} = 43,04 \times 0,15 = 6,45 \quad (10.27)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Terceros:

$$\mathbf{PoFt} = \mathbf{7} \quad (10.28)$$

10.7.2. Variable de Probabilidad de falla de daños interno liner (40 %):

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluada sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de Daño Interno *Liner* (PoF_{liner}), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \mathbf{Variables} = \mathbf{47}$

La probabilidad de falla por daños internos en el liner viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_{liner} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{liner} = Probabilidad de Falla por Daños Internos en <i>Liner</i>
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_{liner} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{liner} = Probabilidad de Falla por Daños Internos en <i>Liner</i>
Donde: Var = 47 Vmax = 100 Vmin = 10	Sustituyendo: $PoF_{liner} = 100 \times \frac{((47 - 10))}{(100 - 10)}$ $PoF_{liner} = \mathbf{41,11}$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad para daños internos del liner será:

$$PoF_{liner} = PoF_{liner} \times \text{Ponderación (40 \%)} = 41,11 \times 0,40 = 16,44 \quad (10.29)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Daños Internos en el liner:

$$PoF_{liner} = 16 \quad (10.30)$$

10.7.3. Variable de Probabilidad de Falla de Corrosión Externa (20 %):

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluadas sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla por Corrosión Externa (PoFc), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 56$

La probabilidad de falla por corrosión externa viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_C = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_C = Probabilidad de Falla por Corrosión Externa
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_C = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_C = Probabilidad de Falla por Corrosión Externa
Donde: - Var = 56 - Vmax = 100 - Vmin = 21	Sustituyendo: $PoF_C = 100 \times \frac{((56 - 21))}{(100 - 21)}$ $PoF_C = 44,30$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad por corrosión externa será:

$$PoF_C = PoF_C \times \text{Ponderación (20 \%)} = 44,30 \times 0,20 = 8,86 \quad (10.31)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Corrosión Externa:

$$PoF_C = 9 \quad (10.32)$$

10.7.4. Variable de Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (15 %):

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluadas sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de Operación y Mantenimiento (PoF_{oym}), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 32$

La probabilidad de falla por operación y mantenimiento viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_{OyM} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{OyM} = Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_{OyM} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{OyM} = Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento
Donde: - Var = 32 - Vmax = 100 - Vmin = 3	Sustituyendo: $PoF_{OyM} = 100 \times \frac{((32 - 3))}{(100 - 3)}$ $PoF_{OyM} = \mathbf{29,89}$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad por operación y mantenimiento será:

$$PoF_{OyM} = PoF_{OyM} \times \text{Ponderación (15 \%)} = 29,89 \times 0,15 = 4,48 \quad (10.33)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Operación y Mantenimiento:

$$PoF_{OyM} = 5 \quad (10.34)$$

10.7.5. Variable de Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción (10 %):

Una vez seleccionadas las variables de consecuencia y evaluadas sus opciones se les asigna valores a dichas variables de consecuencia para así obtener la Probabilidad de Falla de diseño y construcción (PoFdyc), obteniéndose los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 18$

La probabilidad de falla por diseño y construcción viene dada por la siguiente expresión:

$PoF_{DyC} = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{DyC} = Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción
---	---

Sustituyendo valores tenemos:

$PoF_{DyC} = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable PoF_{DyC} = Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción
Donde: Var = 18 Vmax = 100 Vmin = 10	Sustituyendo: $PoF_{DyC} = 100 \times \frac{(18 - 10)}{(100 - 10)}$ $PoF_{DyC} = 8,88$

Por lo tanto, la ponderación de la probabilidad por diseño y construcción será:

$$PoF_{DyC} = PoF_{DyC} \times \text{Ponderación (10 \%)} = 8,88 \times 0,10 = 0,88 \quad (10.35)$$

Ponderación de la Probabilidad de Falla por Diseño y Construcción:

$$PoF_{DyC} = 1 \quad (10.36)$$

10.7.6. Ponderación Total

La ponderación de las probabilidades de falla total viene dada por la siguiente expresión:

$$PoF_{total} = \sum PoF = PoF_t + PoF_{liner} + PoF_c + PoF_{oym} + PoF_{dyc}$$

$$PoF_{total} = 7 + 16 + 9 + 5 + 1 = 38 \quad (10.37)$$

La matriz y clasificación de la criticidad definida para la Probabilidad de falla es la siguiente:

Ponderación	Sumatorias variables de Consecuencias	Clasificación
1	0 - 20	Muy Baja
2	20,1 - 40	Baja
3	40,1 - 60	Media
4	60,1 - 80	Alta
5	80,1 - 100	Muy Alta

Cuadro 56: Clasificación de Criticidad para la Probabilidad de Falla.

La ponderación para la probabilidad de falla total es de 38, razón por la cual le corresponde una clasificación Baja y ponderación de 2.

10.8. Consecuencia (CoF) Para Segmento 3 (EV2- EDT)

10.8.1. Variable de Consecuencia:

Una vez seleccionadas la subvariable de consecuencia y evaluada sus opciones se les asigna valores a dichas subvariables de consecuencias para así obtener los siguientes valores:

La suma de los valores anteriores nos da: $\sum \text{Variables} = 67$

La Consecuencia viene dada por la siguiente expresión:

$CoF = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable CoF = Consecuencia de Falla de Personas
---	--

Sustituyendo valores tenemos:

$CoF = 100 \times \frac{((\sum V_{ar} - \sum V_{min}))}{(\sum V_{max} - \sum V_{min}))}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable CoF = Consecuencia
Donde: - Var = 67 - Vmax = 100 - Vmin = 14	Sustituyendo: $CoF = 100 \times \frac{((67 - 14))}{(100 - 14)}$ $CoF = 61,63$

Por lo tanto, la ponderación de la Consecuencia será:

$$CoF = 62 \quad (10.38)$$

10.8.2. Ponderación Total

La ponderación de las consecuencias de falla total viene dada por la siguiente expresión:

$$CoF_{total} = \sum CoF$$

$$CoF_{total} = 62 \quad (10.39)$$

La matriz y clasificación de criticidad definida para la Consecuencia es la siguiente:

Ponderación	Sumatorias variables de Consecuencias	Clasificación
1	0 - 20	Muy Baja
2	20,1 - 40	Baja
3	40,1 - 60	Media
4	60,1 - 80	Alta
5	80,1 - 100	Muy Alta

Cuadro 57: Clasificación de Criticidad para la Consecuencia de Falla.

La ponderación para la Consecuencia de Falla total es de 62, razón por la cual le corresponde una clasificación Alta y ponderación de 4.

10.9. Ponderación Total Para Segmento 3

El nivel de riesgo para el Segmento 3 (EV2-EDT), viene dado por la intersección de las ponderaciones en la matriz 5x5, la misma presenta 5 niveles de Probabilidad (MUY ALTA, ALTA, MEDIA, BAJA Y MUY BAJA) y 5 niveles de Consecuencia (MUY ALTA, ALTA, MEDIA, BAJA Y MUY BAJA), la matriz fue evaluada y aprobada por MINERA CENTINELA.

Para el Segmento 3 (EV2-EDT), el nivel de riesgo viene dado por la intersección de la clasificación de la probabilidad y consecuencia:

$$PoF = 2$$

$$CoF = 4$$



Figura 69: Gráfica Matriz de Riesgo Segmento 3.

El nivel de riesgo resultante para el Segmento 3 (EV2-EVDT) es **RIESGO MEDIO** (Según matriz).

Tomando todos los valores calculados anteriormente, se obtiene el siguiente resultado de Probabilidad de falla y consecuencia la misma reflejada en la matriz para todos los segmentos:

SEGMENTACIÓN	ANÁLISIS				RIESGO	CRITICIDAD
	PoF	$\sum$ PROBABILIDAD DE FALLA	CoF	$\sum$ CONSECUENCIA		
EBC - EV1	2	38	4	62	C	RIESGO MEDIO
EV1 - EV2	2	31	2	34	D	RIESGO BAJO
EV2 - EDT	2	38	4	62	C	RIESGO MEDIO

Cuadro 58: Resultados de Probabilidad de falla y consecuencia

A continuación, la matriz con los resultados de los niveles de riesgo:

		CONSECUENCIAS [C]				
		1	2	3	4	5
PROBABILIDAD [P]	5					
	4					
	3					
	2		S2		S1-S3	
	1					

NIVEL DE RIESGO	
	ALTA (CRITICIDAD A)
	MEDIA ALTA (CRITICIDAD B)
	MEDIA (CRITICIDAD C)
	BAJA (CRITICIDAD D)

Figura 70: Matriz Resultados de los tres Segmentos.

11. ANEXO 2: CÁLCULO NIVELES DE CRITICIDAD MINERA CENTINELA

Para el cálculo de los niveles de criticidad para los activos se debe considerar los siguientes:

- Criterios de falla.
- Criterios de consecuencias.

El valor de criticidad viene dado por la siguiente expresión:

$$\text{Riesgo (Criticidad)} = FF \times C$$

Donde:

FF = Frecuencia de Falla (número de fallas en un tiempo determinado).

C = Consecuencia = (Impacto operacional x flexibilidad) + (impacto medio ambiente) + (Impacto de producción y/o costo asociado a las actividades de mantenimiento).

Una vez obtenidas dichas consideraciones, el resultado se refleja en una matriz de criticidad.

Para el estudio es necesario tomar en cuentas las siguientes premisas:

- Los criterios de frecuencia de falla y consecuencia establecidos en el punto anterior fueron consultados con MINERA CENTINELA en reunión y no se obtuvo respuesta al respecto; estos criterios de consecuencia se asumieron por el evaluador para el presente estudio.
- Las válvulas por evaluar serían las representadas en las líneas principales, donde se evaluarían los lazos de corrosión.

A continuación se presenta la valoración de las frecuencias de falla de los diferentes equipos:

Ponderación	Clasificación	Frecuencia de Falla
5	Muy Mala	Mayor a 4 Fallas / Año
4	Mala	3 - 4 Fallas / Año
3	Media	2 - 3 Fallas / Año
2	Buena	1 -2 Fallas / Año
1	Muy Buena	Menos de 1 Falla / Año

A continuación se presenta la valoración de las consecuencias de los diferentes equipos:

Ponderación	Clasificación	Sumatorias Variables de Consecuencias
1	Muy Baja	0 - 20
2	Baja	20 - 40
3	Media	40 - 60
4	Alta	60 - 80
5	Muy Alta	80 - 100

A continuación la valoración de la Seguridad-Higiene-Ambiente de los diferentes equipos.

Ponderación	Clasificación	Seguridad - Higiene - Ambiente
10	Evento Catastrófico	Afecta la seguridad humana y requiere la notificación a entes externos de la organización
7	Evento General	Afecta el ambiente / instalaciones
5	Evento General	Afecta las instalaciones causando daños severos
3	Evento General	Provoca daños menores (ambiente - seguridad)
1	No General	No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o al ambiente

A continuación la valoración del impacto del costo de mantenimiento de los diferentes equipos.

Ponderación	Costos de Mantenimiento
10	Costos superiores a 1.000.000 USD
5	Costos entre 100.000 USD y 1.000.000 USD
3	Costos entre 10.000 USD y 100.000 USD
2	Costos entre 1.000 USD y 10.000 USD
1	Costos Inferiores a 1.000 USD

A continuación la valoración del impacto de operaciones de los diferentes equipos.

Ponderación	Operaciones
10	Pérdida de todo el envío de concentrado
7	Parada del sistema o subsistema y tiene repercusión en otros sistemas
4	Impacta en niveles de inventario
1	No genera ningún efecto significativo sobre operaciones y producción

A continuación la valoración de flexibilidad operacional de los diferentes equipos.

Ponderación	Flexibilidad Operacional
8	No existe opción de producción y no hay función de repuestos
2	Hay opción de repuesto compartido / almacén
1	Función de repuesto disponible

11.1. Estación de Bombeo (EBC)

Considerando las premisas las clasificaciones de los activos de la estación EBC se obtiene los siguiente:

11.1.1. Frecuencia de Falla

Ítem	Activo	Tipo	TAG	Frecuencia de Falla (Fallas / Año)	
				Frecuencia de Falla	Clasificación
1	Válvula	Bola	FV-7400	1 - 2 fallas / año	2
2	Válvula	Bola	FV-7588	1 - 2 fallas / año	2
3	Válvula	Bola	FV-7396	1 - 2 fallas / año	2
4	Válvula	Bola	FV-7593	1 - 2 fallas / año	2
5	Válvula	Bola	FV-7594	1 - 2 fallas / año	2
6	Válvula	Bola	7577	1 - 2 fallas / año	2
7	Válvula	Bola	FV-7595	1 - 2 fallas / año	2
8	Válvula	Bola	FV-7596	1 - 2 fallas / año	2
9	Válvula	Seguridad	SV-7392	1 - 2 fallas / año	2
10	Válvula	Seguridad	SV-7598	1 - 2 fallas / año	2

11.1.2. Para las Consecuencias



Ítem	Activo	Tipo	TAG	Operaciones	Ponderación	Flexibilidad	Consecuencias de Falla					Ponderación
							Ponderación	Costos de Mantenimiento	Ponderación	Impacto SHA	Ponderación	
1	Válvula	Bola	FV-7400	Impacta en niveles de inventario	4	No existe opción de producción y no hay función de repuestos	8	Costos entre 10.000 USD y 100.000 USD	3	Afecta la seguridad humana y requiere la notificación a entes externos de la organización	10	
2	Válvula	Bola	FV-7588	Impacta en niveles de inventario	4	No existe opción de producción y no hay función de repuestos	8	Costos entre 10.000 USD y 100.000 USD	3	Afecta la seguridad humana y requiere la notificación a entes externos de la organización	10	
3	Válvula	Bola	FV-7396	Impacta en niveles de inventario	4	No existe opción de producción y no hay función de repuestos	8	Costos entre 10.000 USD y 100.000 USD	3	Afecta la seguridad humana y requiere la notificación a entes externos de la organización	10	
4	Válvula	Bola	FV-7593	Impacta en niveles de inventario	4	No existe opción de producción y no hay función de repuestos	8	Costos entre 10.000 USD y 100.000 USD	3	Afecta la seguridad humana y requiere la notificación a entes externos de la organización	10	
5	Válvula	Bola	FV-7594	Impacta en niveles de inventario	4	No existe opción de producción y no hay función de repuestos	8	Costos entre 10.000 USD y 100.000 USD	3	Afecta la seguridad humana y requiere la notificación a entes externos de la organización	10	
6	Válvula	Bola	7577	Impacta en niveles de inventario	4	Hay opción de repuesto compartido / almacén	2	Costos entre 1.000 USD y 10.000 USD	2	Afecta la seguridad humana y requiere la notificación a entes externos de la organización	10	
7	Válvula	Bola	FV-7595	Impacta en niveles de inventario	4	Hay opción de repuesto compartido / almacén	2	Costos entre 1.000 USD y 10.000 USD	2	Provoca daños menores (ambiente - seguridad)	3	
8	Válvula	Bola	FV-7596	Impacta en niveles de inventario	4	Hay opción de repuesto compartido / almacén	2	Costos entre 1.000 USD y 10.000 USD	2	Provoca daños menores (ambiente - seguridad)	3	
9	Válvula	Seguridad	SV-7392	Impacta en niveles de inventario	4	Hay opción de repuesto compartido / almacén	2	Costos entre 1.000 USD y 10.000 USD	2	Provoca daños menores (ambiente - seguridad)	3	
10	Válvula	Seguridad	SV-7598	Impacta en niveles de inventario	4	Hay opción de repuesto compartido / almacén	2	Costos entre 1.000 USD y 10.000 USD	2	Provoca daños menores (ambiente - seguridad)	3	

La suma de los valores anteriores para los ítem 1 a 5 nos da: $\sum \text{Variables} = 25$

La suma de los valores anteriores para el ítem 6 nos da: $\sum \text{Variables} = 18$

La suma de los valores anteriores para los ítem 7 a 10 nos da: $\sum \text{Variables} = 11$

La consecuencia viene dada por la siguiente expresión:

$C = 100 \times \frac{(\sum V_{ar} - \sum V_{min})}{(\sum V_{max} - \sum V_{min})}$	Donde: $\sum V_{ar}$ = Sumatorias de Variables $\sum V_{max}$ = Sumatoria de los Valores Máximos de la Variable $\sum V_{min}$ = Sumatoria de los Valores Mínimos de la Variable C = Consecuencia = (Impacto operacional x flexibilidad) + (impacto medio ambiente) + (Impacto de producción y/o costo asociado a las actividades de mantenimiento)
---	---

Sustituyendo valores para ítems 1 a 5 tenemos:

Donde: Var = 25 Vmax = 38 Vmin = 4	Sustituyendo: $C = 100 \times \frac{((25 - 4))}{(38 - 4)}$ C = 61,76
---	---

La matriz y clasificación de criticidad definida para la Consecuencia de estos ítems de válvulas es la siguiente:

Ponderación	Sumatorias variables de Consecuencias	Clasificación
1	0 - 20	Muy Baja
2	20,1 - 40	Baja
3	40,1 - 60	Media
4	60,1 - 80	Alta
5	80,1 - 100	Muy Alta

Sustituyendo valores para ítem 6 tenemos:

Donde: Var = 18 Vmax = 38 Vmin = 4	Sustituyendo: $C = 100 \times \frac{((18 - 4))}{(38 - 4)}$ C = 41,17
---	---

La matriz y clasificación de criticidad definida para la Consecuencia de este ítem de válvula es la siguiente:

Ponderación	Sumatorias variables de Consecuencias	Clasificación
1	0 - 20	Muy Baja
2	20,1 - 40	Baja
3	40,1 - 60	Media
4	60,1 - 80	Alta
5	80,1 - 100	Muy Alta

Sustituyendo valores para ítems 7 a 10 tenemos:

Donde: Var = 11 Vmax = 38 Vmin = 4	Sustituyendo: $C = 100 \times \frac{((11 - 4))}{(38 - 4)}$ C = 20,58
---	---

La matriz y clasificación de criticidad definida para la Consecuencia de estos ítems de válvulas es la siguiente:

Ponderación	Sumatorias variables de Consecuencias	Clasificación
1	0 - 20	Muy Baja
2	20,1 - 40	Baja
3	40,1 - 60	Media
4	60,1 - 80	Alta
5	80,1 - 100	Muy Alta

Una vez obtenido las clasificaciones de las frecuencias de falla y las consecuencias se obtiene la criticidad y su jerarquización.

11.1.3. Resultado y Matriz de Criticidad

A continuación, se presenta los resultados:

Ítem	Activo	Tipo	o (plg)	TAG	Análisis FF CoF		Nivel de Criticidad	Jerarquización
1	Válvula	Bola	8	FV-7400	2	4	C	BAJA CRITICIDAD
2	Válvula	Bola	8	FV-7588	2	4	C	BAJA CRITICIDAD
3	Válvula	Bola	8	FV-7396	2	4	C	BAJA CRITICIDAD
4	Válvula	Bola	8	FV-7593	2	4	C	BAJA CRITICIDAD
5	Válvula	Bola	8	FV-7594	2	4	C	BAJA CRITICIDAD
6	Válvula	Bola	4	7577	2	3	C	BAJA CRITICIDAD
7	Válvula	Bola	4	FV-7595	2	1	D	NO CRÍTICO
8	Válvula	Bola	4	FV-7596	2	1	D	NO CRÍTICO
9	Válvula	Seguridad	4	SV-7392	2	1	D	NO CRÍTICO
10	Válvula	Seguridad	4	SV-7598	2	1	D	NO CRÍTICO

Matriz de criticidad Válvulas EBC:

A continuación, se presenta la jerarquización de los activos de la estación EBC, el cual consiste en ordenar los activos desde el más crítico al menos críticos:



Figura 71: Matriz de Criticidad Válvulas de EBC.