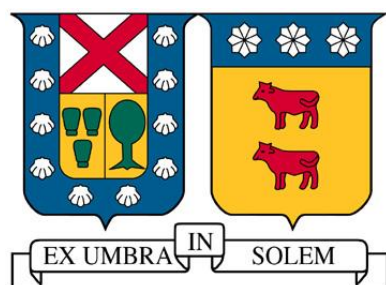


UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAISO – CHILE



**EVALUAR Y OPTIMIZAR PLAN DE MANTENIMIENTO DE LOS
SISTEMAS DE POTENCIA ELÉCTRICA
CASO APLICADO: REFINERÍA ELECTROLÍTICA DE CODELCO**

HERNAN ANTONIO NICULCAR GÓMEZ

TRABAJO FINAL PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN GESTIÓN DE ACTIVOS Y MANTENIMIENTO

PROFESOR GUÍA: SR. PABLO VIVEROS GUNCKEL

SEPTIEMBRE 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: **Evaluar y optimizar plan de mantenimiento de los sistemas de potencia eléctrica. Caso aplicado: refinería electrolítica de CODELCO**

Nombre del candidato(a): **Hernán NiculcarGómez**

Carrera / Grado: **Magíster en Gestión de Activos y Mantenimiento**

Campus: **Campus Santiago, Vitacura** Departamento: **Industrias**

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Pablo Viveros Gunckel, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente
DEJO CONSTANCIA que:

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

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

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 12-10-2026

Firma: _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 14-10-2026

Firma: _____

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

1 Resumen Ejecutivo

En febrero de 2025 un apagón masivo afectó en Chile al 98,5 % del país dejando sin energía a más de 18 millones de personas. Como consecuencia, el coordinador eléctrico nacional implementó un conjunto de medidas técnicas y regulatorias para grandes clientes e industrias, entre las cuales se encuentra Codelco División Ventanas.

Tras la salida de operación de la Fundición de Cobre de Ventanas, no se ha reevaluado el plan de mantenimiento de los sistemas eléctricos de alta tensión. Ante este escenario, una interrupción no programada del suministro eléctrico derivada de una incorrecta evaluación o ejecución del mantenimiento expone a la Refinería de Cobre a severas sanciones legales y normativas, afectando de forma directa la continuidad operacional y productiva.

El Objetivo es reevaluar el plan estratégico operacional y la gestión del mantenimiento de los activos críticos del sistema eléctrico de potencia, enfocado en el plan actual de Codelco División Ventanas, para identificar vulnerabilidades, detectar actividades que no estén consideradas en la estrategia vigente y detectar una optimización en la estrategia de mantenimiento que permita optimizar los costos de operación.

Para evaluar la estrategia se emplearán las herramientas del Sistema Operativo de Mantenimiento (SOMA) de Codelco enfocándose en las fases B, C, D y E con un foco específico de:

- Análisis de criticidad utilizando metodologías de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) o Análisis de Modos y Efectos de Fallas (FMEA o AMEF) aplicadas a la red eléctrica de potencia resultando una propuesta de disponibilidad desafiante de 99,73% real a 99,84%
- Evaluación del Plan de Mantenimiento y Determinar una propuesta que no genere un riesgo en los activos y genere un impacto positivo económicamente en el negocio donde el indicador MTBF de los transformadores rectificadores aumenta sobre un 165% llevándolo de 45,2 sin detención por falla a 120 horas
- La estrategia del sistema operativo SOMA y normas ISO 55001 al realizar el levantamiento y estructuración técnico reveló un incremento del 157,1 en activos no registrados en la plataforma SAP PM, y se identificaron un 47,37% de registros duplicados o redundantes en los planes de mantenimiento vigente lo que ayuda a liberar horas personas para otros mantenimientos y una garantía de que no existan duplicidad de datos para un mejor análisis posterior.

Con este estudio se busca evaluar el plan de mantenimiento del sistema eléctrico de potencia en Codelco División Ventanas bajo el enfoque de gestión de activos (alineado a normas corporativas de Codelco y normas ISO 55001) es fundamental porque transforma el mantenimiento de un costo operativo reactivo a una palanca estratégica de sostenibilidad, seguridad y cumplimiento normativo y una recuperación de producción equivalente a **US\$ 23,6 millones como mejor escenario**.

2 Agradecimientos

Mis Amores: Daniela, Bruno y Sofía:

Hoy que llegamos a la etapa final de mi trabajo de título, quiero expresarles mi más profundo agradecimiento.

A ti, Daniela, gracias por ser mi pilar incondicional, por tu contención constante y por impulsarme en todo momento a seguir adelante. Y a ustedes, mi querido Bruno y mi querida Sofía, por ser mi mayor motivación diaria y por regalarme sus sonrisas y comprensión durante todo este proceso.

Sé que este logro implicó ceder horas valiosas de nuestro tiempo en familia, y por eso este paso no es solo mío, sino como siempre de nosotros. Gracias por acompañarme y sostener el hogar para que esto fuera posible. Los amo infinitamente.

3 Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2	AGRADECIMIENTOS	3
3	ÍNDICE	4
4	INTRODUCCIÓN	6
5	OBJETIVOS.....	7
5.1	OBJETIVO GENERAL	7
5.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
6	ALCANCE.....	8
7	ANTECEDENTES GENERALES	9
7.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE ALTA TENSIÓN 110 kV DVEN	10
7.1.1	<i>Transmisión de Alta Tensión</i>	10
7.1.2	<i>Subestación Maitenes</i>	10
7.1.3	<i>Subestación N°1</i>	11
7.1.4	<i>Subestación N°2</i>	13
8	MARCO TEÓRICO	14
8.1	INFRAESTRUCTURA DE POTENCIA ELÉCTRICA DE REFINERÍA VENTANAS.....	14
8.1.1	<i>Configuración de Subestaciones Eléctricas</i>	15
8.1.2	<i>Red de distribución de 6,3 kV</i>	16
8.1.3	<i>Proceso de Electro-Refinación</i>	16
8.2	SISTEMA OPERATIVO DE MANTENIMIENTO (SOMA) APLICADO AL CASO	18
8.2.1	<i>Fase B Estudio de criticidad y metas de desempeño</i>	19
8.2.2	<i>Fase C Plan Estratégico y Plan Matriz</i>	25
8.2.3	<i>Fase D Ciclo de Mantenimiento</i>	26
8.2.4	<i>Fase E. Decisiones de fin de vida útil</i>	27
8.3	PLATAFORMAS DE SOPORTE: SAP PM Y SISTEMA DE GESTIÓN C+	27
9	METODOLOGÍA PROPUESTA	28
9.1	ENFOQUE METODOLÓGICO Y MATRIZ DE TRAZABILIDAD.....	28
9.2	DELIMITACIÓN Y ALCANCE DEL OBJETIVO DE ESTUDIO.....	29
9.3	FASES Y ETAPAS DEL DESARROLLO METODOLÓGICO	29

9.3.1	FASE B: ESTUDIO DE CRITICIDAD DEL ACTIVO Y DEFINICIÓN DE METAS	29
9.3.2	FASE C: ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL	31
9.3.3	FASE D: CICLO DE MANTENIMIENTO: PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL PLAN REDISEÑADO	31
9.3.4	FASE E: EVALUACIÓN DE ACTIVOS Y FACTIBILIDAD DE VIDA ÚTIL	32
10	ANÁLISIS Y RESULTADOS	32
10.1	LEVANTAMIENTO DE DATOS Y ARQUITECTURA EN SAP	33
10.2	DEFINICIÓN DE CRITICIDAD DE LOS ACTIVOS MANTENIBLES	36
10.3	RESULTADO DEL LEVANTAMIENTO DEL PLAN ACTUAL	37
10.4	ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA DE RECTIFICACIÓN (PARETO Y CAUSA RAÍZ)	41
10.5	ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA (FMEA) Y SELECCIÓN DE TAREAS RCM	44
10.6	REDISEÑO DE LA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO	46
10.6.1	Optimización Plan de Mantenimiento Anual Subestación y Líneas de Transmisión	49
10.7	COMPARACIÓN ENTRE EL PLAN ACTUAL Y EL PLAN PROPUESTO	54
10.8	EVALUACIÓN DE FIN DE VIDA ÚTIL (FASE E)	55
10.9	EVALUACIÓN ECONÓMICA CONSOLIDADA	55
10.10	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	57
10.11	CUADRO RESUMEN DE INDICADORES	58
11	LIMITACIONES DEL ESTUDIO	59
12	CONCLUSIONES	62
13	REFERENCIAS	64
14	ANEXOS	65
14.1	ANEXO A:	65
14.2	ANEXO B:	67
14.3	ANEXO C:	67
14.4	ANEXO D:	69
14.5	ANEXO E:	70

4 Introducción

En la industria minero-metalúrgica, la continuidad operativa y la confiabilidad de la infraestructura son pilares fundamentales para garantizar la sostenibilidad productiva y la eficiencia económica. En este contexto, Codelco División Ventanas cumple un rol estratégico para el país, al producir aproximadamente 400.000 toneladas de cobre refinado al año, lo que equivale al 30,7 % de los cátodos de cobre comercializados por Chile.

Para sostener sus procesos, la división depende de una infraestructura energética donde el Sistema Eléctrico de Alta Tensión (SEAT) actúa como la arteria principal. Este sistema energiza los equipos de potencia que suministran la corriente continua de alta intensidad necesaria para el proceso de la refinería electrolítica.

No obstante, los activos enfrentan serias amenazas para el cumplimiento de su vida útil. Las subestaciones eléctricas y líneas de transmisión de 110 kV de Codelco División Ventanas se ubican en una zona costera clasificada como **C5** según el mapa de corrosión atmosférica. Esto genera un impacto constante de corrosión marina y alta humedad, agravado por las secuelas de largos años de exposición a procesos industriales abrasivos (como la fundición de cobre y la planta de ácido) y por el nulo mantenimiento preventivo de las estructuras metálicas. Sumado a las exigencias operativas continuas, este escenario incrementa significativamente el riesgo de fallas imprevistas en el sistema eléctrico de potencia. Cualquier parada no programada en los equipos críticos del SEAT, tales como transformadores de poder, interruptores, seccionadores, líneas de transmisión y transformadores rectificadores desencadena un impacto en cadena: interrupción productiva, elevados costos de reparación y riesgos potenciales para la seguridad de las personas y el medio ambiente.

A esta problemática operativa se suma una arista normativa y legal. Derivado del análisis de las fallas en las protecciones de la línea de transmisión de 500 kV (Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar), el Coordinador Eléctrico Nacional adoptó nuevas medidas tras el apagón de 2025 que afectó a más del 98,5 % del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), situación que impactó a Codelco Ventanas con una detención operacional para la redistribución de cargas críticas.

Para mitigar estos riesgos, la gestión moderna de activos —bajo marcos como la norma ISO 55000 y metodologías como el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)— plantea que el mantenimiento debe concebirse como una estrategia sistemática para maximizar el valor de los activos a lo largo de su ciclo de vida, y no como un gasto reactivo.

En esta línea, el presente trabajo de tesina surge ante la necesidad de evaluar la efectividad del plan de mantenimiento actual aplicable a los equipos críticos del Sistema Eléctrico de Alta Tensión y Potencia de Codelco División Ventanas. A través de un diagnóstico de la condición de los activos, la revisión de historiales de fallas y el análisis de las pautas vigentes, esta investigación busca identificar brechas operativas y oportunidades de mejora, proponiendo recomendaciones fundamentadas que optimicen la disponibilidad, confiabilidad y vida útil de la infraestructura eléctrica crítica.

5 Objetivos

5.1 *Objetivo General*

Evaluar y rediseñar el plan de mantenimiento de los activos eléctricos de Alta Tensión y Rectificación de la Refinería Electrolítica de Codelco Ventanas para optimizar la vida útil de los equipos, mitigar riesgos y asegurar la disponibilidad operacional, alineando la estrategia con los estándares corporativos del sistema de gestión de activos de mantenimiento de Codelco (SOMA), con foco en las fases B, C, D y E de este sistema de gestión.

5.2 *Objetivos Específicos*

OE1. Análisis de Estrategias Existentes y Diagnóstico: Evaluar el estado actual del plan de mantenimiento y el desempeño operacional de los activos eléctricos de potencia de la Refinería Electrolítica, identificando brechas respecto a las mejores prácticas y a los estándares corporativos del SOMA.

OE2. Análisis de Riesgos y Definición de Criticidad: Analizar los modos de falla, criticidad y riesgos asociados a los equipos de Alta Tensión y Rectificación mediante metodologías sistemáticas jerarquizadas en el SOMA, como Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) o Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA), para jerarquizar las intervenciones y determinar las tácticas de mantenimiento requeridas para garantizar el cumplimiento de la vida útil de los activos.

OE3. Optimización y Rediseño del Plan de Mantenimiento: Rediseñar el plan de mantenimiento preventivo y predictivo de la flota de activos seleccionada, incorporando las estrategias de mitigación de riesgos definidas y asegurando el alineamiento estricto con los requerimientos del estándar SOMA Codelco y las exigencias del CEN.

OE4. Evaluar Económicamente: Elaborar la estrategia de implementación del nuevo plan de mantenimiento en la refinería electrolítica de Ventanas, definiendo los indicadores de desempeño (KPIs) de disponibilidad y confiabilidad que permitan evaluar el impacto operacional y la viabilidad económica.

La relación entre cada objetivo específico, la fase SOMA aplicada, el método utilizado, el resultado obtenido y la conclusión correspondiente se presenta en la matriz de trazabilidad de la Tabla 4 (sección 9.1).

6 Alcance

El presente trabajo se limita exclusivamente a la flota de activos eléctricos críticos pertenecientes a la Refinería Electrolítica de Codelco División Ventanas, abarcando los sistemas de alta tensión (transformadores de potencia, interruptores, seccionadores y sistemas de protección asociados) y los sistemas de rectificación (grupos transformador-rectificador y sistemas de control o potencia asociados al proceso de electro-refinación).

El rediseño de las tácticas de mantenimiento se enmarca en las directrices corporativas del Marco Interno SOMA, aplicando de forma estricta las Fases B, C, D y E del Sistema de Gestión de Activos de Mantenimiento de Codelco, correspondientes a estudio de criticidad y metas de desempeño (B), plan estratégico y plan matriz (C), ciclo de mantenimiento (D) y decisiones de fin de vida útil (E). Asimismo, se incorporan metodologías de confiabilidad sistemáticas como el Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA) o el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para determinar la criticidad y los modos de falla, garantizando el cumplimiento mediante el alineamiento con la normativa del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) aplicable a la infraestructura de alta tensión. Como herramientas de apoyo al diagnóstico se utilizan el análisis de Pareto y el de los 5 ¿por qué?, propios de la Fase H (análisis de desempeño).

En el ámbito operativo y de gestión, el alcance contempla realizar un diagnóstico del estado actual de los planes de mantenimiento y del desempeño histórico operacional de la flota delimitada, formular una propuesta detallada para el rediseño del plan de mantenimiento preventivo y predictivo, y efectuar la evaluación y monitoreo del proyecto mediante la definición de un cuadro de mando con indicadores o KPI clave como disponibilidad y confiabilidad (MTBF y MTTR), junto con la estimación del impacto económico de la propuesta de optimización o cambio de la estrategia de mantenimiento. Para acotar la investigación a los tiempos y recursos de la tesina, quedan expresamente excluidos del alcance los activos eléctricos de baja o media tensión de la Refinería Electrolítica no vinculados al proceso principal de rectificación y los activos pertenecientes a otras áreas operativas de la División Ventanas, como filtrado de precipitado rico en cobre, servicios auxiliares u otros procesos. También queda fuera del alcance el análisis de criticidad de materiales y repuestos (paso 3 de la Fase B).

7 Antecedentes Generales

Codelco División Ventanas, ubicada en Puchuncaví, inició sus actividades como fundición de ENAMI el 30 de septiembre de 1964, inaugurada por el mandatario Jorge Alessandri. En el año 2005, Codelco adquiere formalmente el complejo a ENAMI, integrándolo como una división oficial de la cuprífera estatal. Luego de años marcados por recurrentes alertas ambientales en la zona, el 31 de mayo de 2023 cesó operación de su fundición para enfocar sus operaciones exclusivamente en la refinería electrolítica de cobre.

Por lo tanto, la disponibilidad continua y estable de energía eléctrica es indispensable para sostener la producción de cátodos de calidad de exportación alcanzando un grado de pureza del 99,99 % de cobre siendo clasificado como cátodo grado A y se comercializa bajo la marca registrada ENM.

La energía eléctrica de Codelco División Ventanas proviene principalmente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) red que abastece de electricidad a las industrias coordinadas o libres, como son denominadas.

Dada la demanda requerida por Codelco División Ventanas sobre 5MW (Clasificación de la regulación eléctrica) se conecta directamente desde las líneas de transmisión en el nivel de 110 kV de las Líneas 1 y 2 de los nodos de las generadoras de San Pedro y Central Ventanas. Por lo cual DVEN cuenta con una subestación de conexión denominada Maitenes que transmite a través de una línea de transmisión de aproximadamente 1,62 km exclusiva de Codelco Ventanas hacia la Subestación N° 1 con 2 paños de potencia y luego se extiende la línea por 0,8 km conectando a Subestación 2 con 3 paños de potencia.

La totalidad de paños de potencia se componen principalmente de transformadores que bajan la tensión de la línea de transmisión de 110 kV a 6,3 kV, energizando dos grandes barras de salas eléctricas con sus respectivos interruptores de media tensión, dispuestas para alimentar a diferentes transformadores de distribución. Entre estos transformadores se encuentran siete transformadores rectificadores de corriente continua de aproximadamente 25 kA cada uno, dispuestos en seis circuitos para los cátodos denominados comerciales y un circuito de producción de cátodos denominados hojas madres. Esta energía continua es fundamental para el proceso de electro-refinación, en conjunto con los ánodos de cobre provenientes de fundiciones, los cátodos hojas madres de producción de Codelco Ventanas y la solución líquida denominada electrolito.

7.1 Descripción del Sistema de Alta Tensión 110 kV DVEN

7.1.1 Transmisión de Alta Tensión

La línea de transmisión de 110 kV actúa como la arteria principal en alta tensión que alimenta la infraestructura industrial de la división, y está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través del sistema de transmisión zonal de la V Región. Este punto de interconexión (Nodo Frontera) enlaza la S/E Maitenes en los tramos de San Pedro-Ventanas y conecta con las subestaciones receptoras de Codelco (S/E Codelco Ventanas 1 y 2).

Tabla 1: Descripción Línea de Transmisión

Parámetro	Descripción Típica
Tensión Nominal	110 kV (Alta Tensión)
Tensión Máxima del Sistema	123 kV
Frecuencia	50 Hz
Estructura de Soporte	Torres reticuladas de acero o postes de hormigón armado/acero
Aislamiento	Cadenas de Aisladores de Vidrio Templado o material polimérico (con alto nivel de aislación para resistir la contaminación marina y corrosión ambiental)
Nivel de Corrosión / Ambiente	Zona C5 (Muy Alta/Marina): al estar en la costa (Puchuncaví/Quintero), requiere revestimientos anticorrosivos especiales en torres, herrajes de acero inoxidable o galvanizado reforzado y monitoreo constante de la contaminación salina.

7.1.2 Subestación Maitenes

Es la subestación de enlace o punto de origen conectando las Líneas 1 y 2 de las generadoras Central Ventanas y San Pedro. Esta subestación tiene 2 seccionadores de enlace que permite tener sólo una línea conectada de las dos posibles luego estos seccionadores se conectan a una única barra dando así el paso de energía por intermedio de la línea de transmisión Maitenes a Subestación Ventanas 1 para energizar los transformadores de 110 kV a 6,3 kV. La infraestructura de esta subestación es de torres de suspensión y soportes de acero y hormigón armado. Cuenta con las protecciones principales de línea de alta tensión que aíslan en caso de una falla en las subestaciones y generan la abertura de la línea DVEN con las líneas de transmisión de las generadoras.

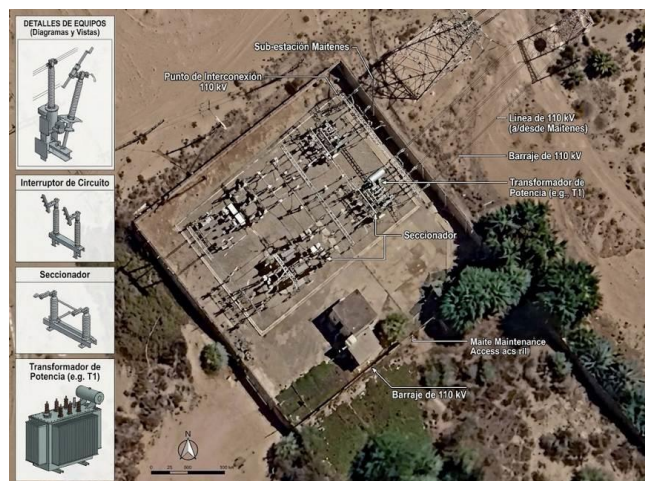


Ilustración 1: Subestación de Conexión con Línea de Generadoras

7.1.3 Subestación N°1

Corresponde a una instalación primaria de patio abierto, diseñada para la recepción de la línea de 110kV proveniente de Maitenes para realizar la transformación y distribución de energía hacia las instalaciones industriales y administrativas del complejo, inicia su operación el año 1964 para la utilización de la fundición de ENAMI.

Disposición General y Topología

- Tipo de Instalación: Subestación intemperie aislada en aire (AIS - Air Insulated Switchyard), emplazada sobre un patio gravado con cerco perimetral de seguridad.
- Esquema de Barras: Configuración de barras rígidas aéreas dispuestas longitudinalmente mediante pórticos metálicos estructurales para el soporte de conductores y aislación.

Componentes Principales

- Pórticos de Entrada y Estructuras Soporte: Torres y pórticos de retención metálicos de celosía que sostienen el remate de las líneas aéreas de alta/media tensión y la distribución interna de las fases.
- Transformadores de Poder: son dos unidades ubicadas en la sección inferior/central del patio sobre fundaciones de hormigón, cuya función es el rebaje de tensión para el alimentador principal.
- Equipamiento de Maniobra y Corte:

- Interruptores de Poder: Dispositivos de interrupción en volumen de aceite o hexafluoruro de azufre SF6 para el despeje de fallas y maniobra de paños.
- Desconectores / Seccionadores: Montados sobre estructuras elevadas para la segregación visible de circuitos durante mantenciones.
- Transformadores de Medida (ITs): Conjunto de transformadores de corriente (CT) y potencial (PT) para los sistemas de protección relé y medición de energía.
- Malla de Puesta a Tierra: Cobertura de grava sobre el terreno para garantizar la tensión de paso y contacto aceptable en el patio de alta tensión.

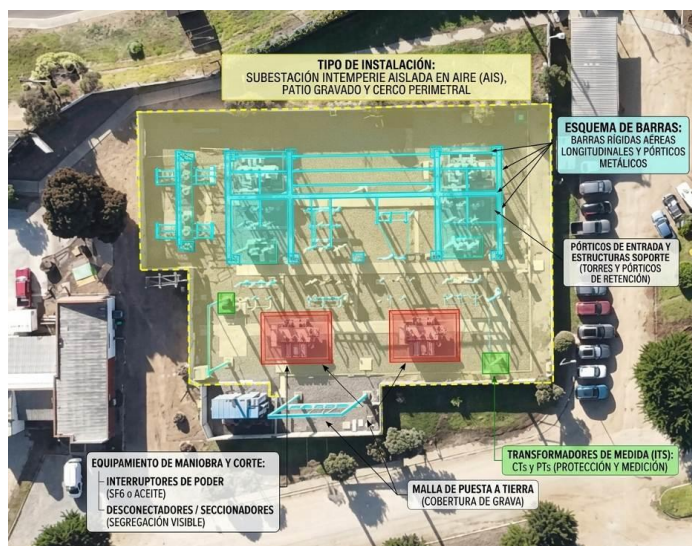


Ilustración 2: Subestación N°1 nodo de entrada a Codelco

7.1.4 Subestación N°2

Es la segunda subestación al interior de la división, instalada en el año 1966 para la operación de la refinería electrolítica y ampliada con la expansión de la refinería en 1996. Corresponde a una instalación primaria de patio abierto, diseñada para la recepción de la línea de 110 kV proveniente de la Subestación N°1 para realizar la transformación y distribución de energía hacia las instalaciones industriales del área de la refinería.

Esta subestación corresponde a una instalación al aire libre aislada en aire con canalizaciones de trincheras de hormigón integradas en el patio con grava para el paso de cables de control y la dispersión de corriente de falla a tierra.

En la **zona superior / norte** se ubican la transformación y las bahías de potencia, donde se disponen los transformadores de poder principales instalados sobre fundaciones de hormigón armado con muros cortafuego de segregación, observándose los tanques principales de aceite, radiadores de refrigeración externa y bujes de conexión hacia el tendido aéreo de barras.

En la **zona central** se encuentra el barramiento y la maniobra central, conformados por estructuras de celosía metálica que soportan el sistema de barras aisladas en aire (AIS). Esta zona aloja los paños de interruptores de poder con tecnología de hexafluoruro de azufre SF6 o volumen de aceite, seccionadores de aislamiento con mando mecánico y transformadores de medida (CT/PT).

En la **zona inferior derecha** se hallan la compensación y el equipamiento auxiliar, compuesto por una bancada de condensadores y reactores montada sobre aisladores de porcelana o poliméricos, destinada a la corrección del factor de potencia y la filtración de armónicos en la red interna.

En las **edificaciones perimetrales** se sitúan el control y los servicios auxiliares, distribuidos entre estructuras modulares, donde se concentran los tableros de protección, las celdas de distribución secundaria y los bancos de baterías de corriente continua para el respaldo del sistema de control.

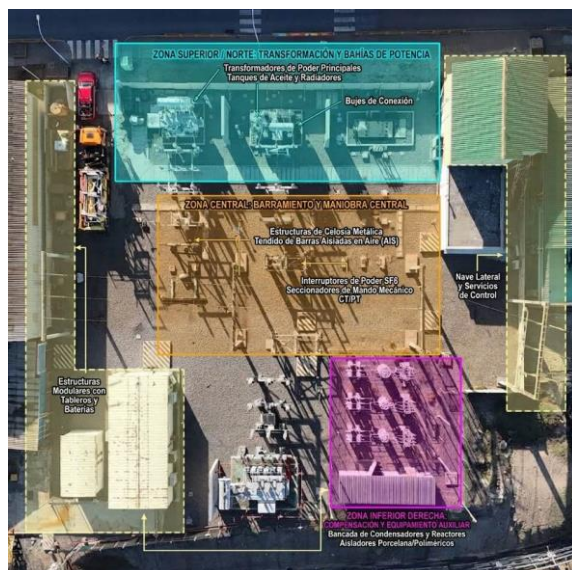


Ilustración 3: Subestación 2 de transformación a media tensión

8 Marco Teórico

Este capítulo se limita a los conceptos que se aplican directamente en el análisis del caso: la infraestructura eléctrica de la refinería, el fundamento electroquímico que vincula la corriente con la producción (base del cálculo económico del Anexo A) y las fases B, C, D y E del SOMA. La descripción general de las restantes fases del SOMA y de las plataformas SAP y C+ se incluye como referencia en el Anexo E

8.1 Infraestructura de Potencia Eléctrica de Refinería Ventanas

La infraestructura de potencia de la refinería electrolítica de Codelco División Ventanas se suministra mediante la combinación de contratos con generadoras privadas y la red de transporte nacional también conocida como Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que es el troncal de energía que interconecta la producción energética del país.

Dicha energía ingresa a Codelco División Ventanas por su nodo de conexión, conocido como nodo S/E Maitenes, punto que marca el límite de responsabilidad técnica y operativa. El transporte en este nivel de tensión busca minimizar las pérdidas por efecto Joule y reducir la caída de voltaje, contando con protecciones diferenciales y de distancia para resguardar la línea ante averías o

sobretensiones internas. Desde la subestación principal, la energía se distribuye a las subestaciones internas DVEN 1 y 2, donde se segmenta en salas de media tensión de 6,3 kV. Finalmente, esta energía alimenta unidades de rectificación que la transforman en corriente continua de alta potencia y bajo voltaje, insumo indispensable para llevar a cabo el proceso de electro-refinación que convierte el cobre anódico en cobre catódico.

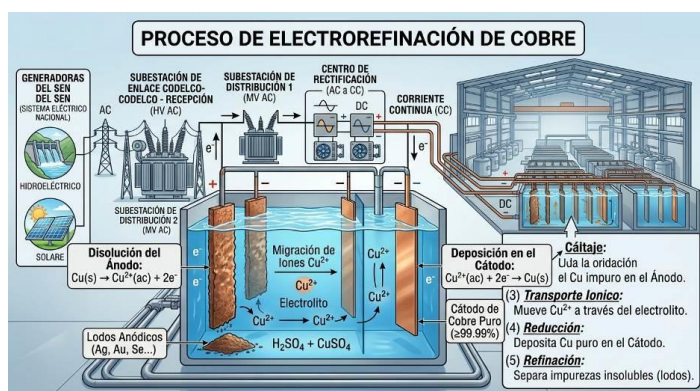


Ilustración 4: Proceso de Electro-refinación desde el suministro Eléctrico

8.1.1 Configuración de Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones son los nodos del sistema donde se gestiona, transforma y distribuye el flujo de potencia eléctrica.

- **Subestación de Conexión / Enlace 110 kV:** Interfaz primaria de corte, protección y maniobra. Cuenta con interruptores de potencia, seccionadores, pararrayos y transformadores de medida (TP/TC) para el monitoreo y sincronismo con la red exterior.
- **Subestaciones de Distribución (110 kV / 6,3 kV):** Albergan los transformadores de potencia encargados de reducir la tensión desde la clase de 110 kV al nivel de media tensión (MT) de 6,3 kV. Permiten segmentar las cargas industriales, mejorando la confiabilidad, la mantenibilidad y la continuidad del servicio eléctrico.

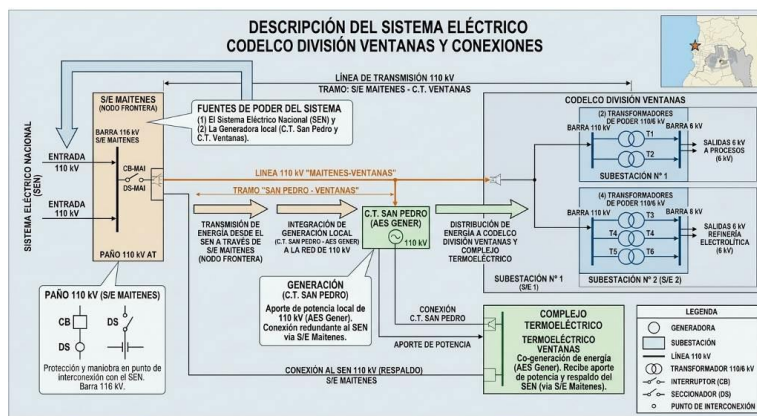


Ilustración 5: Sistema Eléctrico AT DVEN

8.1.2 Red de distribución de 6,3 kV

El nivel de 6,3 kV a través de sus salas de media tensión (MT) constituye el bus primario de distribución de energía dentro de la planta industrial para alimentar cargas pesadas y equipos de rectificación de corriente y voltaje continuo. También estas salas se blindan con interruptores extraíbles de la barra de cobre y relés de protección de sobrecorriente, falla a tierra y sobrevoltaje para evitar que fallas o manipulaciones indebidas generen aberturas de la línea con el SEN.

8.1.3 Proceso de Electro-Refinación

La electro-refinación es la etapa donde los ánodos de cobre proveniente de las fundiciones se sumergen en celdas electrolíticas en una configuración en serie y en paralelo conectadas a circuitos de corriente continua (CC) suministrados por los transformadores-rectificadores que para el caso de Codelco Ventanas pueden alcanzar una corriente máxima de 25 kA. En contacto con una solución ácida, el cobre anódico se disuelve y se deposita selectivamente sobre cátodos de alta pureza, alcanzando un grado comercial de 99,99 % de Cu, con lo que los cátodos son clasificados como Grado A.

En la cadena de producción del producto final que exporta Chile, la refinera electrolítica se encuentra en la última fase, como se describe en la siguiente ilustración.

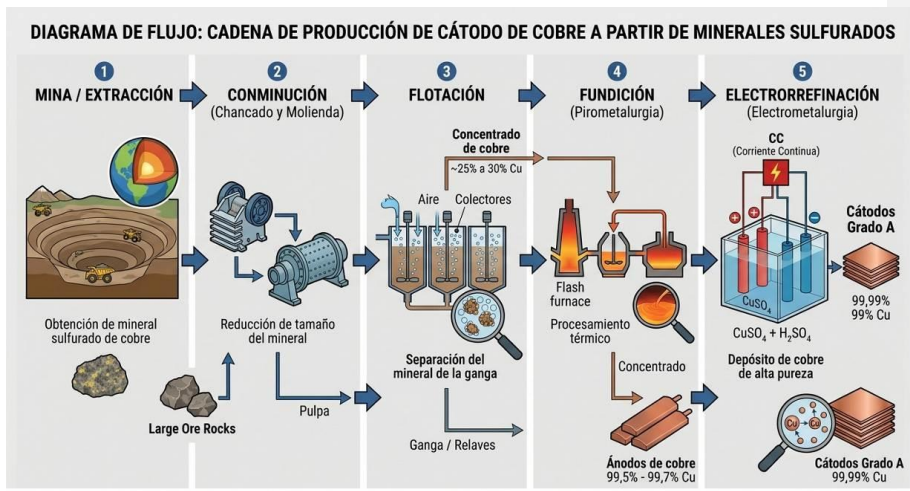


Ilustración 6: Cadena de producción del cátodo de cobre

El proceso electrolítico está basado en la primera Ley de Faraday: la masa de cobre depositada en los cátodos es directamente proporcional a la cantidad de carga eléctrica suministrada por el sistema de rectificación. Mantener una corriente continua estable y sin rizado es fundamental para asegurar la pureza química y la calidad física de los cátodos comerciales. En la práctica industrial, la masa real obtenida es algo menor que la teórica debido a pérdidas por cortocircuitos entre electrodos, parásitos térmicos y reacciones secundarias en el electrolito; por ello se define la eficiencia de corriente, que oscila habitualmente entre el 92 % y el 98 %. Esta relación es la base para valorizar cada hora de detención de un rectificador (Anexo A).

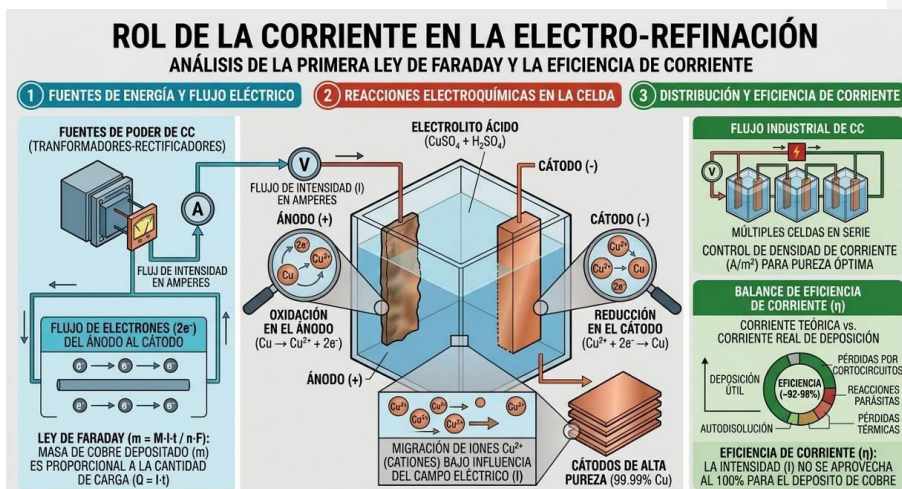


Ilustración 7: Rol de la Corriente en la Electro-refinación

8.2 Sistema Operativo de Mantenimiento (SOMA) aplicado al caso

EL Sistema Operativo de Mantenimiento de Codelco (SOMA) es el modelo de gestión estándar que utiliza Codelco para planificar, ejecutar y optimizar las tareas de mantenimiento de los equipos e infraestructuras en sus distintas divisiones. Su estructura se basa en un conjunto de estándares y procesos soportados en el sistema de gestión C+, con una estructura en capas, conformando un sistema de 8 fases con los siguientes objetivos principales:

- Aumentar la disponibilidad
- Garantizar la confiabilidad
- Seguridad y sustentabilidad
- Eficiencia de costos

Pilares y Componentes del SOMA

- Estrategias de Mantenimiento: Define la combinación entre mantenimiento predictivo (sensores y análisis de datos), preventivo (pautas periódicas) y correctivo planificado.
- Planificación y Programación: Organiza los recursos (repuestos, personal, herramientas) con anticipación para minimizar los tiempos de detención de los equipos
- Ejecución y Control de Calidad: Estandariza la forma en que los mantenedores y ejecutores (propios o contratistas) realizan el trabajo técnico en terreno.



Ilustración 8: Fases Operativas del SOMA Codelco

De las ocho fases (A a H), esta tesina aplica las fases B, C, D y E; la fase H aporta herramientas de resolución de problemas (Pareto y 5 por qué) utilizadas en el diagnóstico. Las fases A, F, G y H se describen en el Anexo E.

8.2.1 Fase B Estudio de criticidad y metas de desempeño

En esta fase el objetivo es evaluar y jerarquizar los activos de la corporación, asignando un indicador de impacto en el negocio, definido como indicador de criticidad, y las metas de desempeño de los equipos de la corporación, para posteriormente definir una estrategia de mantenimiento. Para esto se define un proceso de cuatro pasos, detallados en la siguiente estructura

- Levantamiento de datos
- Definición de nivel de criticidad de equipos
- Definición de nivel de criticidad de repuestos
- Establecimiento de metas de desempeño

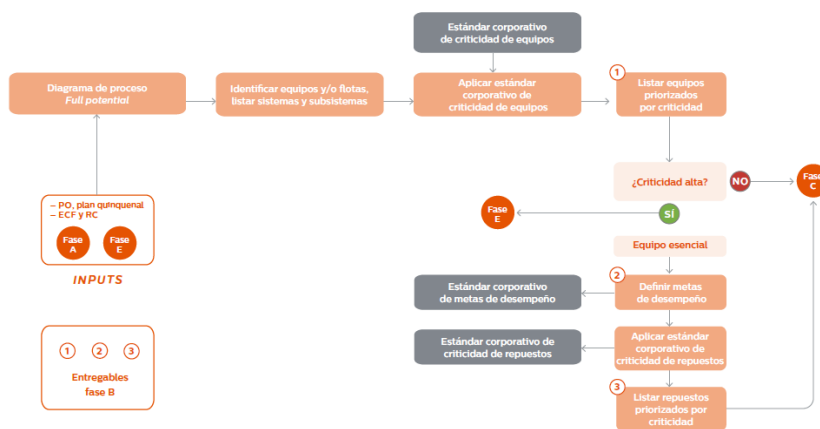


Ilustración 9: Diagrama Fase B

El indicador de criticidad es un reflejo de la consecuencia de la falla que tiene el equipo o sistema según, lo indicado por la metodología de evaluación de criticidad de equipos de esta fase.

Los pasos que se deben realizar para la evaluación de las consecuencias constan de tres pasos básicos tal como se muestra en la Ilustración 10.



Ilustración 10: Identificación de consecuencias

Para cuantificar el impacto total o la consecuencia de la falla se evalúan cuatro dimensiones que corresponden a:

- Seguridad (P1)
- Medioambiente (P2)
- Producción (P3)
- Costos de Mantenimiento (P4)

En la siguiente imagen se describen los aspectos de evaluación con los criterios a priorizar, en conjunto con la ponderación definida para el impacto del aspecto evaluado.

P1 Seguridad ¹	P2 Medioambiente	P3 Producción	P4 Costos de mantenimiento
Consecuencias potenciales que podría tener una falla para la seguridad de las personas hasta las comunidades vecinas.	Consecuencias sobre el medioambiente – en las instalaciones de Codelco o en áreas próximas – para el aire, el agua y/o la tierra.	Pérdidas o paradas de producción que pueden ocurrir como consecuencias potenciales de una falla.	Costos de mantenimiento en los cuales se incurre para restituir la función afectada por la ocurrencia de la falla.
40 pts. Riesgo de accidente con fatalidades múltiples.	40 pts. Riesgo de daño medioambiental severo y de largo plazo.	12 pts. Pérdida de producción mayor a un día.	10 pts. Costos muy altos (ej.: sobre los US\$ 500.000)
38 pts. Riesgo de accidente con una fatalidad.	32 pts. Riesgo de daño de largo plazo.	8 pts. Pérdida de producción entre 12 horas y un día.	8 pts. Costos altos (ej.: entre US\$ 100.000 y US\$ 500.000)
30 pts. Riesgo de accidente con discapacidad permanente.	28 pts. Riesgo de daño de corto plazo.	4 pts. Pérdida de producción de entre dos y 12 horas.	5 pts. Costos medios (ej.: entre US\$ 50.000 y US\$ 100.000)
12 pts. Riesgo de accidente con tiempo perdido.	10 pts. Riesgo de daño medioambiental menor.	2 pts. Pérdida de producción de hasta dos horas.	2 pts. Costos bajos (ej.: entre US\$ 10.000 y US\$ 50.000)
0 pts. Sin riesgo para las personas.	0 pts. Sin daño al medioambiente.	0 pts. Sin pérdida de producción.	1 pt. Costos muy bajos (ej.: US\$ 10.000)

Puntaje de evaluación: P1+P2+P3+P4

Ilustración 11: Aspectos de Evaluación

Una vez que se realiza la calificación por dimensión y habiendo obtenido el puntaje de evaluación, según Ilustración 11, se procede a identificar el indicador de consecuencia, dada la correlación de la Ilustración 12

Puntaje de evaluación de consecuencias	Indicador de consecuencias
Consecuencia total sobre 38	6
Consecuencia total mayor o igual a 28 y menor a 38 o consecuencia en producción igual a 12	5
Consecuencia mayor o igual a 20 y menor a 28	4
Consecuencia mayor o igual a 10 y menor a 20	3
Consecuencia total mayor o igual a 4 y menor a 10	2
Consecuencia total inferior a 4	1

Ilustración 12: Indicadores de Consecuencias dado evaluación

Por otro lado, se tiene la Tabla 2, la cual otorga un indicador según la frecuencia de ocurrencia de falla del equipo. Para para este indicador se deben considerar aquellas fallas que ocasionen la pérdida de función primaria o secundaria del activo.

Tabla 2: Indicador de Frecuencia

Frecuencia de ocurrencia de falla	Indicador de frecuencia
Ocurren fallas diariamente	6
Ocurren fallas una vez por semana	5
Ocurren fallas una vez al mes	4
Ocurren fallas una vez cada seis meses	3
Ocurren fallas una vez al año	2
Ocurren fallas una vez cada 10 años	1

Finalmente, el índice de criticidad queda determinado como el producto entre el indicador de consecuencia y el indicador de frecuencia según la ilustración 13, en donde el puntaje de evaluación de consecuencias definirá si el indicador de criticidad tiene una ponderación alta, media o baja según el rango indicado en Tabla 3.

Consecuencia	6	6	12	18	24	30	36
	5	5	10	15	20	25	30
	4	4	8	12	16	20	24
	3	3	6	9	12	15	18
	2	2	4	6	8	10	12
	1	1	2	3	4	5	6
		1	2	3	4	5	6
		Frecuencia de falla					
		Criticidad = Consecuencia x Frecuencia de falla					
		● Alta		● Media		● Baja	

Ilustración 13: Ponderación de Criticidad

Tabla 3: Indicador de Criticidad

PUNTAJE DE EVALUACIÓN DE CONSECUENCIA	INDICADOR DE CRITICIDAD
Consecuencias x Frecuencia > 10	ALTA
4 < Consecuencias x Frecuencia ≤ 10	MEDIA
Consecuencia x Frecuencia es ≤ 4	BAJA

En esta etapa la corporación declara algunos equipos **como esenciales**, los cuales por sí mismos son de criticidad alta debido a sus características de salud y seguridad. Estos se definen en cinco familias:

- Captadores y supresores de polvo
- Sistemas contra incendio
- Puentes grúas
- Ascensores y elevadores de carga y personas
- Equipos de respaldo en sistemas eléctricos.

Luego del resultado de la evaluación de un equipo si resulta ser de criticidad alta, se procede con el cálculo de las metas de desempeño, las cuales se pueden ver en la Ilustración 14

METAS DE DESEMPEÑO - EQUIPOS CRITICIDAD ALTA	
Disponibilidad (%)	› Porcentaje de horas nominales en que el activo se encuentra en condiciones mecánicas y/o eléctricas de ser operados.
Disponibilidad aspiracional (%)	› Disponibilidad desafiante pero alcanzable, este valor es menor o igual que el límite técnico y mayor al Plan Anual (P.O.) establecida para proceso, flota o línea productiva.
TMEF/MTBF (hr)	› Tiempo medio entre fallas.
TMPR/MTTR (hr)	› Tiempo medio para reparar.
Límite teórico	› Rendimiento de diseño de un equipo productivo multiplicado por el tiempo nominal (normalmente 24 horas). No considera actividades propias de la operación.
Límite técnico	› Es la máxima producción que puede entregar un equipo de forma sostenible según sus condiciones operacionales. Para alcanzarlo se requiere una ejecución según diseño, de todas las actividades de planificación, operación y mantenimiento.
OEE	› Razón porcentual que mide la eficiencia productiva de un equipo o sistema. Busca medir en un único indicador la disponibilidad, la utilización y el rendimiento.

Ilustración 14: Indicadores de desempeño

Aplicación en esta tesina: la Fase B se aplica en las secciones 10.1 (levantamiento de datos y árbol de ubicaciones técnicas), 10.2 (criticidad por matriz consecuencia x frecuencia) y 10.3 (metas de desempeño y brechas de disponibilidad frente a la meta de 99,78%).

8.2.2 Fase C Plan Estratégico y Plan Matriz

El objetivo de esta fase es establecer la estrategia óptima de mantenimiento para cada equipo de acuerdo con su criticidad y plasmarla en la plataforma SAP en forma de planes matrices activos en automático.

Para desarrollar esta fase se deben considerar cuatro grandes pasos:

1. Selección de estrategia de mantenimiento a utilizar según criticidad del activo
2. Diseño y propuesta de plan de mantenimiento
3. Creación, modificación o eliminación de datos maestros en SAP
4. Plan de mantenimiento cargado en SAP con frecuencia u hoja de ruta stand alone.

Obteniendo como salida los siguientes entregables

- Planes de mantenimiento para los equipos a ser implementados mediante el ciclo de mantenimiento (Fase D)
- La estrategia de mantenimiento como base para generar el presupuesto
- Planificación de largo plazo trienal y quinquenal

Para la selección de la estrategia de mantenimiento, SOMA propone, según la criticidad del activo, los siguientes métodos:

- RCM: Mantenimiento centrado en confiabilidad
- RCM Agilizado: conocido también como análisis modos y efectos de falla (FMEA) o análisis de criticidad, modos y efectos de falla (FMECA)
- PMO: Optimización de mantenimiento preventivo
- Experiencia del personal de Mantenimiento y Operaciones
- Análisis del historial del equipo
- Recomendación del fabricante OEM

En la Ilustración 15 se muestra un diagrama en el que el SOMA clasifica el método de análisis o estrategia a emplear dada la criticidad y el elemento diferenciador. Cabe señalar que también recomienda la aplicación del método tradicional RCM solo para situaciones complejas que lo requieran, ya que su costo de implementación en Horas Personas (HP) es muy alto.

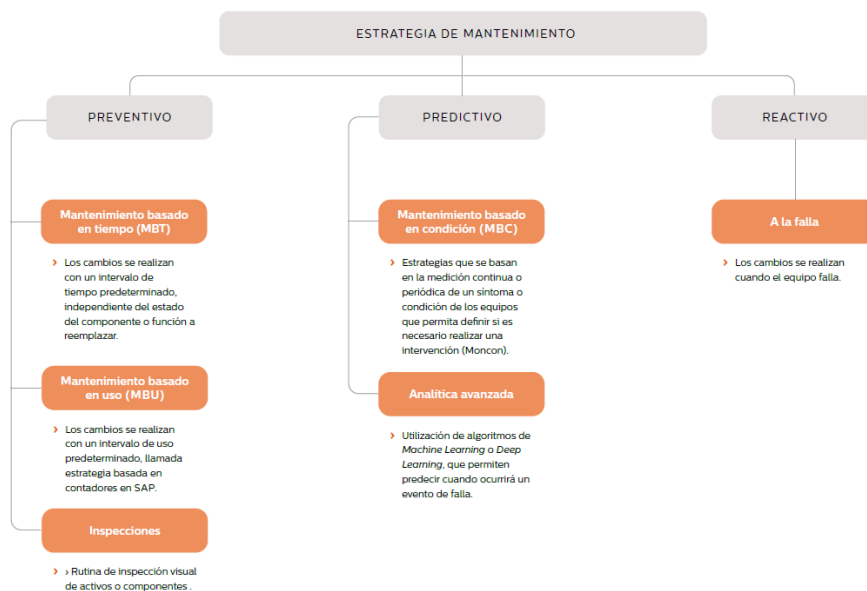


Ilustración 15: Estrategia de Mantenimiento según evaluación de criticidad

Aplicación en esta tesina: conforme a la ilustración 15, para los activos de criticidad alta se utiliza RCM agilizado (FMEA), apoyado en el historial de fallas SAP, la experiencia del personal y las recomendaciones OEM (secciones 10.4 y 10.5). El resultado es el plan matriz propuesto (sección 10.6) y la depuración de datos maestros SAP (secciones 10.1 y 10.3)

8.2.3 Fase D Ciclo de Mantenimiento

En este ciclo se realiza la planificación y ejecución de la carta de actividades previamente identificadas, su principal objetivo es describir las etapas obligatorias que permitan llevar a cabo un ciclo de mantenimiento con calidad, seguridad y eficiencia; monitorear resultados y fomentar la mejora continua.

En esta etapa se define el proceso del ciclo de mantenimiento con 5 etapas

- Identificación y priorización
- Planificación
- Programación
- Ejecución
- Post-mantenimiento

El entregable de esta fase corresponde a los resultados de la gestión del mantenimiento, estabilización del proceso, mayor adherencia a planes y detección de oportunidades de mejora.

Aplicación en esta tesina: la Fase D se aplica en la planificación y programación de la ventana anual de 14 h del sistema de 110 kV (sección 10.6.1), en la estandarización de pautas y en la definición de los KPI de seguimiento (sección 10.11)

8.2.4 Fase E. Decisiones de fin de vida útil

El objetivo de la Fase E es activar las alertas en el momento óptimo del ciclo de vida de un activo, de modo de minimizar el costo, a través de una metodología que determine su fin de vida útil.

Esta fase es aplicada a equipos de criticidad alta, definida en la Fase B y es liderada por el área de confiabilidad.

El proceso consta de tres grandes pasos:

Preguntarnos si el equipo/activo crítico se encuentra o no al término de su vida útil, sufre algún tipo de obsolescencia o alguna falla catastrófica.

Si la respuesta es positiva se debe aplicar el estándar corporativo de reemplazo y fin de vida útil, a través del cálculo de parámetros operacionales y la generación de un caso de negocio.

Finalmente, en función de la rentabilidad, se debe comunicar la alerta de manera oportuna a través de una nota interna a la gerencia que lidere la adquisición de equipos, o se posterga la inversión, transfiriendo las nuevas metas de desempeño y planes de mantención a las Fases B y C, respectivamente.

Aplicación en esta tesina: la Fase E se aplica a los transformadores de poder de las subestaciones N°1 (1964) y N° 2 (1966/1996), definiendo las variables de condición y los umbrales de alerta de fin de vida útil (sección 10.8).

8.3 Plataformas de soporte: SAP PM y Sistema de Gestión C+

SAP PM es la plataforma corporativa en la que se registran las ubicaciones técnicas (UT), los planes de mantenimiento, los avisos y las órdenes de trabajo (OT); es la fuente de los datos de falla y de los planes analizados en esta tesina, y el destino de los planes matrices rediseñados (entregable de la Fase C). El sistema de gestión C+ aporta las rutinas de gestión del desempeño (diálogos de

desempeño y seguimiento de KPI) en las que se propone controlar los indicadores de la sección 10.11. La descripción general de ambas plataformas (Ilustraciones 31 y 32) se encuentra en el Anexo E. Para efectos del análisis, se utilizan las siguientes definiciones funcionales (RCM): función primaria es la razón principal por la que se adquiere el activo (p. ej., entregar 22 kA de corriente continua estable al circuito de celdas); funciones secundarias son las de protección, control, contención e integridad estructural (p. ej., despejar una falla en 110 kV). Estas definiciones se aplican en la hoja FMEA de la sección 10.5.

9 Metodología Propuesta

9.1 Enfoque Metodológico y matriz de trazabilidad

El presente marco metodológico define la ruta operativa y analítica para la evaluación y optimización del plan de mantenimiento de los sistemas de potencia eléctrica (transmisión, distribución y rectificación) en la Refinería Electrolítica de Codelco División Ventanas. La metodología articula el estándar normativo de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) con los lineamientos de la corporación Codelco estructurados en el Sistema Operativo de Mantenimiento (SOMA).

A través de esta integración, se busca asegurar un rigor técnico estandarizado para la gestión del activo en sus etapas de continuidad operacional y riesgos, con el fin de garantizar la sostenibilidad y la eficiencia de los activos críticos en un entorno industrial agresivo.

La Tabla 4 vincula cada objetivo específico con la fase SOMA aplicada, el método, la fuente de datos, la sección donde se presenta el resultado y la conclusión que le da respuesta.

Tabla 4: Matriz de trazabilidad entre objetivos, metodología, resultados y conclusiones

Objetivo específico	Fase SOMA	Método / herramienta	Datos y periodo	Resultado (sección)	Conclusión
OE1 Diagnóstico del plan y del desempeño	B (levantamiento, metas) y C (datos maestros SAP)	Levantamiento SAP vs. terreno; revisión de 38 planes; KPI de disponibilidad	SAP PM (UT y planes vigentes 2026); verificación en terreno	10.1, 10.3; Tablas 5 y 6	C1 (Tabla 21)
OE2 Riesgos y criticidad (RCM/FMEA)	B (criticidad) y C (selección de estrategia); herramientas de la Fase H	Matriz consecuencia x frecuencia; Pareto 80/20; 5 porqués; FMEA	Avisos y OT SAP (año 2025 y último trimestre de 2026); juicio experto	10.2, 10.4, 10.5; Tablas 5 y 7 a 10	C2
OE3 Rediseño del	C (plan matriz), D	RCM agilizado; ventana	Recomendaciones OEM;	10.6, 10.7, 10.8;	C3

Objetivo específico	Fase SOMA	Método / herramienta	Datos y periodo	Resultado (sección)	Conclusión
plan	(ciclo) y E (fin de vida útil)	anual con CPM; criterios de fin de vida útil	IEEE C57.104, IEEE C57.12.90, NETA, NFPA 70B/70E; exigencias CEN	Tablas 11 a 17	
OE4 Evaluación económica y KPI	D (seguimiento) y H (desempeño)	Ley de Faraday; disponibilidad; balance beneficio-coste; sensibilidad	Anexos A, B y C; precio del cobre supuesto	10.9, 10.11; Tablas 18 a 20	C4

9.2 Delimitación y Alcance del Objetivo de Estudio

El alcance técnico comprende la infraestructura del Sistema de Potencia Eléctrica encargado de alimentar las celdas de electrorrefinación de cobre, cubriendo los siguientes subsistemas y equipos críticos:

- Sistemas de Enlace y Distribución: Subestaciones eléctricas con sus paños de transformación de voltaje (Transformadores) y equipamiento de maniobras, seccionamiento y protección.
- Transmisión: Líneas de transmisión de alta tensión 110 kV.
- Transformadores de Rectificación (Trafo-Rectificadores): Unidades principales de transformación y rectificación CA/CC.
- Sistemas de Filtrado y Compensación: Bancos de condensadores y filtros de armónicos de potencia.
- Sistemas de Control y Resguardo: Relés de protección digital, tableros de control y sistemas de respaldo de energía (UPS / Bancos de Baterías).

9.3 Fases y Etapas del desarrollo metodológico

9.3.1 FASE B: ESTUDIO DE CRITICIDAD DEL ACTIVO Y DEFINICIÓN DE METAS

La Fase B establece la base estratégica y técnica del proyecto, definiendo los límites físicos del sistema eléctrico de potencia y alineando los objetivos de mantenimiento con las metas de continuidad operativa globales de la refinera.

- Levantamientos de Datos: Identificación de los equipos del sistema eléctrico de potencia y especificación para la creación de la arquitectura o árbol en SAP de ubicaciones técnicas del sistema de alta tensión y rectificación de la refinera Codelco Ventanas.

- Delimitación de Activos Críticos: Construcción del inventario técnico y jerarquización sistemática mediante un análisis de criticidad cuantitativo, evaluando el indicador de criticidad mediante la matriz de consecuencia $\times$ frecuencia.
- Levantamiento del Plan Actual: Recopilación exhaustiva del plan de mantenimiento y las pautas de mantenimiento preventivo y predictivo actualmente registradas en la plataforma SAP PM de Codelco Ventanas o, en su defecto, del juicio experto.
- Adquisición de KPIs Clave: Establecimiento de los indicadores de desempeño operacional de control que estén definidos o su definición en la estrategia.
- MTBF (Mean Time Between Failures): Tiempo medio entre fallas para medir la confiabilidad intrínseca.
- MTTR (Mean Time To Repair): Tiempo medio de reparación para evaluar la mantenibilidad y respuesta operativa.
- Disponibilidad y Confiabilidad Eléctrica: Porcentaje de tiempo operativo efectivo sin interrupciones no programadas.

Definición y unidades de los indicadores. Para todos los cálculos se declara la base de tiempo T (horas calendario del período), el número de fallas n y la suma de horas de detención ΣT_{det} . Los indicadores se calculan como:

$$\text{Tiempo Medio Entre Fallos: } MTBF [h] = (T - \Sigma T_{det}) / n$$

$$\text{Tiempo Medio de Reparación: } MTTR [h] = \Sigma T_{det} / n$$

$$\text{Disponibilidad operacional } A [\%] = (T - T_{det}) / T \times 100$$

$$\text{Disponibilidad inherente } A_i [\%] = MTBF / (MTBF + MTTR) \times 100$$

Para el conjunto de rectificadores se utiliza tiempo anual = 8.760 y tiempo para un trimestre T = 2.190 h ($T = 8.760 / 4$) y se trata el conjunto como un sistema único, en el que cada falla de cualquier unidad es una falla del sistema.

Para el sistema de 110 kV se utiliza T = 8.760 h (un año). Cada resultado se clasifica como **observado** (dato registrado en SAP o en terreno), **calculado** (derivado de datos observados) o **proyectado** (estimado para la situación propuesta).

9.3.2 FASE C: ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL

La Fase C realiza una evaluación técnica profunda de la infraestructura eléctrica existente para diagnosticar la efectividad real de las estrategias vigentes a través de datos de campo, ensayos no destructivos y registros históricos, y a partir de ello selecciona la estrategia y las tareas de mantenimiento de cada activo crítico.

- **Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA):** Aplicación rigurosa de FMEA sobre equipos de potencia principales: transformadores de poder, transformadores rectificadores, celdas de distribución e interruptores de alta/media tensión.
- **Auditoría de Técnicas Predictivas:** Evaluación de la existencia o uso de técnicas predictivas en la estrategia actual y definición de técnicas predictivas a utilizar desde la revisión del historial de fallas o la experiencia del personal en las fallas. Estas técnicas predictivas pueden ser, entre otras, las detalladas a continuación:
 - Análisis de Gases Disueltos (DGA) y rigidez dieléctrica en aceite aislante de transformadores.
 - Inspecciones termográficas en barras de alta corriente, contactos y empalmes críticos.
 - Medición de descargas parciales y resistencia de aislamiento (ensayos Megger).
 - Análisis de Historial de Fallas: Procesamiento analítico de avisos y Órdenes de Trabajo (OT) registrados en SAP PM (año 2025 y último trimestre disponible de 2026) para identificar patrones de falla, causas raíz y tendencias de degradación.

9.3.3 FASE D: CICLO DE MANTENIMIENTO: PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL PLAN REDISEÑADO

En la Fase D se establecen las alertas y se reestructura formalmente el plan de mantenimiento, pasando de un esquema tradicional a una estrategia basada en la condición real de los activos y respaldada por metodologías de confiabilidad. El rediseño RCM se formula como plan matriz (Fase C); en esta fase se traduce en pautas estandarizadas, en la programación de la ventana anual y en el control de adherencia mediante KPI.

- **Rediseño Basado en RCM (Reliability Centered Maintenance):** Formulación de un plan optimizado centrado en la preservación de las funciones del sistema eléctrico.
- **Reestructuración de Pautas Operativas:** Ajuste y readecuación de frecuencias y tareas de mantenimiento en función de la condición de salud del equipo en lugar de intervalos rígidos por horas de servicio.
- **Integración Normativa y de Seguridad:** Alineación del plan con estándares internacionales de seguridad eléctrica como NFPA 70E (Arc Flash / Riesgo Eléctrico) y normativas corporativas de Codelco.

9.3.4 FASE E: EVALUACIÓN DE ACTIVOS Y FACTIBILIDAD DE VIDA ÚTIL

La Fase E aborda las decisiones de fin de vida útil, ciclo de reemplazo u overhaul de los activos; el objetivo es activar las alertas en el momento óptimo del ciclo de vida de un activo, de modo de minimizar el costo. Esta evaluación debe ser un retorno para la evaluación del ciclo de la Fase D, reajustando los parámetros de las pautas operativas y los ajustes operacionales.

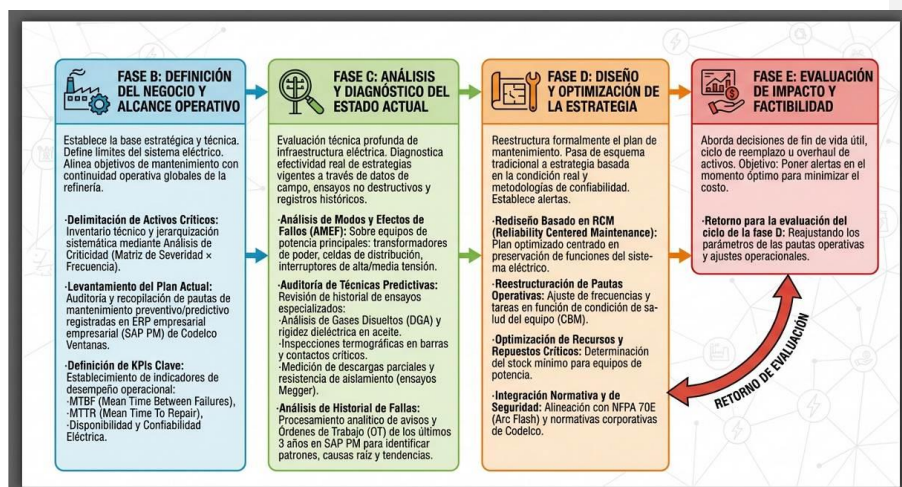


Ilustración 16: Estrategia de Optimización Plan Mantenimiento

10 Análisis y Resultados

El capítulo de **Análisis y Resultados** constituye el núcleo de esta investigación, donde se evalúa el estado actual de la gestión del mantenimiento y se consolida la propuesta de optimización para los sistemas de potencia eléctrica de la Refinería Electrolítica de Codelco Ventanas. En esta sección se transforman los datos de terreno, las métricas operacionales y la documentación técnica en un diagnóstico preciso e información clave para la toma de decisiones.

Mediante la integración del Sistema Operativo de Mantenimiento (SOMA) con metodologías de gestión de activos, como el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), el análisis se estructura en torno a los ejes fundamentales definidos en la matriz de trazabilidad (Tabla 4).

10.1 Levantamiento de datos y Arquitectura en SAP

En este punto se procede con una identificación de la estructura de los activos que integran este sistema eléctrico de potencia para la generación de cátodos de cobre en la refinería electrolítica de Codelco Ventanas detallados como:

- Subestación Eléctrica de Conexión (Maitenes)
- Subestaciones de Distribución (Subestación N°1 / Subestación N°2)
- Línea de Transmisión 110 kV (Maitenes-Subestación N°1)
- Línea de Transmisión 110 kV (Subestación N°1 a Subestación N°2)
- Paños de Potencia (110 kV a 6,3 kV)
- Salas Eléctricas de Distribución 6,3 kV
- Rectificadores de Alta Corriente (22 a 28 kA)

La Ilustración 17 presenta el diagrama de flujo eléctrico del sistema de potencia, desde su alimentación hasta la inyección de corriente continua en las celdas electrolíticas de la refinería.

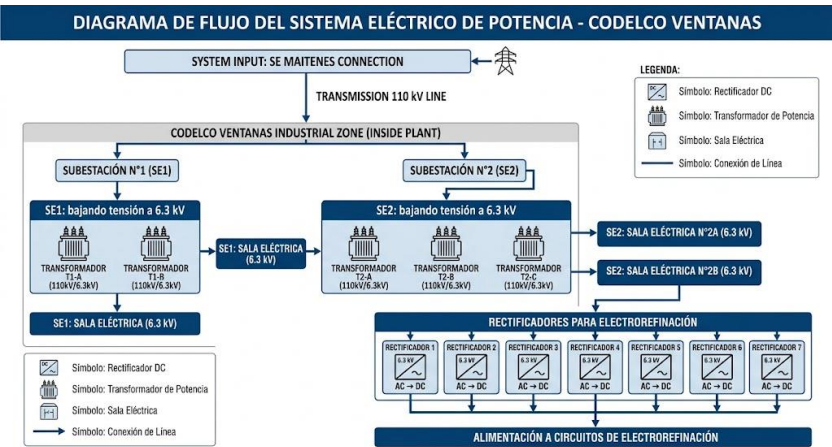


Ilustración 17: Flujo de Corriente del Sistema de Potencia DVEN

A partir del levantamiento de información realizado entre la plataforma SAP y la verificación en terreno, la Ilustración 18 presenta una comparación del antes y después respecto de la identificación de activos.



Ilustración 18: Infografía del sistema de potencia

Se identifica una existencia de 49 activos inicialmente registrados en SAP y luego del levantamiento se identificaron 126 ubicaciones técnicas lo que generó un incremento del 157,1 % en la cantidad de activos registrados en SAP (resultado observado; fuente SAP PM y verificación en terreno 2025 y 2026). En consecuencia, la gestión de mantenimiento de estos equipos depende principalmente de la experiencia técnica del personal y no se administra de forma automática mediante la plataforma de gestión.

Asimismo, se detectó la necesidad de eliminar ubicaciones técnicas duplicadas en activos como salas eléctricas y transformadores de potencia. Al contar cada duplicado con su propio plan de mantenimiento, se genera una doble estrategia sobre el mismo activo, lo que constituye un sobre mantenimiento y provoca un uso ineficiente de los recursos humanos.

Con la información recopilada, se procede a construir el árbol de ubicaciones técnicas para su respaldo en el sistema de gestión SAP. De acuerdo con la definición establecida por SOMA, la unidad mantenible debe quedar definida entre los niveles 4 y 5. En función de este requerimiento, la propuesta recomendada para la estructura de ubicaciones técnicas se presenta en las siguientes ilustraciones 19, 20 y 21:

Estructura Jerárquica de 6 Niveles – Módulo 1: Suministros (Subestación Maitenes y SSEE N°1)



Estructura Jerárquica de 6 Niveles – Módulo 2: Suministros (Subestación N°2 y Salas Eléctricas)



ÁRBOL DE UBICACIONES TÉCNICAS (VISTA HORIZONTAL)

Estructura Jerárquica de 6 Niveles – Módulo 3: Refinería Electrolítica (Rectificadores)

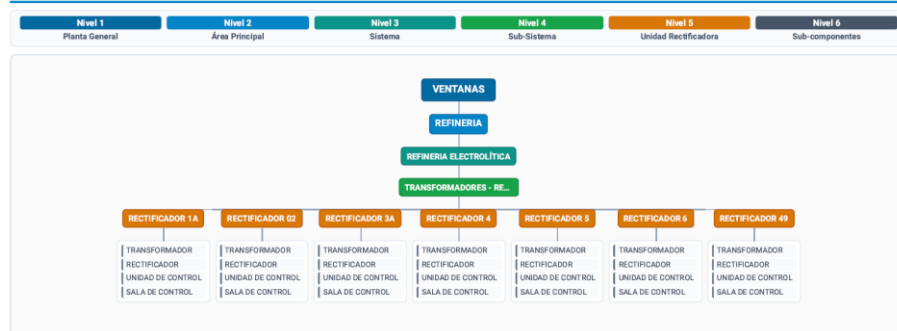


Ilustración 21: Árbol de UT Sistema de Potencia etapa Rectificación

10.2 Definición de Criticidad de los activos mantenibles

Al aplicar la Fase B del estándar SOMA a la infraestructura del sistema eléctrico de potencia de Codelco Ventanas, sobre los activos definidos en los sistemas categorizados en SAP en el quinto nivel (según se observa en el apartado 10.1) y siguiendo los criterios establecidos en el punto 8.2.1, ilustración 11 y 12, para determinar los aspectos que definen los valores de consecuencia, se obtiene el análisis de criticidad de equipos. Este análisis se desarrolló utilizando datos extraídos de SAP y juicio experto, criterio considerado por el estándar SOMA, mediante el formulario de análisis de criticidad de equipos. El resultado se indica en la Ilustración 22 y se resume en la Tabla 5.

Codelco		División Ventanas		Gerencia F&M		Superintendencia Mantenimiento		SOMA		Criterios		Resultados		Valor		Criticidad	
Proyecto	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma	Forma
REFINERÍA ELECTROLÍTICA	CORTACIRCUITO ELECTROREPARADOR	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N° 2 CORTACIRCUITO	PUNTA DE EMPALME	RECTIFICADOR	1	3	38	0	12	1	40	0	18	Abn		
REFINERÍA ELECTROLÍTICA	CORTACIRCUITO ELECTROREPARADOR	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N° 3 CORTACIRCUITO	PUNTA DE EMPALME	RECTIFICADOR	1	3	38	0	12	1	40	0	18	Abn		
REFINERÍA ELECTROLÍTICA	CORTACIRCUITO ELECTROREPARADOR	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N° 4 CORTACIRCUITO	PUNTA DE EMPALME	RECTIFICADOR	1	4	38	0	12	1	40	0	24	Abn		
REFINERÍA ELECTROLÍTICA	CORTACIRCUITO ELECTROREPARADOR	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N° 5 CORTACIRCUITO	PUNTA DE EMPALME	RECTIFICADOR	1	3	38	0	12	1	40	0	18	Abn		
REFINERÍA ELECTROLÍTICA	CORTACIRCUITO ELECTROREPARADOR	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N° 6 CORTACIRCUITO	PUNTA DE EMPALME	RECTIFICADOR	1	4	38	0	12	1	40	0	24	Abn		
REFINERÍA ELECTROLÍTICA	CORTACIRCUITO ELECTROREPARADOR	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N° 7 CORTACIRCUITO	PUNTA DE EMPALME	RECTIFICADOR	1	4	38	0	12	1	40	0	24	Abn		
REFINERÍA ELECTROLÍTICA	CORTACIRCUITO ELECTROREPARADOR	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N° 8 CORTACIRCUITO	PUNTA DE EMPALME	RECTIFICADOR	1	3	38	0	12	1	40	0	18	Abn		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 1	PUNTO N° 1 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 1 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 1 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 2	PUNTO N° 2 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 2 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 2 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 3	PUNTO N° 3 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 3 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 3 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 4	PUNTO N° 4 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 4 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 4 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 5	PUNTO N° 5 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 5 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 5 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 6	PUNTO N° 6 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 6 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 6 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 7	PUNTO N° 7 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 7 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 7 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 8	PUNTO N° 8 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 8 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 8 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 9	PUNTO N° 9 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 9 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 9 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 10	PUNTO N° 10 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 10 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 10 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 11	PUNTO N° 11 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 11 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 11 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 12	PUNTO N° 12 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 12 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 12 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 13	PUNTO N° 13 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 13 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 13 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 14	PUNTO N° 14 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 14 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 14 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 15	PUNTO N° 15 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 15 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 15 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 16	PUNTO N° 16 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 16 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 16 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 17	PUNTO N° 17 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 17 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 17 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 18	PUNTO N° 18 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 18 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 18 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 19	PUNTO N° 19 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 19 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 19 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		
SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN N° 20	PUNTO N° 20 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 20 ALTA TENSIÓN	PUNTO N° 20 ALTA TENSIÓN	SUBESTACIÓN	1	2	12	0	4	0	20	0	4	Medio		

Ilustración 22: Resultados de Criticidad

Tal como lo establece SOMA, cada ubicación técnica propuesta en SAP debe contar con el indicador ABC de criticidad habilitado (A = Alta; B = Media; C = Baja), para registrar el valor obtenido en este análisis, resumido en la Tabla 5.

Tabla 5: Resultado de Evaluación de Criticidad



División Ventanas
Gerencia FURE
Superintendencia Mantenimiento



SOMA
SISTEMA OPERATIVO DE MANTENIMIENTO

Fórmula para el Análisis de Criticidad de Sistemas o Equipos

Proceso	Area	Sub Area	Descripción de Activo	Ubicación Técnica	Familia	Criticidad
REFINERIA ELECTROLITICA	CORTOCIRCUITO / ELECTROREFINADO	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N 2 CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RCC02	RECTIFICADOR	Alta
REFINERIA ELECTROLITICA	CORTOCIRCUITO / ELECTROREFINADO	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR 4 ABB	FVFR-ER-ERF-RCC-RCC04	RECTIFICADOR	Alta
REFINERIA ELECTROLITICA	CORTOCIRCUITO / ELECTROREFINADO	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N 5 CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RCC05	RECTIFICADOR	Alta
REFINERIA ELECTROLITICA	CORTOCIRCUITO / ELECTROREFINADO	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N 6 CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RCC06	RECTIFICADOR	Alta
REFINERIA ELECTROLITICA	CORTOCIRCUITO / ELECTROREFINADO	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N 1A CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RCC1A	RECTIFICADOR	Alta
REFINERIA ELECTROLITICA	CORTOCIRCUITO / ELECTROREFINADO	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR N 3A CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RCC3A	RECTIFICADOR	Alta
REFINERIA ELECTROLITICA	CORTOCIRCUITO / ELECTROREFINADO	RECTIFICADORES	RECTIFICADOR 49 - RECTIFICADOR GPO 49	FVFR-ER-ERF-RCC-RCC49	RECTIFICADOR	Alta
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	SUBESTACION N 1	PANO N 1 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S01-PAT01	SUBESTACION	Media
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	SUBESTACION N 1	PANO N 2 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S01-PAT02	SUBESTACION	Media
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	SUBESTACION N2	PANO N 4 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S02-PAT04	SUBESTACION	Media
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	SUBESTACION N2	PANO N 5 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S02-PAT05	SUBESTACION	Media
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	SUBESTACION N2	PANO N 6 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S02-PAT06	SUBESTACION	Media
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	SISTEMA ELECTRICO	SALA ELECTRICA SSEE N°1	FVFR-SU-SUE-SEL-SAE01	SALAS	Media
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	SISTEMA ELECTRICO	SALA ELECTRICA 2A SSEE NO 2	FVFR-SU-SUE-SEL-SAE02	SALAS	Media
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	SISTEMA ELECTRICO	SALA ELECTRICA SSEE N°2	FVFR-SU-SUE-SEL-SAE22	SALAS	Media
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	SISTEMA SUBESTACION MATTENES	SUBESTACION MATTENES	FVFR-SU-SUE-SMT-SUE01	ALTA TENSION	Alta
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	TRANSMISION DE 110 KV	TRANSMISION MATTENES-SSEE1	FVFR-SU-SUE-STA-TMS01	ALTA TENSION	Alta
SUMINISTROS	SISTEMA SUMINISTRO ELECTRICO	TRANSMISION DE 110 KV	TRANSMISION SSEE1-SSEE2	FVFR-SU-SUE-STA-TMS12	ALTA TENSION	Alta

Dada la evaluación obtenida en los activos con criticidad alta, el estándar SOMA requiere de una definición de estrategia de mantenimiento, por lo cual se debe elaborar un plan que considere actividades de mantenimiento preventivo o predictivo, una definición de frecuencia y un monitoreo permanente del estatus de cumplimiento. Además, solicita realizar un análisis de criticidad de materiales, cuyo alcance no es parte de la estrategia del plan de mantenimiento ni del análisis de esta tesina.

10.3 Resultado del Levantamiento del plan Actual

El análisis de la base de datos de los planes de mantenimiento revela deficiencias estructurales en la gestión de la información, caracterizadas por redundancia de registros e inconsistencias en la codificación nominativa.

ANÁLISIS DE DUPLICADOS Y REPETICIONES EN ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO					
Evaluación estadística e identificación de repeticiones exactas y equivalencias funcionales					
N° Fila	Código Original de la Actividad	Ocurrencias Exactas	Estado de Repetición	Grupo de Similitud / Redundancia	Observaciones / Diagnóstico Técnico
1	INSP ELE 1M PATIO SSEE N1 - OP	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
2	MANT ELE 12M PATIO SSEE N1 - DET	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
3	MANT ELE 12M TERMOGRAFIA SSEE N1 - DET	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
4	MANT ELE 12M CORONOGRAFIA SSEE N1 - DET	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
5	INSP ELE 1S GENERAL TRAF0	5	REPETIDO EXACTO	Grupo A: Inspección Trafo General	Repetido 5 veces en la lista original (Redundancia de registros).
6	MRT S2S Bbosh MTTO SSEE 1 Test Protec	1	SIMILAR / REDUNDANTE	Grupo E: Pruebas S2S SSEE1 / Sala SSEE1	Similar con MRT S2S Bbosh MTTO Sala SSEE1 Test Protec.
7	MANT INS 12M SALA ELEC. SSEE N°2/2A - DE	1	SIMILAR / REDUNDANTE	Grupo G: Mantenimiento Inst. Sala 2/2A	Similar con MANT INS 12M SALA ELEC. SSEE N°2 - DET.
8	MRT S2S Bbosh MTTO Sala2A SSEE2TestProte	1	SIMILAR / REDUNDANTE	Grupo F: Pruebas S2S SSEE2 / Sala SSEE2 / Sala2A	Similar con Pruebas de Protecciones SSEE 2 y Sala SSEE2.
9	INSP ELE 1M PATIO SSEE N2 - OP	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
10	MANT ELE 12M PATIO SSEE N2 - DET	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
11	MANT ELE 12M TERMOGRAFIA SSEE N2 - DET	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
12	MANT ELE 12M CORONOGRAFIA SSEE N2 - DET	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
13	MRT MON INSP INFRA SUBI. ESTACIÓN_ELEC N°2	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
14	MRT 1M Scl man SALA MT 2A P6	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.
15	MRT 6M Scl man SALA MT 2A P6	1	ÚNICO	Único	Actividad única sin repeticiones ni equivalencias.

Ilustración 23: Resumen de Estrategia de Mantenimiento

El inventario general está compuesto por un total de 38 registros de planes de mantenimiento. Los resultados del proceso de análisis y depuración estadística son los siguientes (resultado observado;

fuelle: planes de mantenimiento vigentes en SAP PM, 2026): 18 de los 38 registros son duplicados o redundantes, es decir, $18 / 38 = 47,37 \%$; al depurarlos quedan 20 planes únicos:

RESUMEN ESTADÍSTICO DE DUPLICIDAD Y DEPURACIÓN		
1. Métrica General de Limpieza de Datos		
Métrica / Indicador	Valor	Porcentaje sobre el Total
Total de Registros de Planes	38	100,0%
Total de Actividades Únicas (Códigos Distintos)	27	71,1%
Registros con Repetición Exacta (Filas Duplicadas)	11	28,9%
Registros con Similitud Nominativa / Redundancia	7	18,4%
Actividades Únicas Absolutas (Sin Duplicados)	20	52,6%
Potencial de Reducción de Base de Datos	18	47,4%

Ilustración 24: Resumen Estadístico de Duplicidad

Dentro de la evaluación crítica bajo el marco de gestión de activos según la norma ISO 55001 y el estándar SOMA, se evidencia en primer lugar una inconsistencia en la gobernanza de datos, asociada al requisito 7.5 sobre información documentada, donde la presencia de un 47,37 % de registros redundantes o duplicados distorsiona la programación del mantenimiento, sobrecargando el sistema ERP (SAP) con órdenes de trabajo repetidas y generando indicadores de desempeño sesgados respecto al cumplimiento del plan, al backlog y a la sobreestimación de horas-persona planificadas. En segundo lugar, respecto al requisito de planificación y control operacional (requisito 8.1), se identifican oportunidades de evolución desde un mantenimiento preventivo fijo hacia un mantenimiento basado en la condición, dado que actualmente existen rutinas fijas de alta frecuencia, tales como inspecciones mensuales o trimestrales, que podrían optimizarse agrupando rutas de inspección por zona geográfica de la planta en lugar de generar pautas aisladas. Además, la incorporación de monitoreo en línea para variables como la temperatura de transformadores y la presión de SF6 permitiría extender la periodicidad de las intervenciones intrusivas, disminuyendo así el riesgo inducido por mantenimiento en equipos críticos. En tercer lugar, en relación con la estandarización de pautas de trabajo bajo el marco SOMA, las pautas analizadas muestran variabilidad en su formato (ver Ilustración 25), ya que mientras documentos como la pauta operativa del nivel de agua del sistema de refrigeración cuentan con la estructura formal requerida, con definición explícita de ubicación técnica, puestos de trabajo, horas-persona, herramientas y repuestos, otras pautas operativas presentan inconsistencias en la identificación de códigos SAP de materiales y en la definición de límites permisibles cuantificables.



Ilustración 25: Diferencias de Pautas de Mantenimiento

Para finalizar con el análisis del levantamiento del plan actual, se analizan los datos de desempeño operacional obtenidos de SAP y los KPI aspiracionales. Los resultados se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6: Indicadores de Confiabilidad Sistema Potencia (Fuente SAP-PM año 2025)

					2025			
Descripción de Activo	Ubicación Técnica	Criticidad	Meta Disponibilidad	Meta Real	Indisponibilidad al Real	Diferencia	Horas de detención real	Horas de diferencia
RECTIFICADOR N.2 CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RC02	A	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
RECTIFICADOR 4 ABB	FVFR-ER-ERF-RCC-RC04	A	99,78%	99,49%	0,51%	0,28%	44,53	24,82
RECTIFICADOR N.5 CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RC05	A	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
RECTIFICADOR N.6 CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RC06	A	99,78%	99,60%	0,40%	0,18%	35,04	15,33
RECTIFICADOR N.1A CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RC1A	A	99,78%	99,20%	0,80%	0,58%	70,08	50,37
RECTIFICADOR N.3A CORTOCIRCUITO	FVFR-ER-ERF-RCC-RC3A	A	99,78%	99,40%	0,60%	0,38%	52,56	32,85
RECTIF CIRCUITO 49 - RECTIFICADOR GPO 49	FVFR-ER-ERF-RCC-RC49	A	99,78%	99,40%	0,54%	0,31%	47,304	27,594
PANO N 1 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S01-PAT01	B	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
PANO N 2 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S01-PAT02	B	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
PANO N 3 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S02-PAT04	B	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
PANO N 5 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S02-PAT05	B	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
PANO N 6 ALTA TENSION	FVFR-SU-SUE-S02-PAT06	B	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
SALA ELECTRICA SSEE N°1	FVFR-SU-SUE-SEL-SAE01	B	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
SALA ELECTRICA SSEE NO.2	FVFR-SU-SUE-SEL-SAE02	B	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
SALA ELECTRICA SSEE N°2	FVFR-SU-SUE-SEL-SAE22	B	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
SUBESTACION MAITENES	FVFR-SU-SUE-SMT-SUE01	A	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
TRANSMISION MAITENES-SSEE1	FVFR-SU-SUE-SMT-TMS01	A	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22
TRANSMISION SSEE1-SSEE2	FVFR-SU-SUE-SMT-TMS12	A	99,78%	99,66%	0,34%	0,12%	29,93	10,22

Hallazgos clave de disponibilidad:

Brecha generalizada respecto a la meta: ningún activo analizado del sistema eléctrico alcanza la meta del 99,78 %; el valor mínimo es 99,20 % y el equipo más cercano alcanza 99,66 % fuente de datos obtenidos desde SAP PM.

Los equipos con mayor variabilidad y que se encuentran por debajo de la disponibilidad meta son las unidades denominadas rectificadores, en donde se observa la mínima disponibilidad, por lo que se hará foco en ellas con un análisis de causa raíz y un análisis de pauta de mantenimiento para determinar las posibles mejoras.

Los paños de alta tensión, Subestación Maitenes, Líneas de Transmisión y Salas Eléctricas muestran un valor estándar de disponibilidad real según datos de SAP PM de 99,66 %. A pesar de ser un indicador alto, revela indisponibilidades recurrentes acumuladas, como eventos de micro-corte, detención por contaminación de aisladores o tiempos de atención (MTTR) extendidos, como es la detención anual, que ocupa 2 días de detención de la línea de 110 kV de 12 horas por día (24 h/año), lo que fija una condición desafiante para alcanzar la meta de disponibilidad anual. En términos de horas, 99,66 % equivale a $8.760 \times (1 - 0,9966) = 29,8$ h/año de indisponibilidad, de las cuales 24 h corresponden a la detención programada y $\approx 5,8$ h a eventos no programados (valor calculado).

Para el sistema eléctrico tal como lo señala Tabla 6 para meta de disponibilidad considerada como 99,78 % en términos de horas el 99,78 % equivale a $8.760 \times (1 - 0,9978) = 19,3$ h/año de indisponibilidad lo que hace ya desde la meta irrealizable el cumplimiento por la mantención anual que se proyecta 24 h/año de detención por lo cuál es necesario evaluar una nueva estrategia de mantenimiento las disponibilidad anual para 24 horas de detención es de $(1 - 24h/8760h) = 0,9973$ o 99,73 % de disponibilidad.

El análisis realizado a los planes de mantenimiento detecta varias ineficiencias, como se presentó en la Ilustración 24, lo que conlleva a tener ambigüedades o deficiencias en la trazabilidad de las fallas al encontrarse duplicidad de ubicaciones técnicas y varias denominaciones para una misma prueba. Por ello, la probabilidad de tener una alta dispersión del historial de fallas en el sistema SAP es alta, lo que impide un cálculo certero del MTBF e incrementa el MTTR debido a la falta de estandarización en los procedimientos operativos. Otras pérdidas que no son consideradas en estos estudios son los costos de la carga administrativa innecesaria: la duplicidad de ubicaciones técnicas genera órdenes de trabajo duplicadas y, luego, la gestión de quiebres o replanificación hasta eliminar el plan de mantenimiento duplicado.

Como propuesta de optimización e integración para alcanzar la meta estratégica de 99,78 %, y sin realizar aún un análisis de causa raíz, se propone una reestructuración basada en tres pilares: Reducción de registros duplicados y depuración de registros con similitud normativa o redundancia, consolidando las inspecciones de termografía, efecto corona y lavado de aisladores por tramos claramente definidos, lo que permite liberar recursos y horas-persona para destinar a otras rutinas de mantenimiento.

Enfocarse en el plan de mantenimiento rutinario de rectificadores para buscar alcanzar la meta de disponibilidad anual.

Evaluar el plan de mantenimiento anual de subestaciones (paños), que impacta considerablemente en el KPI de disponibilidad anual.

10.4 Análisis de fallas del sistema de rectificación (Pareto y Causa Raíz)

Para optimizar la estrategia del sistema eléctrico de potencia, el análisis se enfoca en los registros de fallas de los rectificadores, ya que en el último trimestre estos equipos no cumplieron con la disponibilidad proyectada. Se realizó un análisis individual por rectificador (ver Ilustración 26).

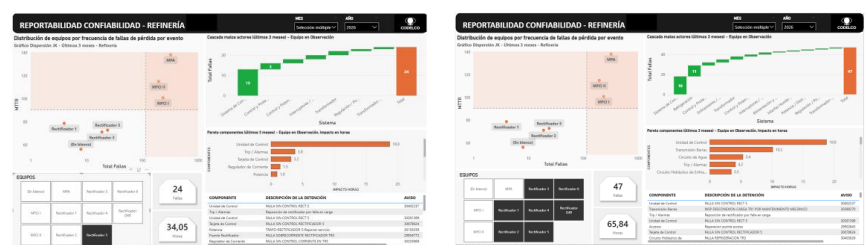


Ilustración 26: Análisis de Causa Raíz Rectificadores

Para proceder con un análisis de Pareto (80/20), se analiza el conjunto de rectificadores de corriente continua. De los datos obtenidos (fuente: avisos y OT de SAP PM; período: último trimestre analizado; T = 2.190 h), se puede indicar que el conjunto acumula un total de 47 fallas y 65,54 horas de detención no programada (valores observados). Con ello, el MTTR del conjunto es $65,54 \text{ h} / 47 = 1,39 \text{ h}$ por falla ($\approx 84 \text{ min}$) y el MTBF del conjunto es $(2.190 - 65,54) \text{ h} / 47 = 45,2 \text{ h}$ de operación entre fallas (valores calculados).

Considerar el MTBF calculado es del conjunto. El MTBF promedio por unidad es aproximadamente N veces mayor; con N = 7 rectificadores sería $(7 \times 2190 - 65,54) / 47 \approx 325 \text{ h}$. y el MTTR indicado en Ilustración 27 corresponde al rango del MTTR por rectificador individual.

A partir de los datos consolidados en el sistema SAP se realiza un análisis de Pareto ver ilustración 27



Ilustración 27: Análisis de Pareto Sistema Rectificadores

Tabla 7: Resultado de Pareto

Unidad del Equipo	N° de Fallas
Sistema de Control	18 fallas
Sistema de Refrigeración	11 fallas
Enfriamiento/Transformador/Protecciones	Saldo restante

Análisis de Impacto en horas de detención (regla de Pareto 80/20)

Tabla 8: Resultados de Impacto en Hrs

Rankin	Componente / Subsistema	Impacto (Horas)	% del Total	% Acumulado	Clasificación Pareto	Acción Prioritaria
1	Unidad de Control	18,80	28,55%	28,55%	Pocos Vitales (20%)	Reestructuración de pautas, sensor de temp. y limpieza bimestral de gabinetes
2	Transmisión de Barras	10,20	15,49%	44,05%	Pocos Vitales (20%)	Inspección termográfica mensual en pletinas y reajuste de torque
3	Circuito de Agua	5,40	8,20%	52,25%	Pocos Vitales (20%)	Monitoreo de presión diferencial (ΔP) y lavado químico de intercambiadores
4	Trip / Alarmas	4,20	6,38%	58,63%	Muchos Triviales (80%)	Calibración de umbrales y revisión de bucles de señal
5	Circuito Hidráulico de Enfriamiento	3,50	5,32%	63,94%	Muchos Triviales (80%)	Control de nivel y mantenimiento preventivo de bombas
6	Accesos / Puertas y Estructura	8,50	12,91%	76,85%	Muchos Triviales (80%)	Reparación de sellos y enclavamientos de seguridad
7	Tarjetas de Control Auxiliar	7,20	10,94%	87,79%	Muchos Triviales (80%)	Diagnostico electrónico y stock de repuestos críticos
8	Otros / Varios	8,04	12,21%	100,00%	Muchos Triviales (80%)	Atención estándar según pauta preventiva
TOTAL Todos los componentes		65,84	100,00%	100,00%	-	Plan Global de Optimización Confiabilidad SEP

Determinación del 20% clave: los componentes Unidad de Control (18,8 h), barras de corriente continua (10,2 h) y Sistema de Refrigeración (8,9 h) combinados representan más del 52% del impacto total de detención no programada en la refinería. La propuesta se enfoca en estos tres subsistemas, lo que deberá resolver la mayor parte de la indisponibilidad del proceso, ¿Para ello se realizó un análisis de causa raíz mediante la técnica de los 5 por qué?

El primero en análisis está relacionado con el sistema de control y protección.

SECUENCIA DE DIAGNÓSTICO

Diagrama Metodológico de los 5 ¿Por qué?

Falla Funcional Registrada
El Rectificador perdió completamente la capacidad de regulación de corriente y voltaje en DC, generando un disparo inmediato de protección.



1. ¿Por qué?

Detención del Rectificador 5
Disparo por error de comunicación y sincronización de pulsos en tiristores.

2. ¿Por qué?

Falla de transmisión de la Unidad de Control
Sobrecalentamiento interno en la tarjeta electrónica del módulo central.

3. ¿Por qué?

Sobrecalentamiento de la tarjeta de control
Sistema de ventilación del gabinete obstruido por saturación de polvo ambiente.

4. ¿Por qué?

Falta de detección oportuna de temperatura
Pauta preventiva limita limpieza a paradas anuales y carece de alarmas térmicas.

5. CAUSA RAÍZ

Causa Raíz Organizacional & Técnica
Ausencia de estudio RCM en electrónica crítica y falta de monitoreo CBM continuado.

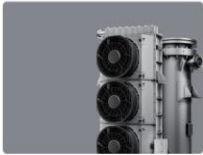
Ilustración 28: Análisis causa raíz por falla protección sistema control

El segundo análisis está relacionado con el sistema de refrigeración

SECUENCIA DE DIAGNÓSTICO

Diagrama Metodológico de los 5 ¿Por qué?

Falla Funcional Registrada
Incapacidad del sistema auxiliar de enfriamiento para disipar la carga térmica del circuito rectificador/transformador, provocando desastre automático de carga.



1. ¿Por qué?

Disparo por Protección Térmica del TR3
La temperatura del fluido del Circuito Hidráulico superó el umbral máximo de operación.

2. ¿Por qué?

Sobrecalentamiento del Fluido Enfríador
El flujo volumétrico en el circuito de agua cayó bajo el valor nominal (5,4 h de impacto).

3. ¿Por qué?

Caída del Flujo en el Circuito de Agua
Bomba presentó cavitación y taponamiento parcial por incrustaciones y sedimentos.

4. ¿Por qué?

Acumulación de Sedimentos sin Detección Previa
Pruebas de calidad de agua y lavado químico se ejecutan de manera reactiva ante alarmas.

5. CAUSA RAÍZ

Estrategia de tareas de Mantenimiento Basado en Condición (CBM) Deficiente
Definición inadecuada de tareas CBM para tratamiento de agua y medición continua de presión diferencial de presión.

Ilustración 29: Análisis causa raíz sistema refrigeración

El tercer análisis para desalineamiento de barras de corriente continua

SECUENCIA DE DIAGNÓSTICO

Diagrama Metodológico de los 5 ¿Por qué?

Falla Funcional Registrada

Desalineamiento y deformación mecánica en las barras de cobre del circuito de corriente continua.



1. ¿Por qué?

Desalineamiento de las barras de cobre

Experimentaron esfuerzos mecánicos laterales y axiales superiores a su límite elástico

2. ¿Por qué?

Experimentaron esfuerzos mecánicos tan elevados

Por la dilatación térmica del cobre no pudo ser absorbida libremente a lo largo del tramo

3. ¿Por qué?

No se pudo absorber la dilatación térmica

Juntas de expansión flexibles estaban rigidizadas

4. ¿Por qué?

Las juntas y soportes no compensaron la dilatación

En el mantenimiento preventivo no se inspeccionó la libertad de movimientos de los soportes ni flexibles

5. CAUSA RAÍZ

Causa Raíz Organizacional & Técnica

Pauta de MP y la estrategia no consideraban termografía periódica con carga ni verificación de torque/holgura en soportes.

Ilustración 30: Análisis Causa Raíz Barras de corriente continua

10.5 Análisis de modos y efectos de falla (FMEA) y selección de tareas RCM

Siguiendo la Ilustración 15, para los activos de criticidad alta se aplica RCM agilizado mediante FMEA. La Tabla 9 vincula, para cada activo crítico, la función, el modo de falla, la causa raíz (obtenida del análisis de 5 porqués o del juicio experto), el efecto sobre el proceso, la evidencia cuantitativa disponible y la tarea de mantenimiento seleccionada según la lógica de decisión RCM: (1) tarea basada en condición cuando existe un intervalo P-F detectable; (2) tarea cíclica de restauración o reemplazo cuando el deterioro depende del tiempo o del uso; (3) tarea de búsqueda de falla para funciones ocultas (protecciones, interruptores); y (4) rediseño cuando ninguna tarea reduce el riesgo a un nivel tolerable.

Tabla 9: Hoja FMEA/RCM agilizado de los activos críticos del sistema de potencia

Activo (criticidad)	Función	Modo de falla	Causa raíz	Efecto / consecuencia	Evidencia	Tarea RCM seleccionada (tipo)	Frecuencia propuesta
Rectificador – control y protecciones (Alta)	Controlar el disparo de tiristores y proteger equipo para entregar	Disparo de intempestivo o pérdida de control	Acumulación de polvo en tarjetas y ventilación; limpieza desalineada con la tasa de	Detención del circuito: 8,33 t Cu/h no producidas (Anexo A)	18 fallas; 18,8 h en el trimestre	Monitoreo de temperatura interna del gabinete y registro de eventos del controlador (condición); limpieza	Monitoreo continuo; limpieza trimestral, ajustable según

Activo (criticidad)	Función	Modo de falla	Causa raíz	Efecto / consecuencia	Evidencia	Tarea RCM seleccionada (tipo)	Frecuencia propuesta
	kA estables		ensuciamiento; sin monitoreo de condición			(restauración cíclica)	condición
Rectificador – refrigeración (Alta)	Mantener la temperatura de tiristores y transformador bajo el límite de diseño	Pérdida de capacidad de enfriamiento y disparo por sobre temperatura	Incrustación en intercambiadores; ausencia de lavado químico; sin medición de ΔP	Detención o reducción de carga del circuito	11 fallas; 8,9 h en el trimestre	Medición en línea de ΔP y temperaturas de entrada/salida con tendencia (condición); lavado químico según OEM (restauración)	Monitoreo continuo; lavado químico anual
Rectificador – barras de CC (Alta)	Conducir 22 kA hacia las celdas con mínima caída de tensión	Punto caliente o pérdida de contacto	Desalineamiento, aflojamiento por ciclos térmicos y corrosión de uniones	Detención del circuito y riesgo de daño en barras	10,2 h en el trimestre	Termografía a plena carga (condición); reapriete y realineamiento según hallazgo	Semestral
Líneas 110 kV – aislamiento (Alta)	Transmitir 110 kV Maitenes–S/E 1–S/E 2	Flameo (flashover) por contaminación	Depósito salino industrial (zona C5)	Corte total de la refinería	Detención anual de 24 h; eventos no programados $\approx 5,8$ h/año	Termografía y detección de efecto corona (condición); lavado (restauración); recubrimiento RTV (rediseño)	Termografía/corona semestral y previa a la ventana; lavado en ventana anual
Transformadores de poder 110/6,3 kV (Alta)	Transformar 110 kV a 6,3 kV	Falla dieléctrica o térmica interna	Degradación de aceite y papel, humedad, sobrecalentamiento; unidades de 1964–1996	Pérdida del paño; reparación de larga duración	Antigüedad; juicio experto	DGA y análisis físico-químico de aceite, termografía de bujes (condición); TTR, resistencia de devanados, factor de potencia y Megger en ventana	DGA semestral (o en línea); pruebas eléctricas anuales en ventana
Interruptores 110 kV SF6/aceite (Alta)	Despejar fallas y maniobrar paños	No abre ante una falla (falla oculta); fuga de SF6	Desgaste del mecanismo; pérdida de hermeticidad	Falla no despejada, disparo de aguas arriba e incumplimiento CEN	Exigencias CEN posteriores al apagón de 2025	Pruebas de tiempos y resistencia de contacto (búsqueda de falla); presión SF6 en línea (condición)	Anual en ventana; monitoreo continuo
Protecciones y servicios	Detectar y aislar fallas;	Protección no opero	Ajustes desactualizados	Apagón extendido;	Exigencias CEN	Inyección secundaria y prueba de disparos	Anual en ventana;

Activo (críticidad)	Función	Modo de falla	Causa raíz	Efecto / consecuencia	Evidencia	Tarea RCM seleccionada (tipo)	Frecuencia propuesta
auxiliares CC (Alta)	respaldar el control	banco de baterías sin respaldo (falla oculta)	; envejecimiento de baterías	incumplimiento CEN		(búsqueda de falla); inspección de baterías (condición)	baterías mensuales
Seccionador de enlace (Alta)	Aislar S/E 1 o S/E 2 sin cortar la barra completa	No abre o no cierra; contacto caliente	Corrosión y falta de lubricación	Pérdida de flexibilidad operacional	Activo nuevo (inversión de US\$ 620.000)	Termografía bajo carga (condición); lubricación y prueba mecánica (restauración)	Termografía semestral; prueba anual

La hoja FMEA muestra que el 100 % de los modos de falla de los activos críticos quedan cubiertos por una tarea explícita, y que las tareas de condición reemplazan a las intervenciones intrusivas donde existe un intervalo P-F detectable (temperatura, ΔP , gases disueltos, efecto corona). Las funciones ocultas —protecciones e interruptores— se cubren con tareas de búsqueda de falla en la ventana anual, lo que responde directamente a las exigencias del CEN.

10.6 Rediseño de la Estrategia de mantenimiento

Para mitigar las paradas y optimizar la confiabilidad, se propone la transición desde un esquema predominantemente correctivo/preventivo periódico hacia una estrategia basada en monitoreo por condición (CBM). A continuación, se presentan las acciones que se están llevando a cabo:

Tabla 10: acciones del análisis RCM

SISTEMA	PROPUESTA	FRECUENCIA
Sistema de Control y Protecciones	Monitoreo basado en condición (CBM) no implementado.	Monitoreo Permanente / implementar
Sistema de Control y Protecciones	Periodicidad de limpieza desalineada con la tasa de polvo	Aumentar frecuencia de anual a trimestral (hoy sólo incorporada solo en el plan anual)
Refrigeración	Falta de medición en línea de la caída de presión (ΔP).	Monitoreo Permanente/Implementar
Refrigeración	En el plan Anual, se debe incorporar lavado químico del sistema de refrigeración (recomendación del fabricante)	1 vez al año
Refrigeración	Inexistencia de tendencias predictivas para incrustación	Incorporar monitoreo por condición
Barras de Corriente Continua	Incorporar monitoreo de temperatura o termografía a plena carga operando al máximo	Incorporar en pauta semestral

La Tabla 11 justifica técnicamente cada cambio de tarea y frecuencia. El criterio general es el de RCM: para tareas basadas en condición, el intervalo de inspección debe ser menor que el intervalo P-F (habitualmente la mitad), de modo de detectar la falla potencial con tiempo para planificar la intervención.

Tabla 11: Justificación técnica de los cambios de tareas y frecuencias

Tarea	Actual → propuesta	Tipo de tarea	Justificación técnica	Referencia
Limpieza de control de rectificadores	Anual → trimestral (ajustable)	Restauración cíclica	18 de 47 fallas (38 %) del trimestre se asocian al sistema de control; con limpieza anual la contaminación supera el umbral antes de la intervención. La frecuencia se ajusta según temperatura interna y eventos registrados	Historial SAP; 5 porqués; OEM
Monitoreo de ΔP en refrigeración	No existe → continuo	Condición	La incrustación progresa de forma gradual y es detectable como aumento de ΔP y de temperatura de salida; el monitoreo continuo cubre cualquier intervalo P-F	5 porqués; OEM
Lavado químico de refrigeración	No existe → anual	Restauración cíclica	Recomendación del fabricante; restablece la capacidad de transferencia térmica. La frecuencia puede extenderse si la tendencia de ΔP lo permite	OEM
Termografía de barras CC a plena carga	No existe → semestral	Condición	Las uniones de alta corriente se degradan por ciclos térmicos; la termografía solo es representativa con carga cercana a la nominal	NFPA 70B; NETA MTS
Termografía y efecto corona en líneas 110 kV	Una vez al año (mes previo a la detención) → semestral y previa a la ventana	Condición	La contaminación salina en zona C5 es estacional; dos mediciones anuales permiten detectar deterioro entre ventanas y priorizar el trabajo de la ventana de 14 h	IEC 60815; historial de flameos
Recubrimiento RTV de aisladores	No existe → una aplicación e inspección anual	Rediseño	Reduce la frecuencia de lavados y el riesgo de flameo sin requerir cortes adicionales	IEC 60815
DGA de	Sin pauta predictiva	Condición	Detecta fallas térmicas y dieléctricas	IEEE C57.104

Comentado [HN1]: Cambios propuestos en las tareas (mto actual y propuesto) y frecuencias de mantenimiento

Tarea	Actual → propuesta	Tipo de tarea	Justificación técnica	Referencia
transformadores	formal → semestral (o en línea)		incipientes con meses de anticipación; unidades de más de 30 años de antigüedad	
Pruebas eléctricas de transformadores e interruptores	En detención anual de 24 h → en ventana de 14 h con cuadrillas en paralelo	Búsqueda de falla / restauración	Se mantienen las mismas pruebas, pero se programan con CPM para ejecutarse en paralelo	IEEE C57.12.90; NETA ATS/MTS
Inyección secundaria de protecciones	En detención anual → anual en ventana, con registro de resultados	Búsqueda de falla	Las protecciones son funciones ocultas; su falla solo se evidencia ante una falla real. Exigencia del CEN	Norma técnica CEN
Planes de mantenimiento en SAP	38 planes (18 duplicados) → 20 planes únicos	Gestión de datos	Evita OT duplicadas, sesgo en backlog y sobrestimación de HH	ISO 55001, 7.5; SOMA Fase C

Si se considera la estadística del tiempo de detención real por falla del año 2025, con un valor aproximado de 262 horas en la totalidad del sistema de rectificación (valor observado; consistente con 65,54 h en el último trimestre $\times 4 = 262$ h), y considerando que estos seis rectificadores son los principales que inyectan corriente continua de 22 kA a seis (6) circuitos de ocho (8) grupos cada uno con cuarenta y dos (42) celdas electrolíticas y que en el año 2026 se está presentando una tendencia de aumento del período de detención, la implementación de estas acciones sobre el 20 % de las causas raíz mitigará aproximadamente 136,9 horas de detención no programada al año (valor proyectado: $262 \text{ h} \times 52,25 \% = 136,9 \text{ h}$). Esto implica un aumento de producción de cátodos de cobre estimado de 1.139,7 toneladas de cobre grado A ($136,9 \text{ h} \times 8,33 \text{ t/h}$; ver Anexo A), cuyo valor de venta se encuentra en torno a US\$ 6,7 por libra (fuente www.cochilco.cl período septiembre 2026), o aproximadamente US\$ 14.771 por tonelada métrica. Ello entrega una estimación de US\$ 16,8 millones/año en ventas que hoy se pierden por detención en la etapa final de producción (valor bruto proyectado; ver sección 10.9).

Tabla 12: Comparación de Indicadores de Confiabilidad del Antes y Después para Sistema Rectificación

Indicador	Unidad	Estado Antes	Estado Después	Variación Absoluta	Variación Relativa	Impacto / Interpretación
Número de fallas (N)	fallas	47	18	-29	-61,70%	Reducción drástica de eventos de falla (-29 fallas)
Tiempo Fuera de Servicio (TDT)	horas	65,84	31,60	-34,24	-52,00%	Eliminación del 52% del tiempo de detención total
Tiempo de Operación (TPO)	horas	2.124,16	2.158,40	34,24	+1,61%	Recuperación de 34,24 horas de producción efectiva
MTBF (Tiempo Medio Entre Fallas)	h / falla	45,19	119,91	74,72	+165,32%	Aumento sustancial en la continuidad operativa
MTTR (Tiempo Medio para Reparar)	h / rep.	1,40	1,76	0,35	+25,33%	Fallas restantes requieren mayor tiempo promedio de atención
Tasa de Fallas (λ)	fallas / h	0,02213	0,00834	-0,01379	-62,31%	Reducción significativa del riesgo de ocurrencia de fallas
Disponibilidad Inherente (A)	%	96,99%	98,56%	1,56%	+1,61%	Mejora del nivel de servicio y tiempo productivo
Confiabilidad R(24h)	%	58,80%	81,86%	23,06%	+39,22%	Mayor probabilidad de operar 24h sin interrupción

Memoria de cálculo del MTBF proyectado (valor proyectado). Supuestos: las acciones de la Tabla 10 eliminan las fallas de control (18) y de refrigeración (11) y reducen la detención no programada en 52,25 %. Por lo tanto, en el trimestre quedan $n = 47 - 29 = 18$ fallas y $\Sigma T_{det} = 65,54 \times (1 - 0,5225) = 31,30$ h. Entonces, $MTBF = (2.190 - 31,30) / 18 = 119,9$ h ≈ 120 h (+165 % respecto de 45,2 h) y $MTTR = 31,30 / 18 = 1,74$ h. El MTTR proyectado aumenta porque se eliminan fallas de corta duración y permanecen las de transformador y protecciones, de mayor duración; aun así, la disponibilidad inherente del conjunto sube de $45,2 / (45,2 + 1,39) = 97,0$ % a $120 / (120 + 1,74) = 98,6$ %.

10.6.1 Optimización Plan de Mantenimiento Anual Subestación y Líneas de Transmisión

La estrategia de mantenimiento de las subestaciones de Codelco división Ventanas contempla la siguiente estrategia de mantenimiento correctivo/preventivo definido en las siguientes frecuencias (tabla 13)

Tabla 13: Datos detención programada actual (valores observados)

Acción	Periodo
Frecuencia	Anual
Días	2
Tiempo detención total	24 horas (2 x 12 h)

Las principales actividades de mantenimiento que se desarrollan en el período de detención son:

- **Mantenimiento de Líneas de Transmisión**
 - ✓ Medición de termografía o efecto corona el mes previo a la detención.
 - ✓ Según las condiciones detectadas por el reporte termográfico, se programa atención específica de remediación para ser atendida el día de detención.
 - ✓ Lavado de aisladores.
 - ✓ Limpieza de elementos de sujeción y conexión.
- **Mantenimiento de Subestaciones**
 - ✓ Limpieza de aisladores de soportes y equipos al interior del patio.
 - ✓ Limpieza de elementos de sujeción de los soportes de 110 kV al interior del patio.
 - ✓ Reparación según hallazgos por inspección.
 - ✓ Mantenimiento a equipos de potencia.

En primer lugar, la disponibilidad de referencia debe corregirse: con una detención programada de 24 h/año, la disponibilidad del sistema de 110 kV es $(8.760 - 24) / 8.760 = 99,73 \%$ (Anexo B), y no 99,78 %. La detención por mantenimiento programado es, por lo tanto, la variable que más modifica el tiempo disponible para producir cátodos.

Para optimizar el mantenimiento del sistema de 110 kV operando bajo la restricción de una sola ventana de corte total de 14 horas al año, la estrategia debe basarse en una filosofía híbrida: mantenimiento basado en condición (CBM / predictivo continuo) durante el año y una gran parada anual (14 h) para actividades intrusivas. Además, se debe incorporar un seccionador de enlace de las subestaciones y una conexión en la barra de 6,3 kV para la distribución de carga industrial.

1. Filosofía y Estructura de la Estrategia

Mantenimiento en línea (con tensión / operativo): Se realiza sin interrupción del servicio mediante inspecciones termográficas, ultrasonido, análisis de DGA (gases disueltos en aceite de transformadores) y pruebas en caliente.

Mantenimiento en ventana de desconexión (14 horas anuales): Se reservan exclusivamente para tareas que requieren desenergización completa, intervenciones mecánicas, calibraciones de protecciones e inspecciones intrusivas.

Aprovechamiento de la flexibilidad del seccionador de enlace: permite aislar la Subestación 1 o la Subestación 2 en momentos puntuales, si los procesos industriales parciales lo permiten, sin desenergizar la barra completa.

2. Planificación de la Ventana Anual de 14 Horas (Línea Crítica)

Para ejecutar las tareas en el plazo exacto de 14 horas, la ventana debe gestionarse bajo metodología de parada de planta (CPM/PERT) con cuadrillas en paralelo y turnos traslapados.

1. Horas 00:00 - 01:30: Maniobras, Desconexión y Bloqueos (LOTO).

Coordinación con despacho de energía, apertura de interruptores de 110 kV en S/E Maitenes, S/E 1 y S/E 2. Aislamiento con seccionadores, verificación de ausencia de tensión, puesta a tierra temporal y entrega de permisos de trabajo (LOTO).

2. Horas 01:30 - 09:30: Ejecución de Trabajos Pesados e Intrusivos en Simultáneo.

- ✓ **Líneas de Transmisión (Maitenes-S/E1 y S/E1-S/E2):** Lavado de aislación por contaminación salina/industrial, cambio de aisladores dañados, retorqueo de ferretería y reparación puntual de conductores.

- ✓ **Transformadores de Potencia (5 unidades en total):** Inspección de bujes, calibración de cambiadores de tomas (OLTC), pruebas de resistencia de aislamiento (Megger), factor de potencia y torque de conexiones.
- ✓ **Paños de Potencia e Interruptores SF6/Aceite:** Pruebas de tiempos de apertura/cierre, resistencia de contacto, medición de presión/calidad de SF6 y ajuste de seccionadores de enlace.

3.Horas 09:30 - 12:00: Pruebas Funcionales y Mantenimiento del Sistema de Protecciones. Inyección secundaria a relés de protección de 110 kV y 6,3 kV, verificación de enclavamientos (interlockings) de seguridad, prueba de disparos cruzados y revisión de bancos de baterías/cargadores DCC.

4.Horas 12:00 - 14:00: Normalización, Retiro de Tierras y Energización. Retiro de tierras temporales, cierre de permisos de trabajo, inspección visual final, maniobras de energización secuencial desde S/E Maitenes hacia S/E 1 y S/E 2, y toma de carga progresiva a 6,3 kV.

3. Matriz de Actividades por Componente del Sistema

Tabla 14: Matriz de actividades por componente del sistema

Componente	Mantenimiento Predictivo (Línea Energizada)	Mantenimiento Preventivo (Ventana de 14 hrs)
Líneas de 110 kV	Termografía aérea/dron, inspección visual de estructuras, medición de puesta a tierra de torres.	Lavado profundo de aislación, cambio de cadenas defectuosas, aplomo y ajuste de ferretería.
Transformadores (110/6.3 kV)	Cromatografía de gases (DGA), análisis físico-químico de aceite, termografía en bujes/radiadores, monitoreo de descargas parciales.	Limpieza de bujes, prueba de relación de transformación (TTR), resistencia de devanados y verificación de protecciones Buchholz/Presión.
Paños de 110 kV e Interruptores	Medición de descargas parciales por ultrasonido, análisis térmico de contactos, monitoreo de presión SF6.	Medición de tiempos de simetría/disparo, resistencia de contacto (micro-ohmetro) y mantenimiento del mecanismo de accionamiento.

Seccionador de Enlace	Inspección termográfica de cuchillas y conectores bajo carga normal.	Inspección de contactos principales, lubricación de partes móviles y pruebas mecánicas de apertura/cierre.
------------------------------	--	--

4. Gestión de Riesgos y Factores Críticos

- **Efecto Ambiental e Industrial (Zona Ventanas):** La alta corrosión marina e industrial afecta fuertemente la aislación de las líneas de 110 kV. Se recomienda la aplicación de recubrimiento de silicona RTV en aisladores durante las paradas para minimizar flameos (flashovers) sin necesidad de lavados frecuentes en frío.
- **Repuestos Críticos en Sitio (Spare):** Tener kits de reparación rápida de bujes, empaquetaduras de transformador, aisladores de repuesto y contactos de interruptores listos antes de dar inicio a la hora 00:00.
- **Redundancia Operativa:** Aprovechar la capacidad de aislamiento del seccionador de enlace para realizar mantenimiento focalizado en S/E 2 si la S/E 1 puede asumir cargas críticas temporales en 6,3 kV mediante acoplamientos en media tensión.

5 Pruebas de Protección y Normativas CEN

1. Pruebas Diagnósticas en Línea (Mantenimiento Predictivo Continuo)

Se realizan con el transformador energizado y alimentando carga industrial para detectar degradaciones térmicas o dieléctricas tempranas.

- ✓ Análisis de Gases Disueltos (DGA - Dissolved Gas Analysis): según IEEE C57.104
- ✓ Medición de Descargas Parciales (DP) por Ultrasonido y HFCT.
- ✓ Termografía Infrarroja de Alta Resolución.

2. Protocolo de Pruebas Estáticas (Ventana Desenergizada de 14 Horas)

En la ventana de corte anual, se aplica el siguiente paquete de pruebas eléctricas estándar siguiendo la norma IEEE C57.12.90 / NETA ATS:

Mantenimiento en línea (con tensión / operativo): Se realiza sin interrupción del servicio mediante inspecciones termográficas, ultrasonido, análisis de DGA (gases disueltos en aceite de transformadores) y pruebas en caliente.

Mantenimiento en ventana de desconexión (14 horas anuales): Se reservan exclusivamente para tareas que requieren desenergización completa, intervenciones mecánicas, calibraciones de protecciones e inspecciones intrusivas.

Aprovechamiento de la flexibilidad del seccionador de enlace: permite aislar la Subestación 1 o la Subestación 2 en momentos puntuales, si los procesos industriales parciales lo permiten, sin desenergizar la barra completa.

Con esta estrategia, en un solo día se concentran las actividades estrictamente necesarias que requieren desenergizar la red de 110 kV; posteriormente, con las subestaciones energizadas, se trabaja en los paños de potencia que pueden ser desenergizados y bloqueados de forma individual, controlando así el riesgo de electrocución y de accidentes del trabajador.

Con esta nueva estrategia, la disponibilidad proyectada del sistema de 110 kV para un año normal es de 99,84 %. La Tabla 15 demuestra el cálculo y distingue la disponibilidad asociada solo a la detención programada de la disponibilidad total, que además incluye los eventos no programados.

Tabla 15: Demostración de la disponibilidad del sistema de 110 kV (T = 8.760 h/año)

Escenario	Detención programada (h)	Detención no programada (h)	Disponibilidad	Tipo de resultado
Actual – solo detención programada	24	–	$(8.760 - 24) / 8.760 = 99,73 \%$	Calculado (dato observado)
Propuesto – solo detención programada	14	–	$(8.760 - 14) / 8.760 = 99,84 \%$	Proyectado
Actual – total (99,66 %, Tabla 6)	24	5,8	$(8.760 - 29,8) / 8.760 = 99,66 \%$	Observado
Propuesto – total, sin reducir eventos no programados	14	5,8	$(8.760 - 19,8) / 8.760 = 99,77 \%$	Proyectado
Meta corporativa	14	$\leq 5,3$	$\geq 99,78 \%$	Meta

La Tabla 15 muestra que la reducción de la ventana de 24 h a 14 h aporta +0,11 puntos porcentuales y constituye la principal palanca de mejora. Sin embargo, si los eventos no programados ($\approx 5,8$ h/año) se mantienen, la disponibilidad total llegaría a 99,77 %, levemente bajo la meta de 99,78 %. Para cumplirla se requiere además reducir los eventos no programados en al menos 0,5 h/año (≈ 9 %), objetivo que se aborda con la termografía/efecto corona semestral y el recubrimiento RTV de aisladores (Tabla 11).

La implementación del acondicionamiento de un seccionador de enlace para una subestación de alta tensión típica de 115 kV se sitúa generalmente entre los 365.000 y 670.000 USD (ver Anexo C).

Para el caso de Codelco División Ventanas, el costo de implementación fue de US\$ 620.000 (valor real), y el impacto productivo es de 10 horas de planta / año (24 h – 14 h), lo que se traduce en aproximadamente 499,5 toneladas de cobre (10 h $\times$ 6 circuitos $\times$ 8,33 t/h, valor proyectado). Dado el valor del cobre de US\$ 6,7 por libra, o aproximadamente US\$ 14.771 por tonelada métrica, la oportunidad de venta ronda los US\$ 7,38 millones/año.

10.7 Comparación entre el plan actual y el plan propuesto

La Tabla 16 resume las diferencias entre el plan de mantenimiento vigente y el plan propuesto, junto con el efecto esperado de cada cambio.

Tabla 16 Comparación entre el plan de mantenimiento actual y el propuesto

Ámbito	Plan actual	Plan propuesto	Efecto esperado
Planes en SAP PM	38 planes; 18 duplicados (47,37 %); pautas con formato heterogéneo	20 planes únicos asociados a UT de niveles 4-5, con indicador ABC y formato SOMA estándar (UT, HH, herramientas, repuestos, límites)	Elimina OT duplicadas y sesgo en backlog; libera HH (observado)
Registro de activos	Subregistro: +157,1 % de activos identificados en terreno	100 % de los activos mantenibles con UT en SAP	Trazabilidad de fallas y cálculo confiable de MTBF
Rutinas de inspección	Pautas aisladas mensuales/trimestrales	Rutas agrupadas por zona geográfica	Menos HH de traslado y administración
Detención anual 110 kV	2 días x 12 h = 24 h, corte total	Ventana única de 14 h con CPM, cuadrillas en paralelo y seccionador de enlace	~10 h/año; A = 99,73 % → 99,84 % (proyectado)
Líneas de 110 kV	Termografía/corona un mes antes; lavado anual	Termografía/corona semestral y previa a la ventana; lavado en ventana; RTV	Menor riesgo de flameo; reducción de eventos no programados
Transformadores de poder	Mantenimiento en detención anual, sin pauta predictiva formal	DGA semestral o en línea; termografía; pruebas IEEE C57.12.90 en ventana	Detección temprana; insumo para la Fase E
Interruptores y protecciones	Mantenimiento en detención anual	Presión SF6 en línea; pruebas de tiempos, resistencia de contacto e inyección secundaria en ventana	Cobertura de funciones ocultas; cumplimiento CEN
Rectificadores – control	Limpieza en plan anual; sin CBM	Monitoreo de condición y limpieza trimestral ajustable	~18 fallas/trimestre (proyectado)
Rectificadores – refrigeración	Sin ΔP; sin lavado químico	ΔP en línea; lavado químico anual	~11 fallas/trimestre (proyectado)
Rectificadores – barras CC	Sin termografía a plena carga	Termografía semestral a plena carga	~10,2 h/trimestre (proyectado)
Resultado conjunto rectificación	47 fallas y 65,54 h/trimestre; 262 h/año	18 fallas y 31,3 h/trimestre; 125,1 h/año	MTBF 45,2 → 120 h; ~136,9 h/año (proyectado)

10.8 Evaluación de fin de vida útil (Fase E)

Los transformadores de poder de la Subestación N°1 entraron en servicio en 1964 y los de la Subestación N°2 en 1966, con ampliación en 1996; es decir, tienen entre 30 y 62 años de servicio, por sobre la vida útil de diseño típica de estos equipos. Conforme a la Fase E, se consideran candidatos a evaluación de fin de vida útil. Como la información de condición actual es insuficiente para construir el caso de negocio, la propuesta define las variables que se deben levantar y los criterios de alerta que activarán el estándar corporativo de reemplazo (Tabla 17).

Tabla 17: Variables de condición y criterios de alerta de fin de vida útil de transformadores de poder

Variable de condición	Técnica	Criterio de alerta (indicativo)	Acción según Fase E
Gases disueltos en aceite	DGA (IEEE C57.104)	Estado de condición 3 o superior, o tasa de generación creciente en dos muestras consecutivas	Aumentar frecuencia de muestreo y evaluar caso de negocio
Degradación del papel aislante	Furanos (2-FAL) y estimación del grado de polimerización (DP)	DP estimado cercano a 200 (fin de vida del papel)	Activar estándar de reemplazo y nota interna a la gerencia
Aislamiento global	Factor de potencia / tangente delta y Megger	Tendencia creciente respecto de la línea base de fábrica o de la última prueba	Inspección interna u overhaul
Integridad mecánica	Relación de transformación (TTR), resistencia de devanados y, de ser posible, SFRA	Desviación fuera de tolerancia respecto de la placa	Evaluar reparación mayor o reemplazo
Obsolescencia	Revisión de disponibilidad de repuestos (bujes, OLTC)	Repuesto crítico sin proveedor	Incorporar repuesto estratégico o reemplazo

Mientras ninguna variable alcance su criterio de alerta, la decisión es postergar la inversión y transferir las metas y planes a las Fases B y C, tal como lo establece el SOMA. La primera ventana anual de 14 h permitirá obtener la línea base de estas variables.

10.9 Evaluación económica consolidada

La evaluación económica se construye a partir de la producción recuperable por cada hora de operación de un rectificador. Según el Anexo A, un circuito de 336 celdas en serie a 22 kA deposita 8,76 t/h teóricas, y 8,33 t/h con una eficiencia de corriente de 95 %. Como verificación de consistencia, 6 circuitos $\times$ 8,33 t/h $\times$ 8.760 h = 437.600 t/año de capacidad, del mismo orden que las $\approx$ 400.000 t/año producidas (lo que implica una utilización efectiva del $\approx$ 91 %). La Tabla 18 detalla el cálculo del beneficio, los costos de implementación y el beneficio neto.

Tabla 18: Evaluación económica de la propuesta (base anual)

Concepto	Fórmula / fuente	Valor	Tipo
Tasa de producción por rectificador	Ley de Faraday, $\eta = 95\%$ (Anexo A)	8,33 t/h	Calculado
Precio del cobre	US\$ 6,7/lb $\times$ 2.204,62 lb/t	US\$ 14.771/t	Supuesto
Valor de una hora-rectificador	8,33 t/h $\times$ US\$ 14.771/t	$\approx$ US\$ 123.000/h	Calculado
Valor de una hora de planta (6 circuitos)	6 $\times$ US\$ 123.000/h	$\approx$ US\$ 738.000/h	Calculado
B1: Menor detención no programada de rectificadores	136,9 h $\times$ 8,33 t/h = 1.139,7 t $\times$ US\$ 14.771/t	US\$ 16,83 millones	Proyectado
B2: Ventana anual de 110 kV (24 $\rightarrow$ 14 h)	10 h $\times$ 6 $\times$ 8,33 t/h = 499,5 t $\times$ US\$ 14.771/t	US\$ 7,38 millones	Proyectado
Beneficio bruto anual (B1 + B2)		US\$ 24,21 millones	Proyectado
C1: Seccionador de enlace (CAPEX)	Anexos C y D	US\$ 0,62 millones	Real
Beneficio neto del primer año (B1 + B2 - C1)	Cifra informada en el Resumen Ejecutivo	US\$ 23,59 millones	Proyectado
C2: Programa de monitoreo de rectificadores (sensores ΔP y temperatura, integración, termografía, lavado químico)	Valor referencial a cotizar	US\$ 0,15 - 0,30 millones	Supuesto
Beneficio neto conservador (B1 + B2 - C1 - C2 máx.)		US\$ 23,29 millones	Proyectado
Ahorro de HH por eliminar 18 planes duplicados	HH anuales de los planes duplicados $\times$ tarifa HH	No cuantificado (beneficio adicional)	Pendiente
Período de recuperación del seccionador	0,62 / 7,38 $\times$ 12 meses	$\approx$ 1 mes	Calculado
Horas de planta que pagan el seccionador	US\$ 620.000 / US\$ 738.000 por hora	0,84 h	Calculado

Por lo tanto, el impacto económico corresponde al beneficio bruto de ambas medidas descontada la inversión del seccionador, y con valores sin redondear resulta US\$ 23,6 millones. La Tabla 19 muestra la sensibilidad del resultado frente al precio del cobre y a la efectividad real de las acciones sobre los rectificadores.

Comentado [HN2]: Impacto económico bruto de 23,6 versión 1 indique 23,5 (por redondeo)

Tabla 19: Análisis de sensibilidad del beneficio neto (US\$ millones/año, incluye C1 y C2 máx)

Escenario	B1 rectificación	B2 ventana 110 kV	Beneficio neto
Base (precio US\$ 6,7/lb; efectividad 100 %)	16,83	7,38	23,29
Precio del cobre -20 % (US\$ 5,36/lb)	13,47	5,90	18,45
Efectividad de las acciones en rectificadores 50 %	8,42	7,38	14,88
Precio -20 % y efectividad 50 %	6,73	5,90	11,72

Aun en el escenario más desfavorable, el beneficio proyectado supera en más de 12 veces la inversión total (US\$ 0,92 millones), lo que muestra que la conveniencia de la propuesta no depende de supuestos optimistas. Debe precisarse que el beneficio se expresa como valor bruto de venta de los cátodos; el efecto sobre el margen es menor, porque no descuenta el costo del ánodo ni los costos variables de refinación, y supone que la producción perdida no se recupera posteriormente (refinería operando a capacidad). Se recomienda complementar esta evaluación con el margen de refinación y un VAN a 5 años.

Estrategia de implementación. (1) Meses 0 a 3: depuración de datos maestros SAP (eliminación de 18 planes duplicados, alta de activos y UT, indicador ABC) y carga del plan matriz propuesto. (2) Meses 3 a 6: instalación del monitoreo de ΔP y temperatura en rectificadores e incorporación del lavado químico y la termografía semestral. (3) Próxima ventana anual: ejecución de la ventana de 14 h según el programa CPM y levantamiento de la línea base de Fase E. (4) En forma permanente: seguimiento mensual de los KPI de la Tabla 20 en los diálogos de desempeño del sistema C+.

10.10 Discusión de resultados

Desde la confiabilidad. Los resultados muestran que la indisponibilidad del sistema de potencia no proviene principalmente de fallas de los equipos de alta tensión, sino de dos fuentes distintas: la detención programada del sistema de 110 kV (24 h/año, 81 % de su indisponibilidad) y las fallas frecuentes y de corta duración de los sistemas auxiliares de los rectificadores (MTTR de 1,39 h). Esto explica por qué la estrategia combina la compresión de la ventana programada con tareas basadas en condición sobre los rectificadores. El aumento proyectado del MTTR (1,39 h $\rightarrow$ 1,74 h) no es un deterioro de la mantenibilidad, sino un efecto de composición: al eliminar las fallas cortas, las fallas remanentes son de mayor duración. Por ello, el indicador rector debe ser la disponibilidad (o las horas de detención), y no el MTTR aislado.

Desde el riesgo. La propuesta reduce el riesgo en tres frentes: (1) disminuye la probabilidad de fallas en rectificadores al tratar sus causas raíz; (2) cubre con tareas de búsqueda de falla las funciones ocultas de protecciones e interruptores, cuya falla tendría la mayor consecuencia (corte total y sanciones del CEN); y (3) reduce el riesgo inducido por mantenimiento al sustituir intervenciones intrusivas por monitoreo. Como contrapartida, comprimir la ventana a 14 h aumenta el riesgo de que no se completen todas las tareas; este riesgo se controla con la programación CPM, los repuestos críticos disponibles antes de la detención y la posibilidad de intervenir paños individuales mediante el seccionador de enlace.

Desde la gestión de activos. El hallazgo de gobernanza de datos (47,37 % de planes duplicados y un subregistro de activos de 157,1 %) es condición previa para todo lo demás: sin UT únicas no es posible calcular MTBF confiables ni sostener las metas de la Fase B. La propuesta alinea el plan con ISO

Comentado [HN3]: Discusión de resultados desde la perspectiva de confiabilidad, riesgo y gestión de activos

55001 (requisitos 7.5 y 8.1) y con el ciclo SOMA B → C → D → E, dejando definidas las alertas de fin de vida útil de transformadores con más de 30 años de servicio.

Resultados observados frente a proyectados. Son observados: 47 fallas y 65,54 h en el trimestre, 262 h en 2025, 24 h de detención anual, 38 planes con 18 duplicados, el subregistro de activos y la inversión de US\$ 620.000. Son proyectados: 136,9 h mitigadas, MTBF de 120 h, disponibilidad de 99,84 %, 1.639 t recuperadas y los beneficios económicos. Los valores proyectados deberán verificarse con los KPI de la Tabla 20 después de un año de implementación.

Las limitaciones del estudio se especifican en ítem 11

10.11 Cuadro resumen de indicadores

Tabla 20: Indicadores actuales, propuestos, mejora obtenida y evidencia de cálculo

Indicador	Actual	Propuesto	Mejora	Tipo	Evidencia (fuente, periodo, fórmula)
Disponibilidad sistema 110 kV (detención programada)	99,73 %	99,84 %	+0,11 pp	Calculado / proyectado	$A = (8.760 - T_{det}) / 8.760$; Tdet 24 → 14 h; Tabla 15; Anexo B
Detención programada 110 kV	24 h/año	14 h/año	-10 h (-41,7 %)	Observado / proyectado	Tabla 13; programa CPM (sección 10.6.1)
Disponibilidad total 110 kV	99,66 %	99,77 % (≥ 99,78 % con -0,5 h no programadas)	+0,11 pp	Observado / proyectado	Tablas 6 y 15
Fallas del conjunto de rectificadores	47 por trimestre	18 por trimestre	-29 (-61,7 %)	Observado / proyectado	SAP PM, último trimestre; Tabla 7
MTBF del conjunto de rectificadores	45,2 h	120 h	+165 %	Calculado / proyectado	$MTBF = (2.190 - \Sigma T_{det}) / n$; sección 10.6
MTTR del conjunto de rectificadores	1,39 h	1,74 h	+0,35 h (efecto de composición)	Calculado / proyectado	$MTTR = \Sigma T_{det} / n$
Disponibilidad inherente del conjunto de rectificadores	97,0 %	98,6 %	+1,6 pp	Calculado / proyectado	$A_i = MTBF / (MTBF + MTTR)$
Detención no programada de rectificación	262 h/año	125,1 h/año	-136,9 h (-52,25 %)	Observado 2025 / proyectado	$262 \times (1 - 0,5225)$; Tablas 8 y 10
Producción recuperada	–	1.639 t/año	+1.639 t	Proyectado	1.139,7 t + 499,5 t; Anexo A
Beneficio neto	–	US\$ 23,6 millones (23,3 conservador)	–	Proyectado	Tablas 18 y 19
Planes de mantenimiento en SAP	38	20	-18 (-47,37 %)	Observado	SAP PM 2026; Ilustración 26
Activos registrados en SAP	N SAP	N terreno	+157,1 %	Observado	Ilustración 20

11 Limitaciones del estudio

Los resultados de esta tesina deben interpretarse considerando las siguientes limitaciones. Ninguna invalida el cumplimiento de los objetivos, pero sí acotan el grado de certeza de los valores proyectados.

- L1. **Calidad y dispersión de los datos de SAP PM.** El diagnóstico encontró un 47,37 % de planes duplicados, un subregistro de activos de 157,1 % (49 activos en SAP frente a 126 ubicaciones técnicas en terreno) y varias denominaciones para una misma prueba. Esto reduce la trazabilidad de las fallas y no permitió ajustar distribuciones estadísticas de vida (por ejemplo, Weibull) por modo de falla. Por eso, el MTBF y el MTTR se calcularon como valores medios del conjunto, y parte de las causas raíz de la hoja FMEA se basa en el juicio experto y no solo en evidencia registrada.
- L2. **Período de análisis acotado para los rectificadores.** El análisis de Pareto y el cálculo de MTBF y MTTR se basan en el último trimestre disponible ($T = 2.190$ h; 47 fallas y 65,54 h), anualizado $\times 4$ para obtener 262 h/año. Este enfoque no recoge la estacionalidad ni la tendencia creciente de detenciones observada en 2026. Además, los seis rectificadores se trataron como un sistema único, en el que cualquier falla de una unidad cuenta como falla del sistema.
- L3. **Resultados proyectados no verificados en operación.** Varios valores son proyecciones sin validar en terreno: el MTBF de 120 h, las 136,9 h/año mitigadas, la disponibilidad de 99,84 %, las 1.639 t/año recuperadas y los beneficios económicos. El escenario base supone que las acciones eliminan por completo las fallas de control (18) y de refrigeración (11). Su efectividad real solo podrá confirmarse con los KPI tras al menos un año de implementación.
- L4. **Alcance de la evaluación económica.** Hay cuatro restricciones en la valorización:
 - a) Usa un precio del cobre supuesto promedio del mes (US\$ 6,7/lb)
 - b) No se utiliza un precio del cobre definido en contratos comerciales previos.
 - c) Supone que la producción perdida no se recupera.
 - d) No incluye un VAN ni un horizonte multianual.Además, el costo del programa de monitoreo de rectificadores (C2) es referencial y el ahorro de horas-persona por eliminar los planes duplicados no se cuantificó. Por esto el objetivo OE4 se declara cumplido parcialmente.
- L5. **Factibilidad de la ventana anual de 14 h.** La reducción de 24 h a 14 h se respalda en una programación CPM y en el seccionador de enlace ya finalizado. Persiste el riesgo de no completar todas las tareas intrusivas dentro de la ventana. Aun con la ventana reducida, la disponibilidad total proyectada del sistema de 110 kV (99,77 %) queda levemente bajo la meta de 99,78 %, salvo que los eventos no programados se reduzcan en al menos 0,5 h/año.
- L6. **Delimitación metodológica y de alcance.** Las exclusiones son las siguientes:
 - a) Se aplicó RCM agilizado (FMEA) y no RCM clásico (SAE JA1011), conforme al criterio del SOMA.
 - b) Quedaron fuera los activos de baja y media tensión no vinculados a la rectificación y las demás áreas de la División.

- c) Quedó fuera el análisis de criticidad de materiales y repuestos (paso 3 de la Fase B).
- d) Las Fases A, F, G y H del SOMA solo se describen como referencia. De la Fase H se usaron únicamente sus herramientas de diagnóstico: Pareto y 5 porqués.

L7. **Ausencia de línea base de condición para la Fase E.** Los criterios de alerta de fin de vida útil de los transformadores (DGA, furanos/DP, tangente delta, TTR, SFRA) son indicativos. Aún no existe una línea base medida para los equipos de 30 a 62 años de servicio.

A continuación, se detalla en la tabla 21 las propuestas de trabajo futuro que dan respuesta a las limitaciones anteriores (L1 a L7)

Tabla 21: Propuestas de trabajo futuro ante limitaciones del trabajo expuesto

N°	Línea de trabajo futuro	Responde a
1	Depurar los datos maestros de SAP: eliminar duplicados, dar de alta las ubicaciones técnicas faltantes, aplicar el indicador ABC, estandarizar los códigos de falla y cargar el plan matriz propuesto. Esto deja disponible un historial confiable por modo de falla.	L1
2	Con al menos 2 de historial depurado, ajustar distribuciones de Weibull por modo de falla y optimizar los intervalos de las tareas preventivas a partir de la confiabilidad y el costo.	L1, L2
3	Extender el análisis de los rectificadores a series anuales por unidad y evaluar la estacionalidad y la tendencia de 2026.	L2
4	Medir los KPI de la tabla de indicadores durante el primer año de implementación y comparar los valores observados con los proyectados (MTBF, horas mitigadas, disponibilidad), recalibrando el plan según los resultados.	L3
5	Completar la evaluación económica: cotizar el programa de monitoreo (C2), calcular el VAN a 5 años sobre el margen de refinación, valorizar el ahorro de horas-persona y analizar la sensibilidad a un precio del cobre actualizado.	L4

N°	Línea de trabajo futuro	Responde a
6	Ejecutar la primera ventana de 14 h, documentar las lecciones aprendidas y definir acciones específicas sobre los eventos no programados de 110 kV, como el recubrimiento de aisladores y la gestión de la contaminación salina, para cerrar la brecha restante hacia la meta de 99,78 %.	L5
7	Realizar el análisis de criticidad de materiales y repuestos (Fase B, paso 3), con foco en bujes, OLTC y repuestos estratégicos de transformadores.	L6, L7
8	Aplicar RCM clásico a los subsistemas más complejos y extender la metodología a los activos de media y baja tensión y a otras áreas de la División.	L6
9	Levantar la línea base de las variables de condición de la Fase E en la primera ventana anual y evaluar la incorporación de monitoreo en línea (DGA y descargas parciales) en los transformadores de mayor antigüedad.	L7

12 Conclusiones

Con base en los objetivos general y específicos planteados (secciones 5.1 y 5.2) y el análisis de resultados obtenido para el sistema eléctrico de potencia de la refinera electrolítica de Codelco División Ventanas, se presentan las siguientes conclusiones fundamentales, organizadas por objetivo específico (C1 a C4) y resumidas en la Tabla 22.

C1 – OE1 (Diagnóstico). Se cumple. El levantamiento y estructuración del catastro técnico reveló un incremento del 157,1 % en activos identificados en terreno respecto de los registrados en la plataforma SAP PM. Asimismo, se identificó un 47,37 % de registros duplicados o redundantes en los planes de mantenimiento vigentes (18 de 38). La eliminación de estas duplicidades y la reestructuración del árbol de ubicaciones técnicas (niveles 4 y 5 del estándar SOMA Codelco / ISO 55001) eliminan el sobre mantenimiento, corrigen el sesgo en los indicadores operacionales (backlog y horas-persona) y garantizan una gobernanza de datos rigurosa y estandarizada. El diagnóstico de desempeño cuantificó, además, la brecha de disponibilidad: ningún activo alcanza la meta de 99,78 % (rango observado de 99,20 % a 99,66 %).

C2 – OE2 (Riesgos y criticidad). Se cumple, mediante RCM agilizado (FMEA), conforme al SOMA. La aplicación de la matriz de consecuencia y frecuencia permitió jerarquizar los activos críticos del Sistema Eléctrico de Alta Tensión (110 kV) y de Rectificación. Se determinó que los transformadores rectificadores y los patios de potencia constituyen la flota de mayor impacto operacional. Esta jerarquización proporcionó la base técnica para transitar de rutinas preventivas fijas hacia estrategias avanzadas de Mantenimiento Basado en la Condición (CBM) y Monitoreo en Línea (DGA, termografía y descargas parciales). La hoja FMEA (Tabla 9) vincula ocho activos críticos con su modo de falla, causa raíz, efecto y tarea, cubriendo el 100 % de los modos identificados. No se aplicó RCM clásico, ya que el SOMA lo reserva para casos complejos, ni fue posible un análisis estadístico de vida (Weibull) limitación declarada en la sección 11.1, no un incumplimiento del objetivo.

C3 – OE3 (Rediseño del plan). Se cumple en el diseño; la carga en SAP queda pendiente como parte de la implementación. El análisis de Pareto (80/20) sobre el historial de fallas evidenció que los sistemas de control y protección, la transmisión por barras de corriente continua y el sistema de refrigeración concentran más del 52 % de las horas de detención no programada. Las acciones de mejora focalizadas en este 20 % crítico permiten mitigar aproximadamente 136,9 horas de parada al año y elevar el MTBF del conjunto de rectificadores de 45,2 h a 120 h (+165 %). Cada cambio de tarea y frecuencia está justificado técnicamente (Tabla 11), y la comparación con el plan actual (Tabla 16) muestra que el plan propuesto reduce los planes de 38 a 20 y cubre las funciones ocultas exigidas por el CEN. La Fase E quedó aplicada mediante criterios de alerta de fin de vida útil para transformadores de 30 a 62 años de servicio (Tabla 17).

Reestructuración del mantenimiento mayor de 110 kV (aporte a OE3 y OE4). La reducción a un límite máximo de 14 horas de desenergización, complementada con el reacondicionamiento del seccionador de enlace de 110 kV y acoplamientos en 6,3 kV, eleva la disponibilidad del sistema de 99,73 % a 99,84 % (proyectado). La inversión realizada (US\$ 620.000) reduce en 10 horas la indisponibilidad anual (equivalentes a 499,5 t de Cu), generando un impacto positivo por continuidad operativa de US\$ 7,38

millones y recuperándose en aproximadamente un mes. Para alcanzar la meta total de 99,78 % se requiere además reducir en al menos 0,5 h/año los eventos no programados de la red de 110 kV.

C4 – OE4 (Evaluación económica y KPI). Se cumple parcialmente. Se definieron los KPI de disponibilidad y confiabilidad con su fórmula, fuente y período (Tabla 20), y se cuantificó el impacto: 1.639 t/año de cátodos recuperables, equivalentes a US\$ 24,2 millones de valor bruto; descontadas las inversiones, el beneficio neto es de US\$ 23,6 millones (US\$ 23,3 millones en el escenario conservador) y se mantiene sobre US\$ 11 millones en el escenario más desfavorable de sensibilidad. El cumplimiento es parcial porque el costo del programa de monitoreo de rectificadores es referencial y la valorización se basa en el precio de venta y no en el margen de refinación; ambos aspectos deben cerrarse con cotizaciones y un VAN antes de la aprobación de la inversión.

Tabla 22: Cumplimientos de los objetivos específicos

Objetivo	Cumplimiento	Evidencia cuantitativa principal	Pendiente o limitación
OE1 Diagnóstico	Se cumple	+157,1 % de activos sin registro en SAP; 47,37 % de planes duplicados; brecha de disponibilidad de 99,20–99,66 % frente a 99,78 %	Responde Sección 11.1. L1
OE2 Riesgos y criticidad	Se cumple (RCM agilizado / FMEA)	Pareto: 3 subsistemas explican el 52,25 % de las horas; FMEA de 8 activos críticos	Responde en sección 11.1 a T4
OE3 Rediseño del plan	Se cumple (diseño); implementación pendiente	MTBF 45,2 → 120 h; ventana 24 → 14 h; 38 → 20 planes; criterios de Fase E	Responde Sección 11.1. L1
OE4 Evaluación económica y KPI	Se cumple parcialmente	US\$ 23,6 millones netos; recuperación del seccionador en ≈1 mes; sensibilidad ≥ US\$ 11,7 millones	Responde sección 11.1 a T5

El rediseño del plan de mantenimiento bajo el marco SOMA y la metodología RCM transforma la gestión del Sistema Eléctrico de Potencia de Codelco Ventanas: incrementa la disponibilidad del sistema de 110 kV de 99,73 % a 99,84 % respecto de la detención programada, deja definida la reducción adicional de eventos no programados necesaria para alcanzar la meta corporativa de 99,78 % en disponibilidad total, favorece el cumplimiento normativo ante el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y maximiza el valor de los activos a lo largo de su ciclo de vida.

13 Referencias

- https://spseinter.codelco.cl/sites/svaf/Contralora/GCM-M-002_REV02.pdf (SOMA)
- <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/EXIGENCIAS-M%C3%8DNIMAS-DE-DISE%C3%91O-DE-INSTALACIONES-DE-TRANSMISI%C3%93N.pdf>
- <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2021/01/RIC-N17-Operacion-y-Mantenimiento.pdf>
- <https://mga.usm.cl/>
- International Organization for Standardization. (2014). ISO 55001: Asset management — Management systems — Requirements. ISO.
- Moubray, J. (1997). Reliability-Centred Maintenance (2.^a ed.). Butterworth-Heinemann.
- SAE International. (2009). SAE JA1011: Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes.
- IEEE. (2019). IEEE Std C57.104: Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers.
- IEEE. IEEE Std C57.12.90: Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.
- InterNational Electrical Testing Association. ANSI/NETA ATS y MTS: Standards for Acceptance Testing and Maintenance Testing Specifications.
- National Fire Protection Association. NFPA 70B: Standard for Electrical Equipment Maintenance; NFPA 70E: Standard for Electrical Safety in the Workplace.
- International Electrotechnical Commission. IEC TS 60815: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions.

14 Anexos

14.1 Anexo A:

Cálculo de pérdida de producción de cátodos de cobre por falla en rectificador o detención de una hora de operación del equipo.

Para calcular la pérdida de producción de cobre fino en toneladas por cada hora de detención del rectificador, se aplica la **Ley de Faraday de la electrólisis**.

Tabla 23: Antecedentes para el cálculo de producción por circuito

Antecedentes	Valores
Corriente (I)	22000 amperes
Número de Circuito	1
Número de Grupos	8
Celdas por grupo	42
Cátodos por Celda	39
Tiempo de detención (t)	1 hora = 3600 Segundos
Peso Equivalente Electroquímico del Cu	$\frac{M}{n \cdot F} = \frac{63,55 \text{ g/mol}}{2 \cdot 96.485 \text{ C/mol}} \approx 3,293 \times 10^{-4} \text{ g/C}$

Nota: Datos como el número de ánodos, el peso del ánodo (235 kg) y los 8 días de cosecha no afectan la tasa instantánea de electrodeposición por hora.

Paso 1: Determinar el número total de celdas en serie

Dado que los grupos de celdas se conectan en serie al rectificador, la corriente de 22000 (A) circula a través de cada una de las celdas:

$$\text{Total de celdas} = 8 \text{ grupos} \times 42 \text{ celdas/grupo} = 336 \text{ celdas}$$

Paso 2: Masa teórica por celda por hora

Según Faraday, la masa depositada en un cátodo/celda depende de la corriente total que atraviesa la celda:

$$m_{\text{teórica/celda}} = Z \cdot I \cdot t$$

$$m_{\text{teórica/celda}} = (3,293 \times 10^{-4} \text{ g/C}) \cdot (22.000 \text{ A}) \cdot (3.600 \text{ s}) = 26.080,56 \text{ g}$$

$$\approx 26,08 \text{ kg/celda-hora}$$

Paso 3: Pérdida total teórica en la refinería

Multiplicamos la tasa de deposición por celda por las 336 celdas instaladas:

$$\text{Pérdida teórica total} = 26,08 \text{ kg/celda-hora} \times 336 \text{ celdas} = 8.763,07 \text{ kg/hora}$$

Convertido a toneladas:

$$\text{Pérdida teórica} = 8,76 \text{ toneladas de Cu / hora}$$

Consideración Industrial (Eficiencia de Corriente)

En plantas reales de refinación electrolítica, la eficiencia de corriente η suele situarse entre el **92% y el 98%** debido a cortocircuitos intermitentes y corrientes de fuga.

Con $\eta = 95\%$

$$\text{Pérdida real estimada} = 8,763 \text{ t} \times 0,95 \approx 8,32 \text{ toneladas de Cu / hora}$$

La pérdida teórica (al 100% de eficiencia Faraday) es de **8,76 toneladas de cobre fino por hora de detención**.

14.2 Anexo B:

Cálculo de disponibilidad resultante

Para calcular la disponibilidad operacional o inherente, se utiliza la relación entre el tiempo operativo real (tiempo en producción) y el tiempo total planificado.

Datos del período (1 año corrido)

Horas totales del año (365 días): 8.760 h

Tiempo de detención: 24 h (situación actual) y 14 h (situación propuesta)

Tiempo operativo real (Tiempo en producción): 8.736 h (actual) y 8.746 h (propuesta)

Cálculo

$$\text{Disponibilidad} = \left(\frac{\text{Horas Operativas}}{\text{Horas Totales Planificadas}} \right) \times 100$$

$$\text{Disponibilidad} = \left(\frac{8.736}{8.760} \right) \times 100 = 99,726\% \approx \mathbf{99,73\%}$$

*Nota: Si se considera un año bisiesto (366 días / 8.784 horas), la disponibilidad resultante es de **99,73%** x (8760/8784)*

14.3 Anexo C

Desglose de Precio Implementación Medida en Patio Subestación (Tabla 25)

Costo estimado por Nivel de Tensión (Solo el Equipo)

Alta Tensión (69 kV a 115 kV / 138 kV): Entre **\$60,000 y \$150,000 USD**. En este rango se utilizan interruptores de potencia de aislamiento en SF6 de tipo *tanque vivo* o *tanque muerto*

Factores críticos que modifican el precio

Para la interconexión real entre dos subestaciones, el interruptor requiere de un **módulo o bahía de línea (bay)**. El costo final se multiplica al sumar los siguientes componentes obligatorios

Tabla 24: Análisis de precios Factores Críticos

Tabla 25: Valorización de implementación seccionador de enlace

Componente / Factor	Impacto en el costo	Descripción
Tecnología AIS vs. GIS	+100% a +200%	Los interruptores aislados en aire (AIS) son más económicos, pero ocupan mucho espacio. Los encapsulados en gas (GIS) son extremadamente compactos y libres de mantenimiento, pero duplican o triplican el precio del equipo.
Seccionadores y Equipos de Medición	+\$20,000 a +\$80,000 USD	Un interruptor de enlace requiere seccionadores de aislamiento en ambos lados (para mantenimiento seguro), transformadores de corriente (CT) y transformadores de potencial (PT) para protección.
Sistemas de Protección y Control	+\$15,000 a +\$40,000 USD	Tableros con relés de protección de distancia o diferenciales de línea, necesarios para coordinar el enlace entre ambas subestaciones.
Obra Civil y Montaje	+\$30,000 a +\$100,000 USD	Fundaciones de concreto, estructuras metálicas de soporte, puesta a tierra y el tendido de cables de control

14.4 Anexo D:

Implementación del seccionador en Subestación

Tabla 26: Montaje Seccionador de Enlace



14.5 Anexo E:

Este anexo reúne la descripción de las fases del SOMA que no forman parte del alcance de la tesina y de las plataformas SAP y C+, como material de referencia

Marco de referencia complementario del SOMA y plataformas de soporte

E.1 Fase A: Mantenibilidad y confiabilidad en proyectos de inversión (NCC N°30)

Es la primera fase del estándar SOMA; su objetivo es asegurar la correcta y oportuna aplicación de la Norma Corporativa de Codelco (NCC) N°30, cuyo rol es garantizar que los criterios de mantenibilidad, confiabilidad y costo del ciclo de vida (LCC) se incorporen desde las etapas más tempranas del diseño técnico y la ingeniería del proyecto de inversión, para maximizar la disponibilidad futura del activo y minimizar los costos operativos. Sus objetivos específicos son: incluir criterios de mantenibilidad (acceso, espacio para maniobras, ergonomía, seguridad e izaje); definir parámetros de confiabilidad (metas operacionales y de fallas esperadas, como el MTBF); establecer la estrategia inicial de mantenimiento y de repuestos; y evitar que decisiones orientadas solo a reducir el CAPEX generen sobrecostos de OPEX.

E.2 Fase F: Sinergias con áreas relacionadas

Su objetivo es identificar las áreas que interactúan con Mantenimiento (Operaciones, Abastecimiento y Seguridad) en las diferentes fases del SOMA, definiendo sus roles y las instancias en que participan en conjunto, en busca de la mejora continua, la eficiencia y la eficacia del ciclo de gestión de activos.

E.3 Fase G: Sistemas de gestión, estructura organizacional y competencias

Su objetivo es definir estándares y mejores prácticas de gestión, estructuras y competencias que permitan cumplir con el ciclo de mantenimiento en forma óptima: una base común de mejores prácticas para cada disciplina, formatos y herramientas de apoyo a cada división, y elementos de mejora continua basados en la experiencia de cada división. No tiene un proceso propio, ya que sus estándares se aplican de forma permanente en las distintas etapas del ciclo de mantenimiento.

E.4 Fase H: Análisis de desempeño

Se enfoca en la resolución de los problemas que impiden alcanzar las metas productivas, mediante herramientas y procesos de análisis de desempeño de los equipos. El resultado es un conjunto de acciones para disminuir las fallas, que se plasman en planes de implementación tácticos (PIT). Sus

pasos básicos son: seleccionar el equipo, identificar la causa de la desviación, definir y ejecutar planes de acción o mitigación y dar seguimiento al PIT. En esta tesina se utilizan sus herramientas (Pareto y 5 porqués) en la sección 10.4.

E.5 Sistema SAP

SAP es el sistema de gestión de recursos empresariales (ERP) más utilizado por grandes y medianas empresas. Su función principal es centralizar e integrar la información de todas las áreas de una organización en una única base de datos para operar en tiempo real y eliminar la duplicidad de datos. Codelco lo adopta a nivel corporativo como su herramienta de control y gestión y como soporte del SOMA en cada una de sus fases, específicamente en el ciclo de mantenimiento. El módulo SAP PM se enlaza con otros módulos (MM, PP, HCM, entre otros) y actualmente se encuentra en migración a SAP S/4HANA, que utiliza bases de datos en memoria para procesar grandes volúmenes de datos y generar reportes analíticos al instante (Ilustración 31).



Ilustración 31: Diagrama SAP

E.6 Sistema de Gestión C+

C+ es el sistema de gestión operativa de Codelco, diseñado bajo los principios de la filosofía Lean Management, con el objetivo de asegurar la excelencia operativa, aumentar la productividad y garantizar la sostenibilidad del negocio mediante la mejora continua. Se fundamenta en cinco pilares: gestión del desempeño (metas, KPI y rutinas de seguimiento como los diálogos de desempeño); estandarización de procesos; resolución de problemas; desarrollo de personas y liderazgo en terreno (Gemba); y mantenimiento y confiabilidad (Ilustración 32).



Ilustración 32: Pilares del sistema de gestión C+

E.7 Funciones primarias y secundarias

Función primaria: razón principal por la cual el activo o sistema es adquirido por su dueño o usuario (también llamada función básica); puede existir más de una. Funciones secundarias: funciones que el activo debe desempeñar además de las primarias, como las necesarias para cumplir requisitos regulatorios y las de protección, control, contención, confort, apariencia, eficiencia energética e integridad estructural (también llamadas funciones complementarias).