

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE VIÑA DEL MAR – JOSE MIGUEL CARRERA**

**PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD A SISTEMA DE CONTROL DE TURBOGENERADOR.**

Trabajo de Titulación para optar al Título de
INGENIERO EN MANTENIMIENTO
INDUSTRIAL.

Alumno:

Juan Luis Catalán Orellana.

Profesor Guía:

Mg. Ing. Pablo Andrés Duque Ramírez.

2025



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: Propuesta de plan de mantenimiento centrado en confiabilidad a sistema de control de turbogenerador

Nombre del candidato(a): Juan Luis Catalán Orellana

Carrera / Grado: Ingeniería en mantenimiento industrial

Campus: Sede Viña del Mar Departamento: Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Pablo Andrés Duque Ramírez, 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: 24-10-2025 Firma: _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 24. OCTUBRE. 2025 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.

ÍNDICE

RESUMEN.....	i
ÍNDICE	ii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	iv
ÍNDICE DE TABLAS.....	iv
ÍNDICE DE GRÁFICOS	v
ÍNDICE DE ECUACIONES	v
SIGLAS Y SIMBOLOGÍA	v
SIGLA:.....	v
SIMBOLOGÍA:	vi
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	2
OBJETIVO GENERAL:.....	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	2
1 CAPÍTULO 1: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL.	3
1.1. ANTECEDENTES GENERALES	4
1.1.1 Descripción de la empresa	4
1.1.2 Descripción del proceso productivo.....	5
1.1.3 Consideraciones.	7
1.1.4 Impacto por no producción.	8
1.1.5 Problemática.....	9
1.2. SELECCIÓN DEL SISTEMA CRÍTICO.	9
1.2.1. Recopilación y tratamiento de información.	10
1.2.2. Análisis de datos.	11
1.2.3. Resultados.	12
1.3. ALCANCE DEL SISTEMA SELECCIONADO.....	13
1.2.1. Sistema de lubricación y levante.....	13
1.2.2. Sistema de control de la turbina.	14

2	CAPÍTULO 2: JERARQUIZACIÓN Y DETERMINACIÓN DE TAREAS DE MANTENIMIENTO.....	16
2.1.	APLICACIÓN DEL FMECA.	17
2.2.1.	Definición del contexto operacional.	17
2.2.2.	Taxonomía.	18
2.2.3.	Implementación del FMECA.	19
2.2.4.	Matriz de decisiones.....	23
2.2.5.	Tareas resultantes.	24
2.1.5.1.	Acciones proactivas.	25
2.1.5.2.	Acciones a falta de.	26
2.1.5.3.	Acciones por control operacional.....	26
2.2.	RESULTADOS DE LA JERARQUIZACIÓN.....	27
3	CAPÍTULO 3: EVALUACIÓN TECNICO ECÓNOMICA DE LOS PLANES DE MANTENIMIENTO PROPUESTOS.....	29
3.1.	EVALUACIÓN TÉCNICA.....	30
3.2.1.	Alcance del plan de mantenimiento.	30
3.2.2.	El mantenimiento actual.....	30
3.2.3.	Cuantificación de costos	31
3.2.4.	Cuantificación de costo sin plan de mantenimiento.....	31
3.2.5.	Cuantificación de costos asociado al RCM.....	34
3.2	Análisis económico y rentabilidad.	36
3.2.1	Impacto en la disponibilidad.	39
3.3	Sensibilización basada en propuesta de escenarios.....	42
3.3.1	Plan actual.	43
3.3.2	Escenario A.	43
3.3.3	Escenario B	44
3.3.4	Escenario C:	44
3.3.5	Comparativa y resultados de la sensibilización.	46
3.5.	RECOMENDACIONES.....	48
	CONCLUSIONES	49
	BIBLIOGRAFÍA	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Complejo termoeléctrico Las Ventanas.....	4
Figura 1-2: “Heat Balance Diagram” con unidad a plena carga.	6
Figura 1-3: Diagrama de proceso productivo.....	7
Figura 1-4: Lubricación, levante y control del turbogenerador.....	14
Figura 1-5: Sistema de control del turbogenerador.	15
Figura 2-6: Lógica para selección de estrategias de Mantenimiento.	23
Figura 2-7: Planilla de consolidación de decisiones.	24

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1: Costo de O&M de unidad térmica a carbón.	8
Tabla 2-2: datos de referencia.	11
Tabla 2-3: Diagrama SIPOC-EPS del sistema de control de la turbina.	18
Tabla 2-4: Taxonomía válvulas de control turbogenerador.	19
Tabla 2-5: Funciones y fallas funcionales.	20
Tabla 2-6: Estimación del impacto económico sobre la función primaria.	21
Tabla 2-7: Estimación del impacto económico global.	22
Tabla 2-8: Principales tareas de mantenimiento.....	25
Tabla 2-9: Tareas operacionales de búsqueda de fallas.....	27
Tabla 2-10: Planilla de decisiones sistema de control turbogenerador.	28
Tabla 3-11: Estimación de riesgo cuantitativo.	33
Tabla 3-12: Indicadores antes y después de aplicar RCM.	37
Tabla 3-13: Comparativa de disponibilidad.	40
Tabla 3-14: Cálculo y comparativa de disponibilidad.....	41
Tabla 3-15: Resumen comparativo antes / después del RCM.....	42
Tabla 3-16: Escenarios propuestos.....	45

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1-1: Modos de falla relevantes en Turbogenerador.....	12
Gráfico 3-2: Beneficio RCM.....	38
Gráfico 3-3: Comparación de escenarios.	47
Gráfico 3-4: Fuentes de energía en Chile 2018 - 2024.	49

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1	8
Ecuación 2	32
Ecuación 3	32
Ecuación 4	32
Ecuación 5	34
Ecuación 6	34
Ecuación 7	34
Ecuación 8	39
Ecuación 9	39

SIGLAS Y SIMBOLOGÍA

SIGLA:

ERNC	: Energía Renovable No Convencional.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
BoP	: Balance of plant (Subsistemas o equipos auxiliares).
MW	: Mega Watts.
ERP	: Planificador de recursos empresariales.
FMECA	: Failure Mode Effects and Criticality Analysis (Análisis de modos de fallas, efectos y criticidad).

RCM	: Reliability centered maintenance. (Mantenimineto centrado en confiabilidad).
SHA	: Impacto sobre la seguridad, higiene y ambiente.
O&M	: Operaciones y Mantenimiento.
OT	: Orden de trabajo.
SAP	: Sistemas, Aplicaciones y Productos para el procesamiento de datos.
CLP	: Peso chileno.
USD	: Dólar estadounidense.
Cmg	: Costo marginal (variabilidad del precio de la energía).
C O&M	: Costo de operación y mantenimiento.
Overhaul	: Proceso mantenimiento mayor con enfoque en mejorar rendimiento, confiabilidad y extender el ciclo de vida del activo.
RRGG	: Reparaciones generales.
Factor de planta:	Métrica que nos indica la relación entre la energía que genera una central versus la energía proyectada en un periodo determinado.
A	: Disponibilidad.

SIMBOLOGÍA:

*	: Multiplicación.
%	: Porcentaje.
+	: Adición.
=	: Igual que.
—	: Sustracción.
°	: Temperatura en Grados Celsius.

INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica en base a centrales térmicas a carbón se encuentra sometida a diversos cambios, con relación a la problemática medioambiental y la agenda legislativa en la materia, produciéndose una afectación drástica en los escenarios tanto operativo como financieros. A su vez, se espera que las centrales térmicas sean capaces de proveer un elevado factor de planta, ser competitivas y mantenerse disponibles por el periodo de transición hacia las energías renovables. En relación con estas nuevas exigencias, se torna fundamental una sólida gestión, correcta elaboración y ejecución de los planes de mantenimiento, buscando asegurar la confiabilidad, disponibilidad y por consiguiente la rentabilidad del negocio.

La empresa AES Andes, en la comuna de Puchuncaví, región de Valparaíso opera un complejo Termoeléctrico denominado Las Ventanas, compuesto por cuatro unidades. Su proceso productivo involucra una gran variedad de equipos. En este sentido, determinar y priorizar los malos actores para la organización y la gestión necesaria para la mitigación de riesgos es esencial, considerando los distintos contextos operacionales, los cuales se expondrán en el CAPÍTULO 1: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL.

Posterior al análisis del contexto operacional y habiendo entendido las exigencias sobre la industria de generación eléctrica, es necesario entrar en materia recopilando información y priorizando sobre los históricos de modos de fallas, aquí se utiliza un diagrama de dispersión logarítmica, denominado Jack Knife, con el fin de obtener el sistema de mayor afectación al desempeño operativo y financiero.

Para continuar con la ejecución de un análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad, herramienta de gran utilidad para lograr implementar planes de mantenimiento certeros y eficientes, considerando los posibles modos de falla y su impacto sobre el negocio. Complementando esta acción mediante una evaluación económica que ayude a determinar la factibilidad de la propuesta resultante y aplicando la sensibilización suficiente para llevar a sus límites de rendimiento, todo esto para comparar con el costo de la ocurrencia de fallas y ayudar a tomar la mejor decisión ante las alternativas propuestas.

OBJETIVOS**OBJETIVO GENERAL:**

Diseñar propuesta de mejora al plan de mantenimiento sobre el sistema crítico dentro del proceso de generación de energía en central Nueva Ventanas para la disminución de riesgos, en base a herramientas de ingeniería de confiabilidad.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

Analizar el contexto operacional para la selección del sistema considerado crítico, mediante la ejecución de diagrama de dispersión logarítmica.

Jerarquizar modos de falla a través del Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad para la determinación de tareas de mantenimiento adecuadas.

Planificar actividades de mantenimiento para la estimación de la viabilidad de la propuesta mediante estudio de prefactibilidad técnico económico.

1 **CAPÍTULO 1: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO
OPERACIONAL.**

1.1. ANTECEDENTES GENERALES

Para seleccionar un sistema crítico, es necesario conocer el contexto operacional donde se desempeña, con el objetivo de comprender las potenciales afectaciones al desempeño esperado. En los siguientes párrafos se presentan antecedentes relevantes para dar a entender el escenario general de la industria de generación de energía eléctrica en base a combustibles fósiles.

1.1.1 Descripción de la empresa

AES Andes S.A. es una de las más importantes empresas de generación de energía eléctrica en Chile, en la región de Valparaíso cuenta con cuatro centrales que se muestran en Figura 1, de derecha a izquierda; Ventanas 1 (1964), Ventanas 2 (1977), Nueva Ventanas (2010) y Campiche (2013), ubicadas en Las Ventanas, comuna de Puchuncaví. Este complejo termoeléctrico consta de múltiples exigencias, tales como; el año de puesta en servicio, la logística asociada a insumos y repuestos, legislación, el manejo de efluentes y residuos, etc. Las unidades Nueva Ventanas, Campiche y otras cuatro unidades en el territorio nacional, fueron construidas por la empresa coreana POSCO I&C bajo la modalidad llave en mano, lo que indica que estas unidades son semejantes en cuanto a equipos y tecnologías. A su vez, cualquier propuesta es replicable para todas ellas.



Figura 1-1: Complejo termoeléctrico Las Ventanas.

Fuente: Internet, libre de derechos.

1.1.2 Descripción del proceso productivo.

El proceso de generación de energía eléctrica depende de varios subsistemas, en la industria de generación se denomina Balance of Plant o BoP, en resumen, corresponde a todos los sistemas menores necesarios para el funcionamiento de la planta y son parte esencial para el resultado final, a continuación, se detalla cada subsistema.

Manejo de combustibles.

El combustible base es el carbón mineral, sin embargo, para realizar el proceso de calentamiento inicial de la caldera durante la puesta en servicio, es requerido el petróleo diésel de grado B. Este último es recibido desde camiones surtidores y almacenado en dos estanques de con una capacidad de 100 [m³] cada uno.

Por su parte, el carbón es recibido en puerto por la empresa Puerto Ventanas S.A, que es responsable de la descarga de buques hasta la disposición final del carbón en cancha de acopio. El proceso continúa con alimentación de los cinco silos de carbón, mediante dos alimentadores de tipo rastras y un arreglo de correas transportadoras. Los cinco silos se encargan de proveer autonomía de hasta veinte horas con carga limitada, para alimentar a los cinco pulverizadores. El carbón ya pulverizado es dirigido hacia el hogar de la caldera mediante dos ventiladores de aire primario, donde se combustiona liberando energía en forma de calor, el cual se encarga de calentar progresivamente el agua de alimentación en los tubos economizadores, domo, tubos de hogar y sobrecalentadores para transformar el agua en vapor sobrecalentado con las características requeridas para ser utilizado en la turbina.

Tratamiento de aguas.

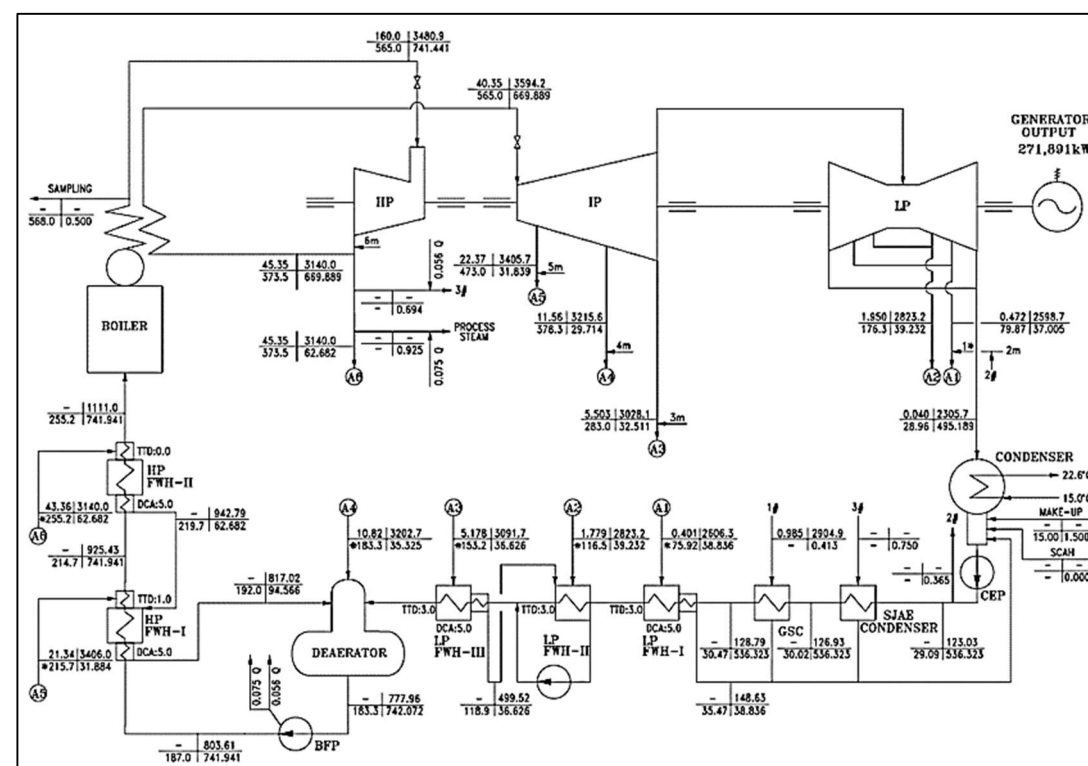
El agua necesaria para el proceso es acondicionada en dos plantas desalinizadoras que se encargan de filtrar el agua de mar hasta eliminar las sales e impurezas contenidas en ella. Esta agua, también es utilizada para diversos procesos dentro de la planta, como agua de servicio, circuito de red de incendio, potabilización, etc.

El agua requerida para el proceso térmico debe cumplir con ciertos parámetros, por ejemplo, acidez y conductividad, con el fin de evitar incrustaciones en los tubos de caldera y/o depósitos en los alabes de la turbina, todo esto para minimizar la probabilidad de fallas como rotura de caldera, pérdidas de capacidad y daños en la turbina. Entonces, el agua

desalada debe pasar al proceso de desmineralización, eliminando un mayor grado de impurezas, para finalmente, previo a su ingreso al ciclo agua vapor, inyectar reactivos en busca de evitar los daños mencionados previamente.

Ciclo Agua – Vapor.

En la caldera, el agua de alimentación es calentada de forma progresiva hasta ser convertida en vapor sobrecalentado con características de 160[bar], 565[°C] y un flujo de 750[t/h] el cual es dirigido a la turbina donde se aprovecha su energía potencial transformándose en energía cinética, manteniendo 3000 revoluciones por minuto de forma constante y controlada a través de las cuatro válvulas de control y cierre rápido. En la Figura 1-2 se muestra un diagrama de balance térmico realizado por el fabricante, con datos obtenidos durante el proceso de puesta en servicio y pruebas.



Generación de energía eléctrica.

Finalmente, el generador que se encuentra acoplado directamente a la turbina, girando a las mismas 3000 revoluciones por minuto. En los bobinados del rotor del generador se inyecta un voltaje de corriente continua capaz de inducir una diferencia de potencial en los bobinados de salida ubicados en el estator, con una potencia de 271,8 [MW] que a través de la subestación eléctrica y líneas de transmisión es dirigida hacia los centros de consumo. En Figura 1-3 se indica en resumen el proceso mencionado en los párrafos previos.

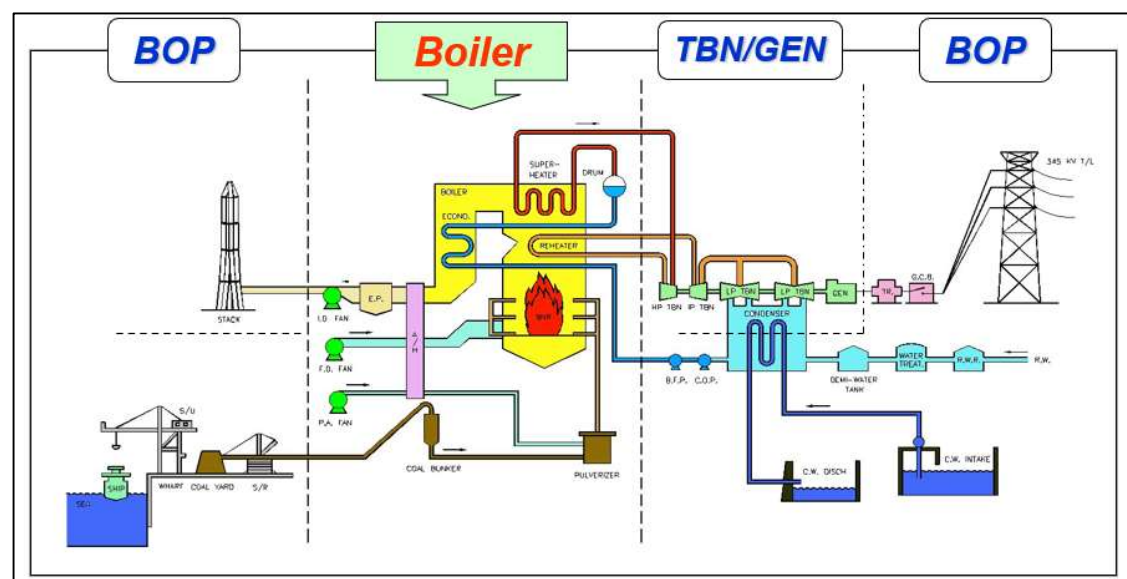


Figura 1-3: Diagrama de proceso productivo.

Fuente: Documento interno “General arrangement POSCO E&C”.

1.1.3 Consideraciones.

El objetivo esperado para las unidades del complejo termoeléctrico, al ser parte de un sistema regulado, es proveer energía eléctrica a todo evento y bajo demanda del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). El precio de venta de la energía depende del valor instantáneo, determinado por la demanda y este a su vez, varía por nodos (limitaciones o exceso de carga en subestaciones) y bloques horarios, afectado por la participación de generación en base a ERNC (principalmente solar).

Expuesto lo anterior, el entendimiento del proceso de generación, sus costes, tiempos de estabilización para las unidades termoeléctricas junto con la determinación del sistema,

subsistema o equipos considerados críticos para la organización toma una elevada relevancia, siendo de gran ayuda para la selección de las políticas y tareas de mantenimiento adecuadas.

1.1.4 Impacto por no producción.

Para la determinación del impacto por no producción es necesario evaluar antecedentes como el costo total de una falla, el cual engloba los costos operativos como el costo del combustible, el tiempo de indisponibilidad, el costo de insumos y mano de obra, etc. Todo lo anterior se detalla en la Tabla 1-1, la que considera una sumatoria de variables determinantes del costo operativo de una central termoeléctrica convencional. El valor de la energía al momento de la ocurrencia de un evento operacional se obtiene desde registros en línea en la página del Coordinador Eléctrico Nacional. La Ecuación 1 se utiliza para el cálculo final del impacto de no producción para 1 hora de indisponibilidad de planta.

Tipo de central	Costo de combustible. [USD/MWh]	Consumo específico. [USD/MWh]	Costo variable de combustible. [USD/MWh]	Costos de O&M. [USD/MWh]	Costos variables de O&M. [USD/MWh]	Total. [USD/MWh]
Térmica a carbón	28,19	12,67	1,46	2,34	1,64	46,3

Tabla 1-1: Costo de O&M de unidad térmica a carbón.

Fuente: Elaboración Propia.

Ecuación 1

*Costo por no producción = T * (C mg – C O&M) * MW*

Donde:

- T** : Periodo de tiempo con unidad indisponle por falla.
- C mg** : Costo Marginal al momento de presentarse la falla (página CEN).
- C o&m** : Costos de Operación y Mantenimiento.
- MW** : Carga instantánea en Mega Watt.

Entonces el costo de 1 [h] de indisponibilidad de planta es:

$$\text{Costo de la falla} = 1[h] * \left(183,7 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 46,3 \left[\frac{USD}{h} \right] \right) * 272[MW]$$

$$\text{Costo de de la falla} = 37.545,4 \left[\frac{USD}{h} \right] = 30.712.608 \left[\frac{CLP}{h} \right]$$

1.1.5 Problemática.

Teniendo claridad del escenario de la industria de generación de energía eléctrica, los cambios regulatorios, la alta competencia del sector energético, los requerimientos propios sobre los equipos y las implicancias de estar instalados en una zona con alta presencia industrial, cercano a viviendas y denominada “zona de sacrificio” por la comunidad y la prensa. Adicionalmente, de acuerdo con el desarrollo de la Ecuación 1, el impacto de una hora de indisponibilidad es de 30,7 MM \$ CLP, por tanto, la ocurrencia de una falla produce una afectación tanto económica como sobre la reputación de la empresa para con la comunidad, su entorno y autoridades. Entonces, la correcta determinación, aplicación y actualización de los planes de mantenimiento sobre el sistema considerado crítico, toma una relevancia mayor sobre los resultados generales de la empresa y brinda un terreno apto para proponer mejoras en busca de aumento de métricas como confiabilidad de equipos y sistemas.

1.2. SELECCIÓN DEL SISTEMA CRÍTICO.

Cabe destacar que, dentro del proceso de operar y mantener el complejo, se considera periodos anuales de reparaciones generales, donde se realizan tareas de mantenimiento y restauración a equipos que sufren alto desgaste o que arrastren avisos donde su avería no ha llegado a ser funcional (ISO 14224, 2016). Habitualmente se contemplan 21 días de trabajo donde la línea crítica es el mantenimiento del turbogenerador y sus equipos auxiliares. Para los diferentes cálculos se tomará las horas de disponibilidad como 8250 [h].

Para el desarrollo del caso, se analiza información recopilada desde el 2018 al mes de agosto de 2024, principalmente órdenes de trabajo y sus avisos de avería, costos totales del mantenimiento y el impacto de no producción. Comenzando con la realización de un diagrama de dispersión logarítmica denominado Jack Knife, el cual permite priorizar

diversas variables dentro del mantenimiento. En este caso, se utiliza la frecuencia de fallas versus el costo total de para recuperar la función del equipo, sumado al impacto por no producción. Entonces, las fallas que no producen indisponibilidad de planta no son consideradas inicialmente.

1.2.1. Recopilación y tratamiento de información.

La data necesaria para la ejecución del análisis se obtiene del software planificador de recursos empresariales SAP, principalmente se extrae ordenes de trabajo derivadas de fallas, para ser contrastadas con planillas de seguimiento de eventos operacionales, facilitando así, el cálculo del valor de global de cada falla. Como comentario adicional, es preciso mencionar que se observa un acabado manejo de información centrado en las fallas que producen pérdida de generación o derrateo de carga. La obtención de datos es de fácil acceso y comprensión gracias a la adecuada gestión de herramientas y recursos, justificado principalmente por el alto impacto de no producción. Toda la gestión se encuentra centralizada en la herramienta SAP, que es una serie de aplicaciones para la gestión empresarial que permite gestionar y administrar diversos recursos de utilidad para la empresa, para el caso de O&M, avisos de avería, ordenes de trabajo, planes de mantenimiento, etc. En la Tabla 2-2: datos de referencia. se muestra una recopilación de información con la cual se sustenta el caso.

PRIORIDAD	EVENTO	COSTO	COSTO total	FRECUENCIA
Alta	Holgura en actuador válvula Control Vapor Recalentado B	\$ 41.049.285	\$ 123.147.854	3
Alta	Juego axial válvulas de Control Turbina AP	\$ 45.020.876	\$ 90.041.751	2
Media	Inestabilidad de Carga V3	\$ 16.776.930	\$ 83.884.649	5
Emergencia	Vibración Turbina Alta Presión	\$ 14.267.831	\$ 42.803.493	3
Alta	Holgura vástago Válvula-Actuador VCR B Turbina AP	\$ 21.006.240	\$ 42.012.479	2
Alta	Rotura de Diafragma Turbina de Baja Presión	\$ 9.058.182	\$ 27.174.545	3
Alta	Desplazamiento de Pedestal Descanso N° 1 Turbina	\$ 12.736.076	\$ 25.472.152	2
Alta	Pedestal Descanso N° 5 Generador	\$ 22.987.545	\$ 22.987.545	1
Media	Trabamiento de Válvulas motorizadas vapor auxiliar	\$ 6.055.812	\$ 12.111.623	2
Media	Motor quemado bomba agua de alimentación 3ª	\$ 3.188.472	\$ 6.376.943	2
Media	Trabamiento de Trinquete CWP-3B	\$ 686.667	\$ 6.180.000	9
Alta	Rotura de cárter Válvula Extracción Vapor a Cal BP3	\$ 1.219.984	\$ 6.099.918	5
Baja	Obstrucción drenajes de fondo caldera	\$ 5.931.480	\$ 5.931.480	1
Emergencia	Rotura en Crossover Turbina Baja Presión	\$ 2.062.236	\$ 4.124.472	2
Media	Descanso empuje T° alta (Falla instrumentación).	\$ 1.166.286	\$ 3.498.859	3
Media	Bomba Aceite Control A (Baja eficiencia / presión)	\$ 1.619.611	\$ 3.239.223	2

Tabla 2-2: datos de referencia.

Fuente: Elaboración Propia.

1.2.2. Análisis de datos.

De acuerdo con las variables seleccionadas relacionadas con el costo global y la frecuencia de fallas, se presenta un gráfico de dispersión en escala logarítmica denominado Jack Knife, que permite interpretar y priorizar fácilmente, para así, facilitar la toma de decisiones sobre destinar los recursos necesarios no sólo para el mantenimiento, sino también para enfocar esfuerzos en analizar la causa raíz, mejorar o generar procedimientos adecuados para equipos de mayor impacto y criticidad, la elección optima de las tareas de mantenimiento, las capacitaciones necesarias, etc. Observamos equipos con alta tasa de incidencia y bajo costo agrupados en la parte inferior y en la parte superior los equipos de alto costo global.

También en esta etapa, se facilita la tarea de agrupar fallas por tipo de equipo o por sistema al cual pertenece, con la utilidad que permita reducir el número total de elementos simplificando el análisis.

Los cuadrantes del gráfico son determinados de acuerdo con el performance esperado y la aplicación de un trazo divisor denominado Iso Costo del mantenimiento que otorga la posibilidad de evaluar el impacto económico de cada falla.

1.2.3. Resultados.

Al evaluar el gráfico se observa una distribución de equipos con un alto impacto sobre la producción, agrupados en la parte superior, en su mayoría corresponde al sistema de control de la turbina. Su impacto económico viene dado por que, al presentarse la falla, provoca la detención del proceso, altos costos por tiempo de análisis y restitución de la función, el uso de mano de obra calificada o la contratación del servicio de diagnóstico y su respectivo impacto por no producción. Al contrastar con la planilla de eventos operacionales, resulta que las fallas sobre las válvulas de control y cierre rápido de la turbina efectivamente provocaron un impacto por no producción, elevando el costo total de la avería. A continuación, en Gráfico 1-1: Modos de falla relevantes en Turbogenerador. se presenta el detalle del sistema con las incidencias más relevantes que nos dan el punto de partida al análisis.

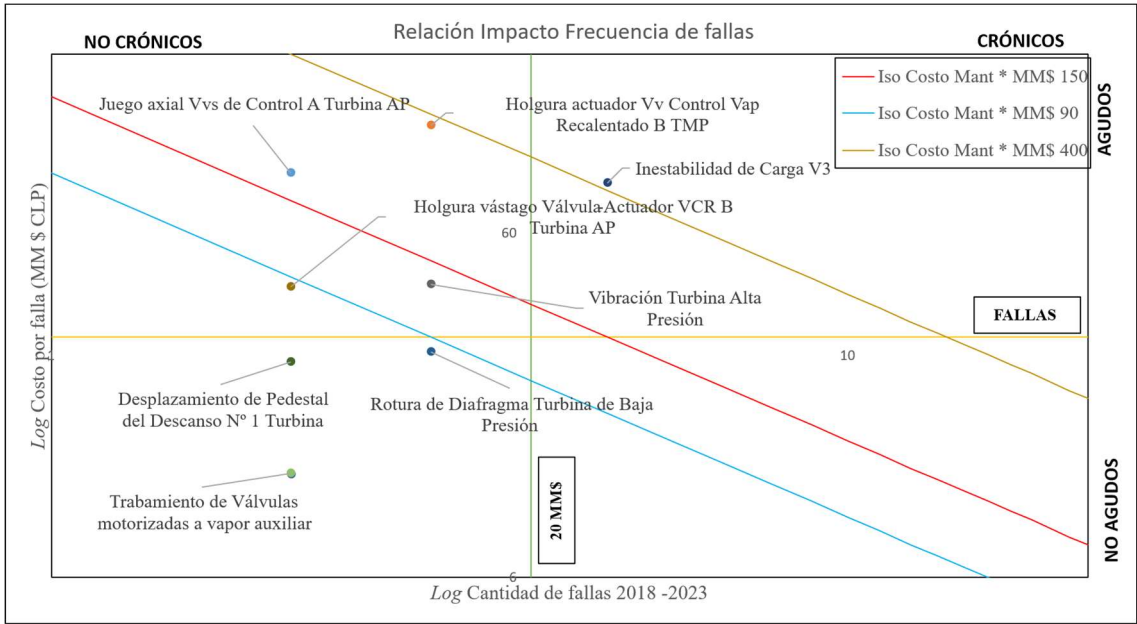


Gráfico 1-1: Modos de falla relevantes en Turbogenerador.

Fuente: Elaboración Propia.

Al observar el gráfico, se aprecia fallas de alto impacto relacionadas con el sistema de control del turbogenerador, principalmente inestabilidad de carga. Como se mencionó previamente, esta condición produce un derrateo e impacto económico considerable. Al analizar la información relacionada con la falla, se determinó que dicha problemática derivó de un mal ensamble de una de las válvulas de control de la turbina de alta presión.

En segundo lugar, respecto al orden de criticidad, se agrupan fallas relacionadas con las válvulas de control y cierre rápido de la turbina, específicamente filtración de aceite hidráulico en tuberías de suministro y retorno.

Finalmente, en la parte inferior izquierda del gráfico se agrupan fallas con un menor impacto y obedecen a un comportamiento No Crónico.

Como evaluación final se determina que el sistema de control del turbogenerador presenta un alto impacto y se justifica destinar recursos al considerarse un mal actor para el departamento de mantenimiento y para los resultados globales del negocio. Adicionalmente, en el periodo se registran fallas sobre las válvulas de control y cierre rápido de la turbina.

1.3. ALCANCE DEL SISTEMA SELECCIONADO.

Con base en el análisis efectuado en párrafo más atrás, se estima que el turbogenerador, el sistema de control de la turbina y los diversos accesorios relacionados se consideran críticos para la organización, destacando dos grandes sistemas interrelacionados que se detallan a continuación.

1.2.1. Sistema de lubricación y levante.

La Figura 1-4 muestra la pantalla de operación del sistema de levante y lubricación del turbogenerador, este sistema se encuentra compuesto por un estanque de aceite, tres bombas de lubricación, dos bombas de levante, dos bombas de aceite de control, sistema de extracción de vahos, sistema de enfriamiento y dispositivos de control.

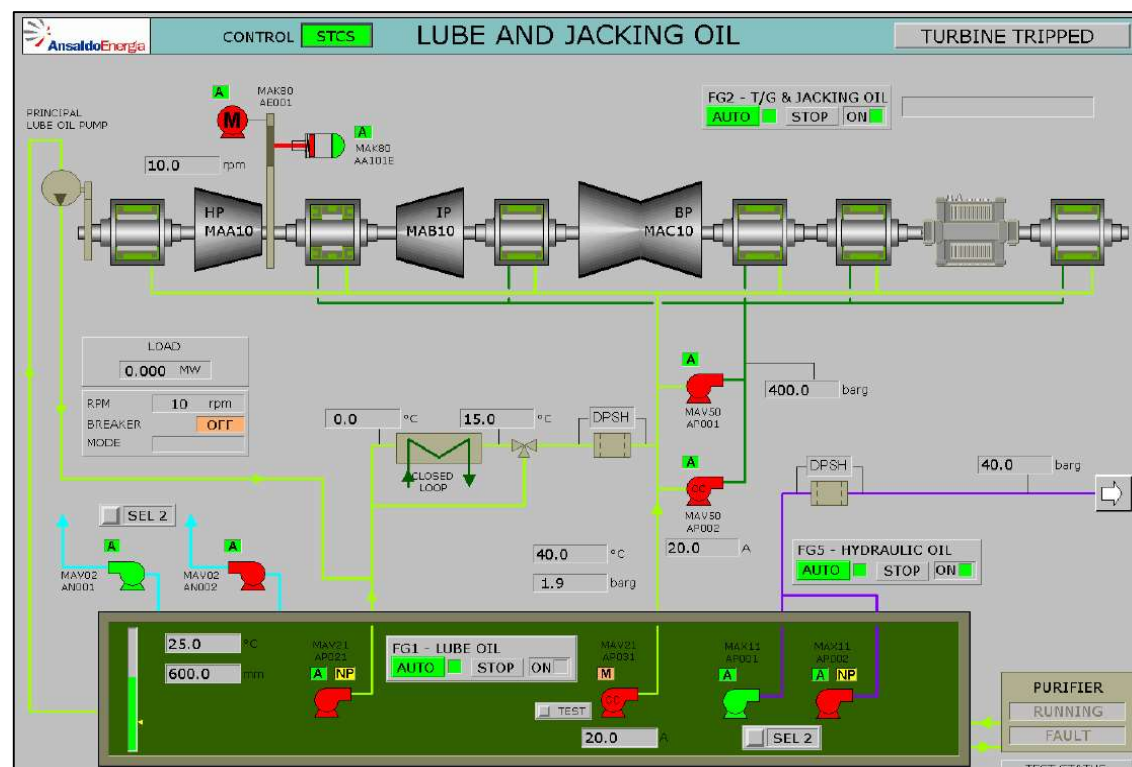


Figura 1-4: Lubricación, levante y control del turbogenerador.

Fuente: Estación de operación Ansaldo Energía.

1.2.2. Sistema de control de la turbina.

Para la correcta operación de la turbina y control de carga de la unidad es necesario de los componentes de control de admisión de vapor a la turbina Figura 1-5. Estos son, cuatro válvulas de control accionadas hidráulicamente y como medida de protección, cuatro válvulas de cierre rápido, estas últimas abren debido a la presión hidráulica mientras que la fuerza de un resorte las cierra, asegurando la operación a una velocidad de 0,2 [s]. Son mostradas en detalle en el Anexo 2: Válvula cierre rápido y control.

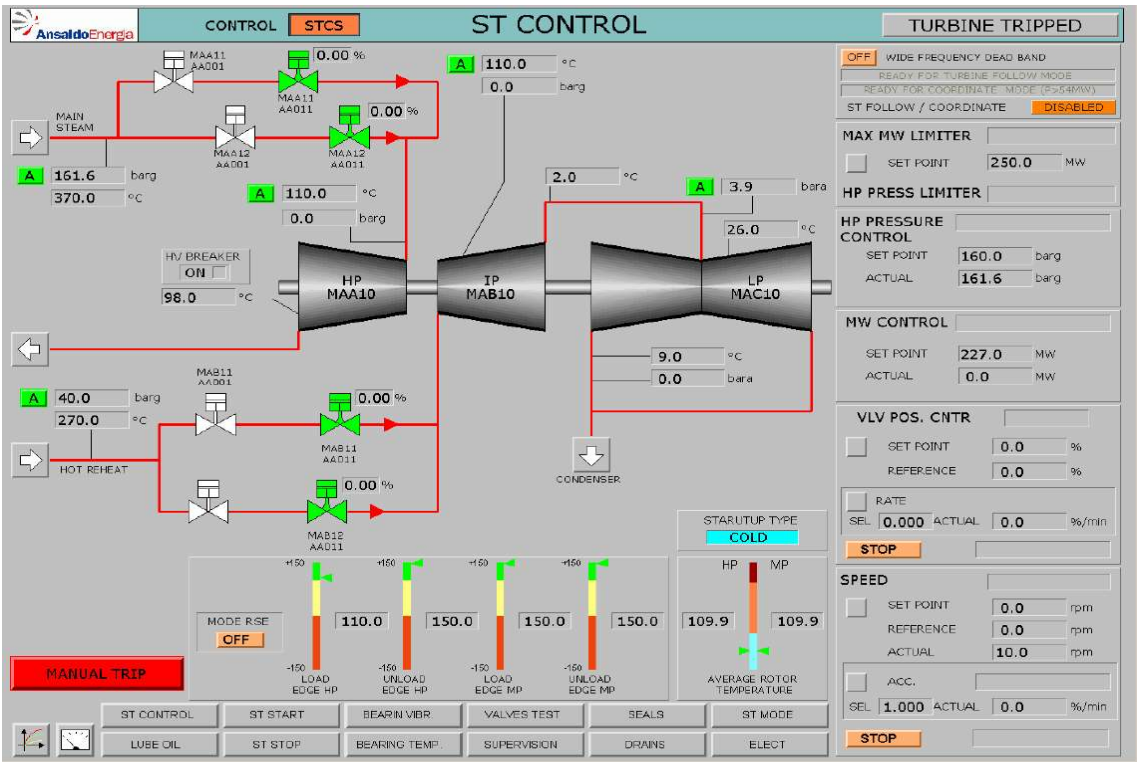


Figura 1-5: Sistema de control del turbogenerador.

Fuente: Estación de operación Ansaldo Energía.

Una falla en cualquiera de los equipos que componen los sistemas mencionados en los párrafos 1.2.1 y 1.2.2 durante la operación de la unidad, podría resultar en fallas catastróficas para los activos, las personas y el medioambiente.

2 **CAPÍTULO 2: JERARQUIZACIÓN Y DETERMINACIÓN DE TAREAS DE
MANTENIMIENTO.**

2.1. APLICACIÓN DEL FMECA.

La correcta aplicación de un análisis de modos de fallas efectos y criticidad, involucra el conocimiento detallado del sistema a evaluar, comprender los posibles modos de falla de los diversos sistemas, procesos o componentes, como también su afectación y la criticidad sobre los resultados tanto para el departamento de mantenimiento como de la organización. El procedimiento de implantación del RCM, sugiere la conformación del equipo de trabajo que deberá estar compuesto por representantes de las diversas áreas, asegurando una visión ampliada y que los resultados concuerden con las expectativas generales, para el desarrollo de este trabajo se consultó a los diferentes actores dentro del departamento de operaciones, mantenimiento, performance e ingeniería de planta. A continuación, se presenta la aplicación de un análisis FMECA sobre el sistema de control del turbogenerador y sus diferentes subsistemas.

2.2.1. Definición del contexto operacional.

De acuerdo con el desarrollo del CAPÍTULO 1: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL, el sistema de control de la turbina es considerado crítico, considerando su función sobre la correcta operación de la unidad generadora. Siendo su función principal;

- Controlar el suministro de vapor hacia la turbina para mantener una velocidad de 3000 [rpm] $\pm$ 5 [%], asegurando una carga y frecuencia correcta en el generador de 50 [Hz] $\pm$ 5 [%].

Las funciones secundarias, pero no menos importantes, del conjunto son;

- Proveer un medio para que el vapor sea dirigido en su totalidad y de forma segura hacia la turbina dentro de los valores de 160 [bar] $\pm$ 30 [bar], 560 [°C] $\pm$ 30 [°C] y 741 [t/h] No + de 800 [t/h].
- Aliviar sobrepresiones por sobre los 191 [bar] para estabilizar carga asegurando la continuidad operativa o evacuar la totalidad del vapor producido en la caldera ante una desconexión de unidad o cualquier tipo de falla.
- Interceptar la totalidad del flujo de vapor producido en la caldera (ante una desconexión de unidad) 110 [%] del valor máximo de diseño 815[t/h] con el fin de asegurar la integridad física de los activos, las personal y ambiente.

Posterior a la recopilación de información, se utiliza un análisis SIPOC, esta vez complementado con un diagrama EPS, herramientas utilizadas en RCM para la definición de las circunstancias en las cuales se espera que el sistema opere. En Tabla 2-3 se muestra la aplicación de metodologías mencionadas.

S	I	P	O	C
Supplier	Input	Process	Output	Customers
Caldera	Vapor a 160 [bar] +- 30 [bar] 560 [°C] +- 30 [°C] 741 [t/h] No + 800 [t/h]	Control de velocidad del turbogenerador	Estabilidad de carga	Turbogenerador CEN
SERVICIOS				
Operaciones y Mantenimiento.				
E	P		S	
Entradas	Procesos		Salidas	
Vapor sobrecalentado Monitoreo y control Lubricación y levante Aceite de control	Sistema de control		Velocidad 3000 [RPM] Control de carga 50 [Hz]	
	Controlar el vapor de admisión a la turbina			
	Interrumpir vapor en No más de 0,2 [s]			
CONTROLES				
VELOCIDAD – FLUJO – PRESIÓN – TEMPERATURA – VIBRACIONES				

Tabla 2-3: Diagrama SIPOC-EPS del sistema de control de la turbina.

Fuente: Elaboración Propia, de acuerdo con norma (SAE JA 1011, 1999).

2.2.2. Taxonomía.

Dentro del proceso de implementación del RCM, es relevante reconocer la taxonomía, ésta clasifica los activos permitiendo una gestión eficiente, ayudando a determinar variables como el tipo de industria, o para la aplicación de este trabajo, el nivel último al cual vale la pena centrar los esfuerzos o simplemente ejecutar tareas de reemplazo de partes y piezas. Cabe destacar que para tomar una decisión acertada se debe entrelazar criterios, aquí es recomendable considerar variables como el valor de cada ítem y su impacto por mantenibilidad, esto último puede ser determinante en la decisión de realizar el mantenimiento o bien, mantener stock para ejecutar tareas de reemplazo programado. En Tabla 2-4 se aplica un análisis de la taxonomía del sistema de control del turbogenerador, orientado a las válvulas de cierre rápido y control, las cuales se detallada en el Anexo 2: Válvula cierre rápido y control.

CATEGORÍA	NIVEL	JERARQUÍA	DEFINICIÓN	DETALLES.
Datos de uso / ubicación	1	Industria.	Energía.	Convencional
	2	Categoría del negocio.	Generación.	-
	3	Categoría instalación.	Térmica.	-
	4	Planta/Unidad.	Nueva Ventanas	Termoeléctrica.
	5	Sección/Sistema.	Sistema de control	Control de carga
Subdivisión de equipos.	6	Unidad.	Válvulas de control.	Cierre rápido/control.
	7	Subunidad.	Etapas Alta presión.	Vapor.
	8	Componente / Ítem mantenible.	Stop Actuador	Actuador hidráulico
			Control Actuador	Electroválvula
			Valve casing	Cuerpo
			Stop valve	Componentes
			Control valve	Componentes
			Valve spindle	Vástago válvula
			Steam strainer	Canastillo interno
	9	Partes	Swing arm support	Soportes
			Inlet piping	Tramo o Spool
			Expansion bolt	Pernos de expansión.
			Ex. Head Bolt / Nut	Pernos / Tuercas
			Rollpin	Pasador
			Spring washer	Golilla de presión
			Coupling sleeve	Acoplamiento

Tabla 2-4: Taxonomía válvulas de control turbogenerador.
Fuente: Elaboración Propia, de acuerdo con (ISO 14224, 2016).

2.2.3. Implementación del FMECA.

Habiendo definido claramente las funciones esperadas y el estándar de desempeño, para el contexto operacional expuesto. Se continúa definiendo las fallas funcionales y sus posibles modos de falla para el sistema bajo estudio. Todo esto con la visión de la conservación de las funciones ante la ocurrencia de uno de estos escenarios posibles y poder determinar más adelante, su impacto. En Tabla 2-5, se representa información relevante sugerida dentro del proceso de implementación del RCM.

PROCESO: ADMISIÓN DE VAPOR A LA TURBINA						
SISTEMA	#	FUNCIÓN PRIMARIA	#	FALLA FUNCIONAL	#	MODO DE FALLA
Sistema de control del turbogenerador	1	Mantener velocidad de la turbina en 3000 [RPM] +-5%, asegurando la frecuencia de salida en el generador de 50 [Hz] +- 5%	1.1	Desconexión intempestiva de unidad por incorrecto control de carga	1.1.1	Ruptura de lazo de control
					1.1.2	Perdida de presión de aceite hidráulico
					1.1.3	Desconexión de instrumentación
					1.1.4	Trabamiento de válvula en posición determinada
					1.1.5	Inestabilidad de carga por oscilación en válvulas de control.
					1.1.6	Perdida de propiedades de resorte, ocasiona tiempo de respuesta excesivo para el cierre de válvulas
	#	FUNCIONES SECUNDARIAS	#	FALLA FUNCIONAL	#	MODO DE FALLA
	2	Contener el vapor para evitar daños a las personas, equipos o ambiente, con valores de: 160 [bar] +- 30 [bar], 560 [°C] +- 30 [°C] y 741 [t/h] No + de 800 [t/h].	2.1	Filtración por elongaciones, roturas o deformaciones	2.1.1	Rotura en cuerpo de válvula
					2.1.2	Rotura en pipping
					2.1.3	Filtración por empaques, sellos o prensas
		Aliviar sobrepresiones por sobre los 191 [bar], siendo capaz de evacuar el 110 [%] del flujo de vapor producido en la caldera (815[t/h]), ante una desconexión de unidad	2.2	Operación inadecuada de válvulas de seguridad	2.2.1	Trabamiento de trinquetes
					2.2.2	Calibración inadecuada de válvulas de seguridad
					2.2.3	Obstrucción presente en válvulas y/o silenciadores
					2.2.4	Deformación o degradación de resortes

Tabla 2-5: Funciones y fallas funcionales.
Fuente: Elaboración Propia.

La tarea de determinar las causas posibles de los modos de falla se facilita teniendo claridad que los efectos de las fallas “describen que sucede cuando ocurre una falla”, no siendo lo mismo que las consecuencias, estas responden a la pregunta “¿Cuál es la relevancia o afectación producida al ocurrir la falla?”. Ambos ítems se encuentran en la estructura de aplicación del RCM (John Moubray, 1991) y se han plasmado en planilla mostrada en tablas Tabla 2-6 y Tabla 2-7, que contempla los efectos y consecuencias a nivel de frecuencia, consecuencias económicas, seguridad, higiene e impacto medioambiental.

FALLA FUNCIONAL	#	MODO DE FALLA	EFFECTO FALLA	FREC FALLAS	MTTR (LOG-REC-PEN	IMP. PROD. USD/HR	COSTOS DIRECTOS POR FALLA	IMP SEG	IMPAMB	RIESGO CUANTITATIVO \$/AÑO
Desconexión intempestiva de unidad por incorrecto control de carga.	1.1.1	Ruptura de lazo de control	Evidente: NO - SHA: NO - Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Reposición e investigación	0,33	12	37545	1000	C	C	150514
	1.1.2	Perdida de presión de aceite hidráulico	Evidente: NO - SHA: SI - Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Reposición e investigación	0,33	36	37545	10000	C	C	453878
	1.1.3	Desconexión de instrumentación	Evidente: NO - SHA: NO - Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Investigación y reposición	0,2	4	37545	2000	C	C	30436
	1.1.4	Trabamamiento de válvula en posición determinada	Evidente: NO - SHA: NO - Efecto operacional: Limitación de la producción Acción correctiva: Ajuste de carga.	0,1	36	37545	30000	C	C	138163
	1.1.5	Inestabilidad de carga por oscilación en válvulas de control	Evidente: NO - SHA: NO - Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Investigación y normalización	0,2	12	37545	5000	C	C	91108
	1.1.6	Tiempo de respuesta excedido para el cierre de válvulas	Evidente: NO - SHA: NO - Efecto operacional: Posibles daños catastróficos Acción correctiva: Aplicar UBM	0,1	36	37545	2000	C	C	135363

Tabla 2-6: Estimación del impacto económico sobre la función primaria.

Fuente: Elaboración Propia con base en planilla RCM.

FALLA FUNCIONAL	#	MODO DE FALLA	EFFECTO FALLA	FREC FALLAS	MTTR (LOG- FREC. DEN.	IMP. PROD. USD/HR	COSTOS DIRECTOS USD/HR	IMP SEG	IMP AMB	RIESGO CUANTITATI VO \$/AÑO
Filtración por elongaciones, roturas o deformaciones.	2.1.1	Rotura en cuerpo	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Investigación y reposición de unidad.	0,1	24	37545,4	8000	C	C	90.908
	2.1.2	Rotura en pipping	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Investigación y reposición de unidad.	0,5	8	37545,4	6000	C	C	153.181
	2.1.3	Filtración por empaques, sellos o prensas	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Investigación y reposición de unidad.	0,5	12	37545,4	12000	C	C	231.272
Operación inadecuada de válvulas de seguridad	2.2.1	Trabamiento de trinquetes	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Investigación y reposición de unidad.	0,1	18	37545,4	10000	C	C	68.581
	2.2.2	Pérdida de calibración de válvulas de seguridad	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Investigación y reposición de unidad.	0,2	6	37545,4	15000	C	C	48.054
	2.2.3	Obstrucción presente en válvulas y/o silenciadores	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Investigación y reposición de unidad.	0,1	24	37545,4	30000	C	C	93.108
	2.2.4	Deformación o degradación de resortes en válvulas de seguridad	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional: Detención de la producción Acción correctiva: Investigación y reposición de unidad.	0,16	48	37545,4	40000	C	C	307.029
				TOTAL: USD 1.991.603						

Tabla 2-7: Estimación del impacto económico global.
Fuente: Elaboración Propia con base en planilla RCM.

2.2.4. Matriz de decisiones.

Establecido y validado el paso anterior se prosigue aplicando la matriz de decisiones, indicada en Figura 2-6. Donde, para cada modo de falla se propone una acción específica. Las tareas pueden ser del tipo preventivo, predictivo o correctivo. Este es el punto de partida para implementar una mejora a los planes actuales de cualquier industria.

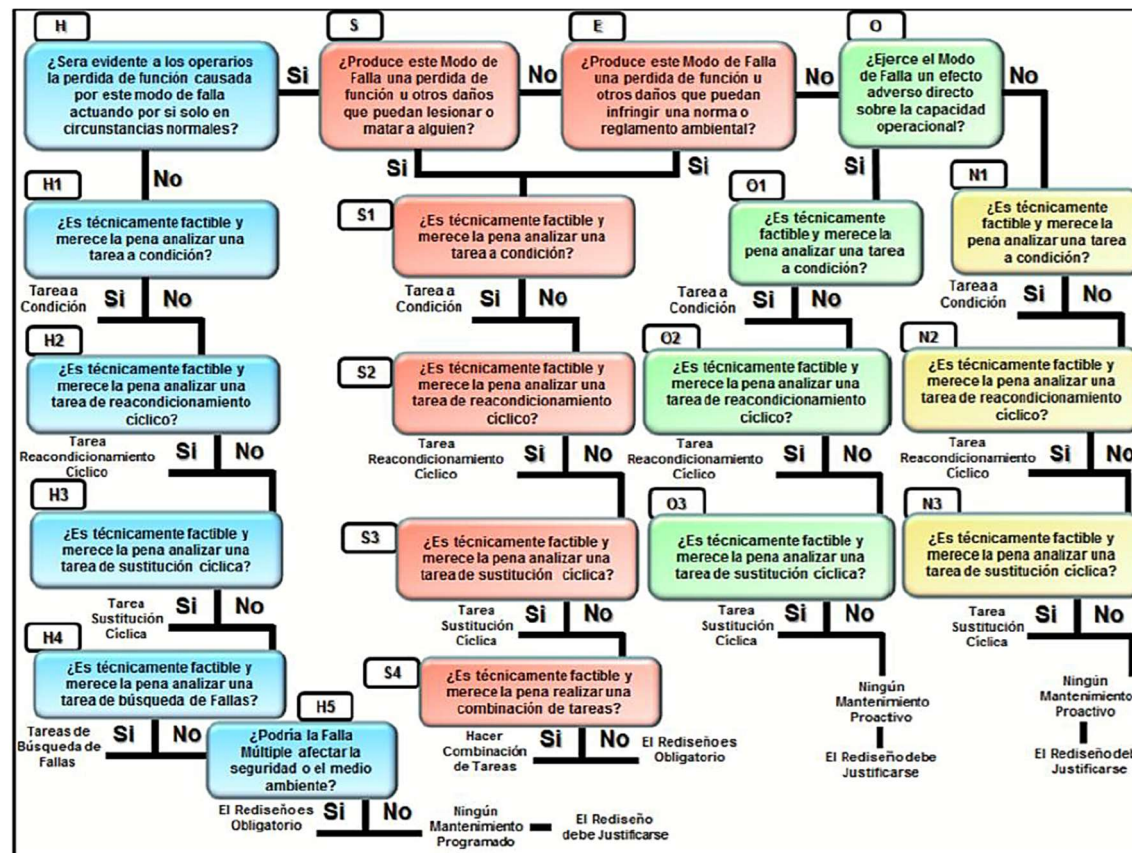


Figura 2-6: Lógica para selección de estrategias de Mantenimiento.

Fuente: Reliability-Centered Maintenance RCM II (John Moubray, 1991).

En la parte superior izquierda del diagrama de decisiones Figura 2-6, se comienza con la iteración de cada modo de falla en estudio, cada pregunta deriva en otras interrogantes hasta sugerir las acciones o tareas de mantenimiento adecuadas para cada modo de falla en cuestión. Cabe destacar que cada pregunta va acompañada por las letras H, S, E y O, por sus siglas en inglés; Hidden, Security, Environment y Operational. La letra H si la falla es oculta o por contrario evidente al usuario, S si se produce afectación a la seguridad, E si la falla puede llegar a afectar el medio ambiente o potencialmente infringir alguna norma

y O si puede llegar a afectar la capacidad operacional. Cada nivel de diagrama deriva en diferentes tareas recomendadas, su interpretación se explica a continuación;

- H, S, E y O. Respuestas concernientes a las consecuencias.
- H1-S1-O1-N1: Tarea a condición.
- H2-S2-O2-N2: Reacondicionamiento cíclico.
- H3-S3-O3-N3: Sustitución cíclica.
- H4: Tarea de búsqueda de fallos.
- S4: Combinación de tareas.
- H5: Rediseño.

Para un ordenamiento, registro y adecuada ejecución de la aplicación de la matriz de decisiones, en el proceso de implementación del RCM, se sugiere completar una planilla denominada “hoja de decisiones”, la cual sirve de apoyo para individualizar cada modo de falla y determinar la acción de mantenimiento apropiada, asegurando así, una decisión coherente, acertada, efectiva y ordenada. En la Figura 2-7 se muestra un ejemplo de planilla de hoja de decisiones sugerida.

Hoja de decisión RCM II	FMECA	Control turbina Nueva Ventanas																
	Sistema / Activo	Control de velocidad turbogenerador.																
	Subsistema / Componente	Válvulas cierre rápido y control vapor principal.																
	Organización	AES ANDES																
	Planta	NUEVA VENTANAS																
	Fecha	16.10.2024															Responsable _____	
Registro en "Hoja de decisión RCM"																		
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tareas a falta de				Tareas propuestas	Frecuencia inicial	A realizar por		
							S1	S2	S3									
							O1	O2	O3									
F	FF	MF	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	S4						

Figura 2-7: Planilla de consolidación de decisiones.

Fuente: Elaboración Propia.

2.2.5. Tareas resultantes.

Las tareas resultantes de la aplicación del diagrama de decisiones se deben orientar en la búsqueda de reducir los efectos de una falla en términos de frecuencia y/o severidad. Es importante tener la claridad que “Una tarea proactiva merece la pena, si reduce las consecuencias a un grado tal que justifique los costos directos e indirectos de llevarla a

cabo” (John Moubray, 1991). Cabe destacar que, con el enfoque RCM todas las fallas deben ser solucionadas y para esto se ocupan las siguientes categorías para manejo de fallas:

- Tareas Proactivas: actividades antes que ocurra la falla, con tal de prevenirla.
- Acciones a falta de: actividades correctivas y de rediseño.
- Tareas de control operacional.

2.1.5.1. Acciones proactivas.

Estas acciones se llevan a cabo con el fin de evitar que el activo llega a un estado de falla. Aquí se encuentran las tareas denominadas mantenimiento predictivo y preventivo. En RCM se reconocen como “*reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica y mantenimiento basado en condición*” (John Moubray, 1991). Tradicionalmente existía la creencia que todas las fallas tenían un carácter periódico. En RCM las fallas se clasifican como; fallas funcionales, técnicas, por desgaste, aleatorias, por fatiga, entre otras.

En Tabla 2-8, y Tabla 2-9 se agrupan las diferentes tareas y frecuencias de aplicación sugeridas.

EQUIPO	MECÁNICOS	ELÉCTRICOS	INSTRUMENTISTAS
CONTROL OIL PUMP AUX. OIL PUMP EMERG. OIL PUMP	VIBRACIONES ANÁLISIS ESPECTRAL	ANALISIS DE PARAMETROS ELÉCTRICOS	PRUEBAS DE LAZO
CONTROL VALVE INTERCEPTOR VALCE	ULTRASONIDO		
PIPPING	ENSAYO SULDADURAS		
TURBINE & GENERATOR BEARING	VIBRACIONES ANÁLISIS ESPECTRAL	CALIDAD DE ENERGÍA TERMOGRAFÍA	RESPALDO DE LOGICA MANTENIMIENTO GENERAL A INSTRUMENTACIÓN.
NON RETURN VALVE	ULTRASONIDO		
TRIP SOLENOID CONSTROL SIST			
LUBE OIL TK	PARTICULAS		

Tabla 2-8: Principales tareas de mantenimiento.
Fuente: Elaboración Propia.

2.1.5.2. Acciones a falta de.

Estas actividades se relacionan con el concepto “Run to the failure”, se utiliza cuando no es posible identificar una tarea proactiva efectiva. Aquí se recomienda tomar acciones como la búsqueda de falla, el rediseño o como se mencionó anteriormente, esperar la falla, siempre y cuando no exista la potencialidad de producir afectaciones a las personas, el medioambiente, que el costo de la falla pueda causar afectación a los resultados del negocio. Para nuestro caso, se encuentra establecidos periodos de reparaciones generales anuales, obedeciendo a la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (Comisión nacional de energía, 2020) y a estándares internacionales sobre instalaciones de potencia con turbinas de vapor como; ASME OM/S/G Operación y mantenimiento de sistemas mecánicos en plantas de poder (ASME, 2007) y requisitos mínimos para turbinas de vapor en instalaciones industriales (American Petroleum Institute (API), 2020).

2.1.5.3. Acciones por control operacional.

Al operar un sistema se logra identificar los posibles problemas de funcionamiento o diseño. Por esto, es primordial conocer el performance de los equipos o experiencias previas en otras instalaciones, también es de gran importancia la expertiz de los operadores, por lo que, se asignan tareas de búsqueda de falla, monitoreo y seguimiento de estas al departamento de operaciones. La norma (ISO 55001, 2014) en sus índices 6.2.2 y 7.2 sugiere que se identifique los riesgos y oportunidades, se establezcan periodos de revisión y análisis de hallazgos, que las personas involucradas en el proceso de gestión de los activos cuenten con las competencias necesarias. El personal de operaciones son la primera instancia para detectar o identificar fallas potenciales de acuerdo con lo indicado por la norma (SAE JA 1012, 2002), respecto a la curva P-F, siendo el intervalo que refleja el tiempo entre la detección de una falla potencial hasta que se produce la falla funcional. Basado en parámetros como desviaciones en vibraciones, temperatura, partículas en aceite, ruido, y otras variables relacionadas con el proceso productivo.

En Tabla 2-9 sugiere tareas con el objetivo de la búsqueda de fallas relevantes para mantener la integridad de uno de los activos con un coste más elevados dentro del proceso productivo, el turbogenerador.

EQUIPO	ACCIÓN
CONTROL OIL PUMP	ROTACIÓN
AUX. OIL PUMP	PRUEBA DE PARTIDA
EMERG. OIL PUMP	PRUEBA DE PARTIDA
CONTROL & STOP VALVE	FULL STROCKE
VALVULAS NO RETORNO	FULL STROCKE
DESCANSOS TURBOGENERADOR	ANALISIS ESPECTRAL
CONTROL TURBINA	SOBREVELOCIDAD 110% y 112 %
TRIP SOLENOID CONSTROL SIST	ACTIVACIÓN CANALES (3 DE 3)

Tabla 2-9: Tareas operacionales de búsqueda de fallas.

Fuente: Elaboración Propia.

2.2. RESULTADOS DE LA JERARQUIZACIÓN.

Al realizar el análisis de modos de fallas efectos y criticidad, evaluamos de forma detallada los diversos activos en su contexto operacional, las normas (SAE JA 1011, 1999) y (SAE JA 1012, 2002) nos brindan el estándar para la implementación efectiva y estructurada del RCM, esto nos facilita la tarea de llevarla a cabo y adaptarla a cualquier organización.

En Tabla 2-10 observamos las tareas resultantes al aplicar la hoja de decisiones sugerida en RCM (John Moubray, 1991), esto nos proporciona una base para continuar con la estimación de costos de cada actividad.

Hoja de decisión RCM II					FMECA Sistema / Activo Subsistema / Componente Organización Planta Fecha					Control turbina Nueva Ventanas Control de velocidad turbogenerador. Válvulas cierre rápido y control vapor principal. AES ANDES NUEVA VENTANAS 16.10.2024										Responsable _____										
Registro en "Hoja de decisión RCM"																														
Referencia de información					Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1				H2 S2 O2				H3 S3 O3				Tareas a falta de				Tareas propuestas		Frecuencia inicial		A realizar por	
#	F	#	FF	#	MF	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	S4															
1	Mantener velocidad de la turbina a 3000 [RPM] +5%, asegurando la frecuencia de salida en el generador de 50 [Hz] + -5%.	1.1	Desconexión intempestiva de unidad por incorrecto control de carga.	1.1.1	Ruptura de lazo de control	N	-	-	-	N	N	N	S	-	-	Búsqueda de falla (TEST) REVISIÓN DE PARÁMETROS COMBINACION DE TAREAS	SEMANAL / MENSUAL / OPORTUNIDAD	SINTOMÁTICO												
				1.1.2	Perdida de presión de aceite hidráulico	N	-	-	-	N	N	N	S	-	-	Búsqueda de falla (ROTACIÓN) INSPECCIÓN VISUAL COMBINACION DE TAREAS	DIARIA / MENSUAL / OPORTUNIDAD	OPERADOR / MECÁNICO												
				1.1.3	Desconexión de instrumentación	N	-	-	-	N	S	-	-	-	-	REACONDICIONAMIENTO CICLICO	ANUAL	INSTRUMENTISTA												
				1.1.4	Trabamiento de válvula en posición determinada	N	-	-	-	N	N	N	S	-	-	Tareas de búsqueda de falla COMBINACION DE TAREAS	MENSUAL / OPORTUNIDAD / ANUAL	MECÁNICO												
				1.1.5	Inestabilidad de carga por oscilación en válvulas de control	N	-	-	-	N	N	S	-	-	-	Búsqueda de falla (TEST) REVISIÓN DE PARÁMETROS COMBINACION DE TAREAS	SEMANAL / MENSUAL / OPORTUNIDAD	SINTOMÁTICO												
				1.1.6	Tiempo de respuesta excedido para el cierre de válvulas	N	-	-	-	N	S	-	-	-	-	REACONDICIONAMIENTO CICLICO	ANUAL	MECÁNICO												
				2	Contener el vapor con los valores de: 160 [bar] +- 30 [bar], 560 [°C] +- 30 [°C] y 741 [t/h] No + de 800 [t/h].	2.1	Filtración por elongaciones, roturas o deformaciones.	2.1.1	Rotura en cuerpo	S	S	-	-	N	N	N	S	-	-	Tareas de búsqueda de falla COMBINACION DE TAREAS	DIARIA / MENSUAL / ANUAL	SINTOMÁTICO								
2.1.2	Rotura en pipping	S	S					-	-	N	N	N	S	-	-	Tareas de búsqueda de falla COMBINACION DE TAREAS	DIARIA / MENSUAL / ANUAL	SINTOMÁTICO												
2.1.3	Filtración por empaques, sellos o prensas	S	S					-	-	S	-	-	-	-	-	Mantenimiento a condición	DIARIA / CADA 3 MESES	SINTOMÁTICO												
2.2	Operación inadecuada de válvulas de seguridad	2.2.1	Trabamiento de trinquetes			N	-	-	-	N	S	-	-	-	-	REACONDICIONAMIENTO CICLICO	ANUAL	MECÁNICO												
		2.2.2	Pérdida de calibración de válvulas de seguridad			S	S	-	-	S	-	-	-	-	-	Mantenimiento a condición	ANUAL	SERVICIO EXTERNO												
		2.2.3	Obstrucción presente en válvulas y/o silenciadores			N	-	-	-	N	N	N	S	-	-	Tareas de búsqueda de falla COMBINACION DE TAREAS	MENSUAL	OPERADOR												
		2.2.4	Deformación o degradación de resortes de válvulas de seguridad			S	S	-	-	S	-	-	-	-	-	Mantenimiento a condición	ANUAL	SERVICIO EXTERNO												

Tabla 2-10: Planilla de decisiones sistema de control turbogenerador.

Fuente: Elaboración Propia.

Por su parte, el impacto económico de los modos de falla considera variables que cuentan con la potencialidad de afectar los resultados esperados del negocio, para este caso, se estima un valor cercano a los dos millones de dólares, se abre aquí a la posibilidad de jerarquizar cada modo de falla en base a su impacto económico y potencialidad de cualquier otro impacto relacionado con la seguridad y salud ocupacional o impacto medioambiental. Todo esto, justifica la obtención de recursos para implementar planes de mantenimiento certeros y que busquen la eficiencia en cuanto al uso de recursos y mantener una alta disponibilidad de los activos.

**3 CAPÍTULO 3: EVALUACIÓN TECNICO ECÓNOMICA DE LOS PLANES
DE MANTENIMIENTO PROPUESTOS.**

3.1. EVALUACIÓN TÉCNICA.

El presente estudio técnico económico cuenta como elemento diferenciador, la cuantificación de recursos sugeridos en el proceso de implementación de la metodología de gestión sobre el mantenimiento RCM (John Moubray, 1991), el cual proporciona un nivel de certeza sobre la premisa que cada gasto a incurrir busca mitigar los efectos y/o consecuencias de una potencial falla. Como punto de partida se sugiere, reconocer el estado actual del departamento de mantenimiento con el objetivo de determinar falencias o necesidades en una etapa temprana, así, cualquier recomendación sobre el sistema en estudio, sea tratada de forma correcta o encuentre un terreno óptimo para ser ejecutada. Posteriormente en este trabajo, se desarrolla una comparativa entre diferentes escenarios con el fin de presentarlos a los líderes de departamento o en su defecto a gerencia, de forma detallada y en lenguaje técnico para una fácil comprensión y facilitar la toma de decisiones.

3.2.1. Alcance del plan de mantenimiento.

Para dar inicio al análisis es primordial definir el alcance de toda actividad o servicio a contratar, con el fin de identificar y estimar los recursos, considerar costos directos e indirectos, las posibles contingencias, márgenes de tiempo, logística y riesgos inherentes a las actividades en terreno. Esto proporciona claridad sobre los objetivos, ayudando a crear una hoja de ruta que considere evitar desviaciones y definir eficientemente cada recurso. En resumen, *“El alcance definido en la etapa inicial es fundamental para el éxito de cualquier proyecto”* (Sapag Sapag, 2008). Entonces, se debe tener especial cuidado en el recurso tiempo, costos y calidad del resultado final, por lo que, el fin esperado es asegurar el cumplimiento de la función y elevar la confiabilidad del sistema de control del turbogenerador a lo largo de su ciclo de vida.

3.2.2. El mantenimiento actual.

En la actualidad el complejo termoeléctrico cuenta con un departamento de mantenimiento estructurado y sus planes de trabajo establecidos. Cuenta con su plan estratégico de gestión de activos validado y se somete a auditorías anuales de acuerdo con la norma (ISO 55001, 2014). Aun así, en la práctica, se evidencia una carga de trabajo en aumento sobre las diversas especialidades, esto mantiene una brecha significativa entre

las actividades programadas y las tareas denominadas de “coordinación diaria”, estas últimas se priorizan en el día a día y buscan evitar la pérdida de la función de equipos principales o equipos de respaldo. La consecuencia de esto es que se redistribuya los recursos de acuerdo con la prioridad de las nuevas averías o fallas. En su conjunto encarece al presupuesto general del departamento.

3.2.3. Cuantificación de costos

La correcta identificación, estimación de recursos y planificación de las actividades facilita la tarea de obtener un valor global del coste del plan de mantenimiento. El desarrollo de la matriz de decisiones arrojó los resultados desarrollados en el CAPÍTULO 2: JERARQUIZACIÓN Y DETERMINACIÓN DE TAREAS DE MANTENIMIENTO, ahora en la Tabla 3-11, se muestra la tarea adecuada para cada modo de falla y la o conjunto de acciones recomendadas. Algunos de los modos de falla surgidos del FMECA, corresponden a fallas ocultas, de difícil identificación o presentan una complejidad mayor para acceder a inspeccionar elementos, por ejemplo, las válvulas de control de la turbina o válvulas de seguridad. Debido a esto, es que se sugieren tareas de búsqueda de fallas con frecuencias acotadas y con un costo relativamente bajo, pero las tareas de revisión o recambio se llevan a cabo en los procesos anuales de reparaciones generales, estos presentan un costo elevado debido al coste de los repuestos y que obedecen a un servicio tercerizado. Mas adelante en el análisis, se detalla los valores asociados para determinar costos globales.

3.2.4. Cuantificación de costo sin plan de mantenimiento.

En el análisis FMECA expuesto en el CAPÍTULO 2: JERARQUIZACIÓN Y DETERMINACIÓN DE TAREAS DE MANTENIMIENTO se indica el riesgo cuantitativo al que se expone la unidad de negocio, considerando que no se ejecutan actividades de mantenimiento. O más bien dicho con una política de mantenimiento basado en falla. A continuación, se detallan las fórmulas utilizadas para obtener los valores de los conceptos utilizados para el cálculo de riesgo cuantitativo;

- Frecuencia de fallas; cantidad de fallas ocurridas en un periodo determinado.

Ecuación 2

$$Frecuencia\ de\ fallas = \frac{Cantidad\ de\ fallas}{Periodo\ de\ tiempo}$$

- MTTR o tiempo medio de reparación; corresponde al tiempo promedio que se tarda en recuperar la función después de haber ocurrido una falla.

Ecuación 3

$$MTTR = \frac{Tiempo\ total\ dedicado\ a\ reparaciones}{Número\ de\ fallas}$$

- Impacto por no producción; corresponde al costo de ineficiencia por hora en relación con la producción. Desarrollado en la Ecuación 1, del capítulo 1.
- Costos directos por falla; costos asociados al proceso de reparación, pudiendo ser de diversa índole, como; HH, insumos, repuestos, gastos logísticos, etc.
- Riesgo cuantitativo; presenta un enfoque en medir nivel de riesgo asociado a un evento.

Ecuación 4

$$Riesgo = Frecuencia\ de\ fallas * (MTTR * IMP.PROD + COSTOS\ DIRECTOS\ POR\ FALLA)$$

Tenemos que, al individualizar estos indicadores, nos podemos hacer una idea del impacto de ocurrir una falla, como también evidenciar las oportunidades de mejora y tomar decisiones estratégicas con el fin de mejorar disponibilidad y rendimiento.

En Tabla 3-11: Estimación de riesgo cuantitativo. se presenta el valor estimado al cual ese encuentra expuesto el departamento de mantenimiento ante la ocurrencia de fallas levantadas en el FMECA.

SISTEMA SUBSISTEMA	FALLA FUNCIONAL	MODOS DE FALLA	FRECUENCIA DE FALLAS	MTTR (LOG- EJEC-P EN MARCHA)	IMP. PROD. USD/hr	COSTOS DIRECTOS POR FALLA USD/falla	RIESGO CUANTITATIVO \$/año
SISTEMA DE CONTROL DEL TURBOGENERADOR	DESCONEXIÓN INTEMPESTIVA DE UNIDAD POR INCORRECTO CONTROL DE CARGA.	1.1.1 Ruptura de lazo de control	0,33	12	37545,4	1000	150.514,93
		1.1.2 Pérdida de presión de aceite hidráulico	0,33	36	37545,4	10000	453.878,13
		1.1.3 Desconexión de instrumentación	0,2	4	37545,4	2000	30.436,32
		1.1.4 Trabamiento de válvula en posición determinada	0,1	36	37545,4	30000	138.163,44
		1.1.5 Inestabilidad de carga por oscilación en válvulas de control	0,2	12	37545,4	5000	91.108,96
		1.1.6 Tiempo de respuesta excedido para el cierre de válvulas	0,1	36	37545,4	2000	135.363,44
	FILTRACIÓN POR ELONGACIONES, ROTURAS O DEFORMACIONES.	2.1.1 Rotura en cuerpo	0,1	24	37545,4	8000	90.908,96
		2.1.2 Rotura en pipping	0,5	8	37545,4	6000	153.181,60
		2.1.3 Filtración por empaques, sellos o prensas	0,5	12	37545,4	12000	231.272,40
	OPERACIÓN INADECUADA DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD	2.2.1 Trabamiento de trinquetes	0,1	18	37545,4	10000	68.581,72
		2.2.2 Pérdida de calibración de válvulas de seguridad	0,2	6	37545,4	15000	48.054,48
		2.2.3 Obstrucción presente en válvulas y/o silenciadores	0,1	24	37545,4	30000	93.108,96
		2.2.4 Deformación o degradación de resortes de válvulas de seguridad	0,166	48	37545,4	40000	307.029,87
	ESTIMACIÓN DEL COSTO TOTAL						1.991.603,21

Tabla 3-11: Estimación de riesgo cuantitativo.

Fuente: Elaboración Propia.

Al hacer el ejercicio de llevar a dinero las consecuencias de las posibles fallas funcionales, observamos que el riesgo cuantitativo de una suma cercana a los 2MM USD. Estos resultados en manos inexpertas, justificaría cualquier esfuerzo por mantener y evitar la ocurrencia de alguna falla, también propicia el caer en el sobre mantenimiento e incurrir en gastos innecesarios asignando frecuencias demasiado conservadoras. Por esto que el

equipo de implementación del RCM debe idealmente conocer el activo, estudiar el comportamiento o asesorarse con resultados en procesos o instalaciones similares o cualquier otra acción en búsqueda de información relevante.

3.2.5. Cuantificación de costos asociado al RCM.

Continuando con el análisis exhaustivo, se analiza cada modo de falla con el propósito de obtener el costo de implementación de sus tareas propuestas, esto se realiza por cada modo de falla hasta llegar a un valor global. Así, llegamos a un punto de partida o de referencia del presupuesto requerido, considerando un horizonte anual. Se explica en las siguientes ecuaciones;

- Presupuesto anual por actividad.

Ecuación 5

$$\text{Presupuesto anual} = (\text{Frecuencia de mantenimiento} * \text{N}^\circ \text{ personas} * \text{Horas de ejecución} * \text{Tarifa de especialidad}) + \text{Insumos}$$

- Horas de ejecución del plan propuesto.

Ecuación 6

$$\text{Horas de ejecución} = \text{Frecuencia de aplicación} * \text{HH de ejecución}$$

- Costo total del mantenimiento.

Ecuación 7

$$\text{Costos de Mantenimiento} = \Sigma (\text{Presupuesto anual por actividad a ejecutar})$$

Utilizando estas ecuaciones, llevamos los valores a la siguiente Tabla 3-1, obteniendo valores globales de costos.

SISTEMA	FALLA FUNCIONAL	MODOS DE FALLA	FRECUENCIA DE APLICACIÓN	Nº DE PERSONAS	HH EJECUCIÓN	TARIFA ESPECIALIDAD	COSTO HH	PRESUPUESTO ANUAL	COSTOS DE MANTENIMIENTO	RIESGO CUANTITATIVO
SISTEMA DE CONTROL DEL TURBOGENERADOR	DESCONEXIÓN INTEMPESTIVA DE UNIDAD POR INCORRECTO CONTROL DE CARGA.	1.1.1 Ruptura de lazo de control	12	2	72	\$ 36.84	\$2.652,6	\$ 2.652	\$ 384.632	\$ 150.515
		1.1.2 Pérdida de presión de aceite hidráulico	12	2	12	\$ 36.84	\$442,1	\$ 442,1	\$ 36.156	\$ 453.878
		1.1.3 Desconexión de instrumentación	12	3	10	\$ 36.84	\$36,8	\$ 36,8	\$ 445	\$ 30.436
		1.1.4 Trabamamiento de válvula posición determinada	1	1	1	\$ 36.84	\$36,8	\$ 442,1	\$ 445	\$ 138.163
		1.1.5 Inestabilidad de carga, oscilación en válvulas de control	1	1	1	\$ 36.84	\$36,8	\$ 442,1	\$ 445	\$ 91.109
		1.1.6 Tiempo de respuesta excedido para el cierre.	1	1	1	\$ 36.84	\$36,8	\$ 442,1	\$ 445	\$ 135.363
	FILTRACIÓN POR ELONGACIÓN, ROTURAS O DEFORMACIÓN.	2.1.1 Rotura en cuerpo	1	1	4	\$ 36.84	\$147,4	\$ 1.768	\$ 1.867	\$ 90.909
		2.1.2 Rotura en pipping	12	3	6	\$ 36.84	\$221,1	\$ 221,1	\$ 2.874	\$ 153.182
		2.1.3 Filtración por empaques, sellos o prensas	12	1	2	\$ 36.84	\$73,7	\$ 73,7	\$ 221	\$ 231.272
	OPERACIÓN INADECUADA DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD	2.2.1 Trabamamiento de trinquetes	12	1	12	\$ 36.84	\$442,1	\$ 442,1	\$ 5.747	\$ 68.582
		2.2.2 Pérdida de calibración de válvulas de seguridad	12	1	36	\$ 36.84	\$1.326,3	\$ 1.326	\$ 144.568	\$ 48.054
		2.2.3 Obstrucción presente en válvulas y/o silenciadores	1	1	1	\$ 36.84	\$36,8	\$ 442,1	\$ 445	\$ 93.109
		2.2.4 Deformación o degradación de resortes de válvulas de seguridad	12	3	72	\$ 36.84	\$2.652,6	\$ 2.652	\$ 193.642	\$ 307.030
		Estimación del costo del plan de mantenimiento							\$ 746.829	\$ 1.991.603

Tabla 3-12: Cuantificación de costos asociados al RCM.

Fuente: Elaboración Propia.

Hasta este punto, se ha evidenciado el riesgo cuantitativo y se ha propuesto un plan de acción para cada uno de ellos, sin embargo, como se mencionó, esto no precisamente es el resultado último. El proceso de implementación del RCM no finaliza en un documento con una única recomendación o conjunto de acciones a seguir.

En Tabla 3-12: Cuantificación de costos asociados al RCM., se muestra los modos de falla 1.1.1. Ruptura de lazo de control y 2.2.2 Pérdida de calibración de válvulas de seguridad, donde el costo del plan de mantenimiento sugerido supera el riesgo cuantitativo proyectado. Entonces, económicamente estos modos de falla no deberían ser considerados para la aplicación de algún plan de mantenimiento preventivo, sin embargo, se debe tener presente que ese modo de falla y su potencial impacto sigue latente, pudiendo sugerir alguna variante como el mantenimiento por oportunidad.

3.2 Análisis económico y rentabilidad.

Según lo mencionado y observado en Tabla 3-12: Cuantificación de costos asociados al RCM., al aplicar una política de mantenimiento preventivo, se espera incurrir en un nivel menor de gastos en comparación a probabilidad de ocurrencia de las fallas, previamente individualizadas en el FMECA. Es oportuno mencionar que, al evaluar cualquier proyecto, es inevitable centrar el análisis en el valor final, sin embargo, este planteamiento debe ser presentado de forma tal de poner en evidencia diversas variables por cada modo de falla versus su desempeño programado. En Tabla 3-12: Indicadores antes y después de aplicar RCM., se presenta una estimación de beneficio esperado al aplicar un plan de mantenimiento basado en RCM, respecto a variables como frecuencia de fallas y tiempo medio de reparación, el riesgo cuantitativo, estimación de riesgo esperado y por último el beneficio económico. Al presentar de manera clara y detallada estos indicadores se espera una aceptación del plan propuesto y que las observaciones sean de carácter mínima para quienes toman las decisiones finales.

		RIESGO ESTIMADO ANTES DEL RCM			BENEFICIO Y RIESGO ESPERADO AL IMPLANTAR RCM				
#	Modo de Falla	FREC FALLAS	MTTR (LOG-EJEC-P EN MARCHA)	RIESGO CUANTITATIVO \$/año	Costo directos anuales	FF ESPERADA f/año	MTTR * falla esperada/hora	Riesgo futuro esperado USD/año	Ahorro potencial USD/año
1.1.1	Ruptura de lazo de control	0,33	12	150.514,93	\$ 2.652,6	0,13	9,6	\$ 384.631,6	\$ -234.116,6
1.1.2	Perdida de presión de aceite hidráulico	0,33	36	453.878,13	\$ 442,1	0,13	28,8	\$ 36.156,0	\$ 417.722,1
1.1.3	Desconexión de instrumentación	0,20	4	30.436,32	\$ 442,1	0,08	3,2	\$ 445,2	\$ 29.991,1
1.1.4	Trabamiento de válvula en posición determinada	0,10	36	138.163,44	\$ 442,1	0,04	28,8	\$ 445,2	\$ 137.718,3
1.1.5	Inestabilidad de carga por oscilación en válvulas de control	0,20	12	91.108,96	\$ 442,1	0,08	9,6	\$ 445,2	\$ 90.663,8
1.1.6	Tiempo de respuesta excedido para el cierre de válvulas	0,10	36	135.363,44	\$ 442,1	0,04	28,8	\$ 445,2	\$ 134.918,3
2.1.1	Rotura en cuerpo	0,10	24	90.908,96	\$ 1.768,4	0,04	19,2	\$ 1.866,7	\$ 89.042,3
2.1.2	Rotura en pipping	0,50	8	153.181,60	\$ 221,1	0,20	6,4	\$ 2.873,7	\$ 150.307,9
2.1.3	Filtración por empaques, sellos o prensas	0,50	12	231.272,40	\$ 73,7	0,20	9,6	\$ 221,1	\$ 231.051,3
2.2.1	Trabamiento de trinquetes	0,10	18	68.581,72	\$ 442,1	0,04	14,4	\$ 5.747,4	\$ 62.834,4
2.2.2	Pérdida de calibración de válvulas de seguridad	0,20	6	48.054,48	\$ 1.326,3	0,08	4,8	\$ 144.568,4	\$ -96.513,9
2.2.3	Obstrucción presente en válvulas y/o silenciadores	0,10	24	93.108,96	\$ 442,1	0,04	19,2	\$ 445,2	\$ 92.663,8
2.2.4	Deformación o degradación de resortes de válvulas de seguridad	0,17	48	307.029,87	\$ 2.652,6	0,07	38,4	\$ 193.642,1	\$ 113.387,8

Tabla 3-12: Indicadores antes y después de aplicar RCM.

Fuente: Elaboración Propia.

La Tabla 3-12: Indicadores antes y después de aplicar RCM., evidencia el ahorro potencial proyectado al implementar el presente plan de mantenimiento basado en RCM. Es importante mencionar que fueron omitidos indicadores de costos como; impacto directo por falla, el impacto a la producción por hora, la penalización por hora de reparación y el impacto en la salud, medioambiente y seguridad ocupacional, siendo estos detallados en el desarrollo del FMECA, dado que no son controlables por la metodología RCM y fueron omitidos para simplificar la tabla comparativa.

Se proyecta que al aplicar el conjunto de mejoras a raíz de la implantación del RCM, una reducción del 20% en el indicador del tiempo medio de reparación (MTTR), debido a la estandarización de procedimientos, los planes preventivos a su vez contribuyen a agilizar procesos tales como de gestión de insumos, repuestos logística y variables como la eficacia en la utilización de HH entre otras. La proyección de las fallas esperadas (FF), también se estima una disminución del orden del 60 % tras adoptar las mejoras sugeridas en el RCM, justificado la aplicación de técnicas mantenimiento a condición, y la periodicidad de inspecciones sobre los activos.

En Tabla 2-5: Funciones y fallas funcionales., se identifica 13 modos de falla, 5 de estos representan el 58% de la totalidad de riesgo (1.1.1 – 1.1.2 – 2.1.2 – 2.1.3 – 2.2.4), siendo estos malos actores identificados por el departamento de mantenimiento, incluso antes de cualquier estudio. Los resultados de la proyección del RCM indican una reducción, representando esta vez el 47% del total proyectado.

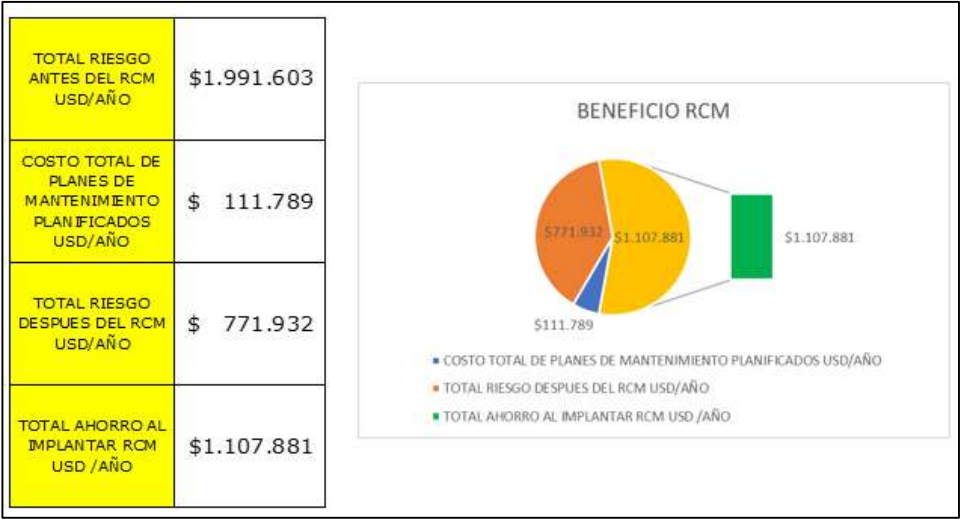


Gráfico 3-2: Beneficio esperado del RCM.

Fuente: Elaboración Propia.

Al analizar datos del Gráfico 3-2: Beneficio esperado del RCM., se puede decir que la reducción de costes al implementar el RCM es considerable. El costo total de los planes de mantenimiento es muy bajo en consideración al beneficio esperado. Esto habla de la criticidad del sistema bajo análisis y la importancia de identificar claramente los malos actores dentro de un proceso productivo. Si bien las fallas para este sistema son de un costo elevado, este es determinado en su mayoría por el impacto de no producción y respectivas penalizaciones. Mientras que la reparación reviste un costo significativamente menor, evidenciado en este estudio.

3.2.1 Impacto en la disponibilidad.

Se espera que la disponibilidad de una central termoeléctrica sea elevada, de acuerdo con lo expuesto en el CAPÍTULO 1: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL., en relación con las exigencias del coordinador eléctrico nacional y considerando el estándar de la industria. Entonces, el departamento de mantenimiento asigna metas sobre el 97% al sistema bajo estudio.

Para el cálculo de la disponibilidad, se utilizará la siguiente fórmula:

Ecuación 8

$$A = \frac{TTO - TTR}{TTO} * 100$$

Dónde:

TTO: Tiempo Total Operativo en horas

TTR: Tiempo de reparación en horas

Nota: Cada uno de estos valores se analizarán en un periodo anualizado.

El tiempo de reparación anual es un dato que se puede calcular a través del FMEA, gracias a los históricos de falla, la fórmula para obtener el cálculo es la siguiente:

Ecuación 9

$$TTR = \sum_{i=1}^n (FF_i * TTR \text{ por falla}_i)$$

Dónde:

FFi = Frecuencia de Fallas del modo de falla i ocurridas en el año.

TTR por falla i = Tiempo de Reparación para el modo de falla i.

i = Cada modo de falla identificado en el FMECA.

n = número total de modos de falla considerados.

De acuerdo con CAPÍTULO 1: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL. para el caso de estudio se considera un periodo de reparaciones generales de 21 días, por tanto, se considera los siguientes datos;

- Días trabajados: 343 [d].
- Horas trabajadas por día: 24 [h].

Entonces, el tiempo total operativo corresponde al periodo donde el sistema está disponible para cumplir sus funciones. Se calcula multiplicando la cantidad de días por las horas programadas para operar.

$$TTO = 343 [d] * 24 \frac{h}{d} \approx 8250 [h].$$

El sistema se proyecta para estar disponible para operar 8250 [h] al año. De acuerdo con esto, se contrastará el valor actual de disponibilidad con el valor proyectado al implementar mejoras sugeridas en el proceso de implantación del RCM.

#	Modo de Falla	FREC FALLAS	MTTR (LOG-EJEC-P EN MARCHA)	MTTR TOTAL sin RCM	FF ESPERADA f/año	MTTR * falla esperada/hora	MTTR TOTAL con RCM
1.1.1	Ruptura de lazo de control	0,33	12	276	0,13	9,6	221
1.1.2	Perdida de presión de aceite hidráulico	0,33	36		0,13	28,8	
1.1.3	Desconexión de instrumentación	0,20	4		0,08	3,2	
1.1.4	Trabamiento de válvula en posición determinada	0,10	36		0,04	28,8	
1.1.5	Inestabilidad de carga por oscilación en válvulas de control	0,20	12		0,08	9,6	
1.1.6	Tiempo de respuesta excedido para el cierre de válvulas	0,10	36		0,04	28,8	
2.1.1	Rotura en cuerpo	0,10	24		0,04	19,2	
2.1.2	Rotura en pipping	0,50	8		0,20	6,4	
2.1.3	Filtración por empaques, sellos o prensas	0,50	12		0,20	9,6	
2.2.1	Trabamiento de trinquetes	0,10	18		0,04	14,4	
2.2.2	Pérdida de calibración de válvulas de seguridad	0,20	6		0,08	4,8	
2.2.3	Obstrucción presente en válvulas y/o silenciadores	0,10	24		0,04	19,2	
2.2.4	Deformación o degradación de resortes de válvulas de seguridad	0,17	48		0,07	38,4	

Tabla 3-13: Comparativa de disponibilidad.

Fuente: Elaboración Propia.

Con la data obtenida se procede al cálculo de la disponibilidad, dato imprescindible para tomar decisiones o evaluar el estado actual de cualquier activo.

Disponibilidad sin RCM	Disponibilidad con RCM
$A = \frac{8250 [h] - 276}{8250 [h]} * 100$	$A = \frac{8250 [h] - 221}{8250 [h]} * 100$
$A = 96,6$	$A = 97,3$

Tabla 3-14: Cálculo y comparativa de disponibilidad.

Fuente: Elaboración Propia.

La disponibilidad del sistema se vio incrementada en 0,7 puntos porcentuales, este valor a simple vista es mínimo, sin embargo, equivale a 51 [h] de operación y representa una mayor confiabilidad operacional, habiendo disminuido los tiempos de salidas forzadas, mantenimientos no programados y sus elevados costos. El resultado es un mayor retorno monetario.

En Tabla 3-15: Resumen comparativo antes / después del RCM., se presenta una comparativa considerando el estado previo y posterior a la implementación del RCM, con el objetivo de evidenciar los valores esperados en el desempeño del sistema bajo estudio.

ESTADO DEL SISTEMA ANTES DEL RCM								ESTADO AL IMPLEMENTAR RCM								
#	FREC FALLAS	FF total año	MTTR	MTTR TOTAL sin RCM	RIESGO USD/año	TOTAL RIESGO	DISPONIBILIDAD	Costo directos anuales	TOTAL Costos anuales	FF ESPERADA A f/año	FF total año	MTTR falla esperada / hora	MTTR TOTAL con RCM	RIESGO FUTURO USD/año	TOTAL RIESGO CON RCM	DISPONIBILIDAD
1.1.1	0,33	2,93	12	276	150.515	\$1,99 MMUSD	96,6%	\$ 2.652,6	\$0,111 MMUSD	0,13	1,17	9,6	221	\$ 384.632	\$0,771 MMUSD	97,3%
1.1.2	0,33		36		453.878			\$ 442,1		0,13		28,8		\$ 36.156		
1.1.3	0,20		4		30.436			\$ 442,1		0,08		3,2		\$ 445		
1.1.4	0,10		36		138.163			\$ 442,1		0,04		28,8		\$ 445		
1.1.5	0,20		12		91.109			\$ 442,1		0,08		9,6		\$ 445		
1.1.6	0,10		36		135.363			\$ 442,1		0,04		28,8		\$ 445		
2.1.1	0,10		24		90.909			\$ 1.768,4		0,04		19,2		\$ 1.867		
2.1.2	0,50		8		153.182			\$ 221,1		0,20		6,4		\$ 2.873		
2.1.3	0,50		12		231.272			\$ 73,7		0,20		9,6		\$ 221		
2.2.1	0,10		18		68.582			\$ 442,1		0,04		14,4		\$ 5.747		
2.2.2	0,20		6		48.054			\$ 1.326,3		0,08		4,8		\$ 144.568		
2.2.3	0,10		24		93.109			\$ 442,1		0,04		19,2		\$ 445		
2.2.4	0,17	48	307.030	\$ 2.652,6	0,07	38,4	\$ 193.642									

Tabla 3-15: Resumen comparativo antes / después del RCM.

Fuente: Elaboración Propia.

3.3 Sensibilización basada en propuesta de escenarios.

Por último, es recomendable analizar o proponer escenarios que nos ayuden a tomar decisiones ajustadas a cada realidad, esto propicia la tom decisiones acertadas, estratégicas, con responsabilidad y adaptadas a las condiciones técnicas y económicas del departamento de mantenimiento y la unidad de negocio. Esto nos permite:

- Evaluar riesgos operativos y financieros. El sistema de control del turbogenerador se encarga de mantener las condiciones operacionales, de calidad de servicio y de seguridad dentro del proceso de generación. Ante la disyuntiva de realizar mantenimiento preventivo completo o aplicar solo acciones correctivas mínimas, el ejercicio de analizar escenarios ayuda a valorizar el impacto que cada opción tendría sobre la confiabilidad del sistema, los posibles tiempos de parada no programada y el costo a largo plazo por fallas.
- Optimizar el uso del presupuesto. Generalmente en las empresas, los recursos son limitados, por ello proponer alternativas permite comparar costos y beneficios, priorizando lo que ofrece mayor retorno o evita pérdidas mayores por indisponibilidad, por impacto en la seguridad o medio ambiente.
- Sustentar técnica, económica y estratégicamente la decisión. La formulación de escenarios facilita justificar las decisiones ante instancias superiores (gerencias, auditorías, entes reguladores), mostrando que se evaluaron distintas posibilidades y que la elección se basa en criterios técnicos, económicos y de seguridad.

Al evaluar opciones, los responsables pueden tomar una decisión más alineada con los objetivos de confiabilidad operativa y eficiencia económica.

3.2.1. Planteamiento de escenarios.

En esta sección se evaluarán alternativas con el objetivo estar preparados o considerar escenarios futuros, explorar opciones o simplemente reducir la incertidumbre, en busca de fortalecer la capacidad de adaptación del departamento de mantenimiento y competitividad de la organización. Las alternativas estratégicas, según (Sapag Sapag, 2008), representan distintas rutas posibles que deben ser evaluadas cuidadosamente antes de tomar una decisión. Los escenarios se describen a continuación;

3.3.1 Plan actual; punto de partida para el presente trabajo, evidencia fallas que llegan a afectar negativamente la eficiencia, costos y confiabilidad. Se observa un enfoque reactivo al presentarse fallas que han provocado detenciones no programadas y costos no presupuestados, también, fallas menores de carácter repetitivas. Su costo de ineficiencia se estima del orden de los 2MM USD, se desarrolla en Tabla 3-11: Estimación de riesgo cuantitativo.

3.3.2 Escenario A: Asigna recursos al sistema de aceite de control del turbogenerador (Falla funcional 1.1.2 Pérdida de presión de aceite hidráulico, de acuerdo con Tabla 3-12: Cuantificación de costos asociados al RCM.), esta falla funcional representa el 23% del impacto económico total. Tareas simples, como prueba de partida semanal de bombas de aceite hidráulico, inspección diaria, análisis de vibraciones, entre otras. En resumen, asignando recursos del orden de los 36.000 USD, se espera un beneficio cercano a los 420.000 USD al presupuesto anual.

- 3.3.3 Escenario B: Contempla el escenario A en su totalidad y agrega tareas relacionadas con fallas repetitivas, alto impacto económico y de relativamente sencillo tratamiento y de bajo costo global para implementar (Fallas funcionales 1.1.1 - 1.1.2 - 2.1.1 - 2.1.2 – 2.2.4 de acuerdo con Tabla 3-12: Cuantificación de costos asociados al RCM.) esta selección de fallas representa el 58% del impacto económico total. Tareas tales como revisión de lazo de control en busca de desviaciones, ensayos no destructivos e inspecciones visuales a diversos elementos dentro del sistema tanto hidráulico, circuito de vapor principal y elementos del piping general. Se estiman recursos del orden de los 879.541 USD, se espera un beneficio de 1.112.062 USD al presupuesto anual.
- 3.3.4 Escenario C: Este escenario sigue recomendaciones enfocadas en seleccionar modos de falla que presenten en su conjunto un impacto económico considerable, (Fallas funcionales 1.1.2 - 1.1.4 - 2.1.2 - 2.1.3 – 2.2.4 de acuerdo con Tabla 3-12: Cuantificación de costos asociados al RCM.) esta selección de fallas representa el 64% del impacto económico total. Su costo de implementación se estima del orden de los 750.000 USD, esperando un beneficio de 1.250.000 USD.

En Tabla 3-16: Escenarios propuestos. se presenta una comparativa de los escenarios respecto al plan actual.

	Plan Actual Sin RCM	Escenario A	Escenario B	Escenario C
		Plan Propuesto con RCM	Plan Propuesto con RCM	Plan Propuesto con RCM
Nº de fallas esperadas anuales	2,93	2,60	1,50	1,33
Horas de ejecución de plan de Mto preventivo (h)	0	24	260	136
Disponibilidad anual (%)	96.65%	96.89%	96.98%	97,05%
Indisponibilidad anual (%)	3,35%	2,91%	1,79%	1,65%
Costo Ineficiencia USD/añual	\$ 1.991.603	\$ 1.537.725	\$ 836.090	\$ 708.078
Costo de MO (USD/Año)	\$ -	\$442	\$ 7.737	\$ 3.832
Costo de Materiales (USD/Año)	\$ -	\$ 35.714	\$ 35.714	\$ 35.714
Costo MO + Mat + Serv (USD/año)	\$ -	\$ 36.156	\$ 43.451	\$ 39.546
COSTO GLOBAL	\$ 1.991.603	\$ 1.573.881	\$ 879.541	\$ 747.624
BENEFICIO USD	0	\$ 417.722	\$ 1.112.062	\$ 1.243.980

Tabla 3-16: Escenarios propuestos.

Fuente: Elaboración Propia.

Observaciones;

- La primera columna, “Plan actual sin RCM” evidencia el riesgo potencial al cual se encuentra sujeto el departamento de mantenimiento. La indisponibilidad presenta un valor de 3.35%.
- El escenario A se encuentra enfocado en asignar recursos al modo de falla que representa un mayor impacto económico. La disponibilidad aumenta un 0.44%.
- El escenario B presenta un menor costo global, sin embargo, este se determina, casi en su totalidad por el costo de ineficiencia, al igual que el escenario A. Dejando un alto grado de incertidumbre. La disponibilidad aumenta un 1.56% respecto al plan sin RCM.
- El escenario C se propone asignar recursos a actividades que representen un impacto económico elevado. Se espera un aumento de disponibilidad de 1.7% respecto al plan sin RCM.

El planteamiento de escenarios surge de la necesidad de utilizar de forma eficaz el presupuesto anual para el departamento de mantenimiento y por consiguiente ser competitivo dentro de la cambiante industria energética nacional.

3.3.5 Comparativa y resultados de la sensibilización.

A partir de este punto, ya tenemos en mano datos que nos facilitan la interpretación de resultados, en Tabla 3-16 se determina que el escenario C, presenta un rendimiento comparativamente mayor a los otros dos escenarios bajo análisis. La indisponibilidad se reduce significativamente, esperando que no haya salidas por curso forzoso. Como se mencionó en el CAPÍTULO 1: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL, la unidad cuenta con periodos de reparaciones generales anuales, donde se contemplan tareas de mantenimiento a diversos activos, por lo que el tiempo fuera de servicio al aplicar el RCM se espera que sea cero. Las tareas contempladas, en su mayoría son de búsqueda de falla, partida de equipos en paralelo e inspecciones con equipos en servicio, cabe destacar que existe un alto grado de redundancia en los equipos asociados al sistema de control del turbogenerador. Por otro lado, las tareas sugeridas en RCM tienen una periodicidad anual, para coincidir tiempos asociados al periodo de reparaciones generales. Tareas como; medición de espesores en cañerías, elongaciones en vástagos o deformaciones en cuerpo de válvulas, ensayos no destructivos, etc. Según lo expuesto, se sugiere programar tareas para realizar mantenimiento por oportunidad a equipos que el sistema lo permita.

En resumen, como se muestra en el Gráfico 3-3, el escenario C presenta un impacto inferior a los otros escenarios planteados, dado la reducción del costo de ineficiencia al seleccionar tareas acordes al contexto operacional único del sistema bajo análisis.

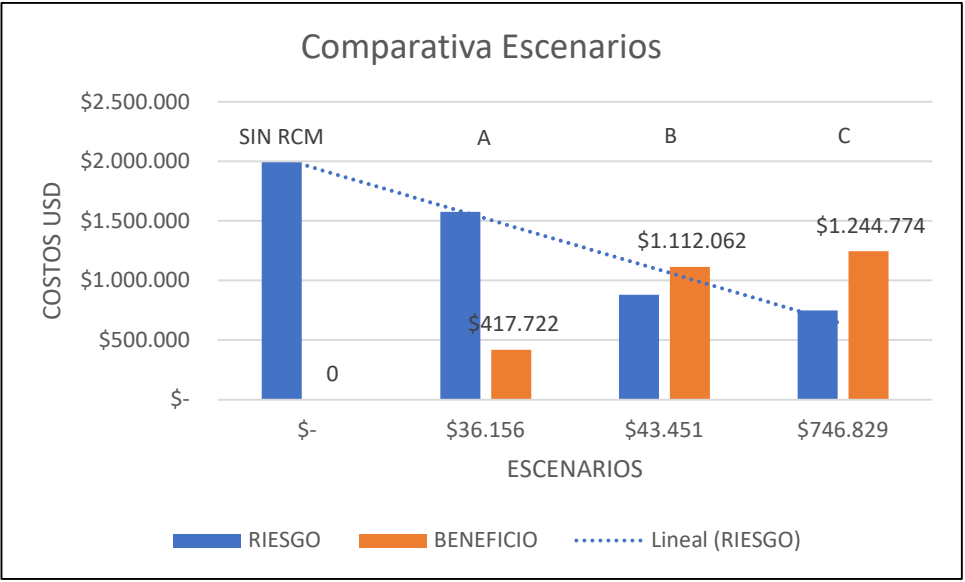


Gráfico 3-3: Comparación de escenarios.
Fuente: Elaboración Propia.

3.5. RECOMENDACIONES.

En el desarrollo de este trabajo, se recolecta información relevante para establecer un caso de estudio, según lo expuesto en la primera parte del desarrollo, es recomendable obtener datos confiables y asesorarse con personal directamente relacionado con equipos o sistemas bajo análisis, de ellos se extrae datos y oportunidades de mejora de toda índole.

La implementación de la metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad busca la reducción de variables que impactan negativamente en los resultados sobre una unidad de negocio. Aun que en este caso se aprecian como valores menores, representan una mejora significativa al llevar estos valores a dinero.

El proceso de implementar nuevas formas de hacer las cosas generalmente encuentra con el rechazo a lo desconocido, por lo cual es recomendable desarrollar una línea de trabajo paralela con relación a la gestión del cambio, esto es; preparar, concientizar, hacer partícipe, capacitar y empoderar al personal.

La propuesta de escenarios ayuda a sensibilizar la propuesta, si bien se encontraron los malos actores del sistema, esto no quiere decir que haya la disposición de parte de la gerencia a invertir o cambiar la manera de hacer las cosas. A su vez, el escenario C cuenta con prestaciones atractivas debido a una reducción significativa del presupuesto, sin embargo, se debe analizar oportunidades de mejoras de cualquier índole, por ejemplo; dado que las actividades de inspecciones y búsqueda de falla presentan un costo menor en comparación a las actividades de restitución cíclica (que involucran un alto costo de repuestos y representan la línea crítica del mantenimiento en periodo de reparaciones generales), se puede generar variantes con horizontes de tiempo mayores a los actuales. Considerando lo mencionado en el CAPÍTULO 1: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL, la matriz energética se encuentra sometida a diversos cambios, uno de ellos es la irrupción de energía proveniente de fuentes renovables, esto hace que las unidades térmicas no sean despachadas con la periodicidad acostumbrada. Entonces las horas de operación decaen significativamente, generando nuevas oportunidades de reducción de costos. En Gráfico 3-4: Fuentes de energía en Chile 2018 - 2024. se muestra la evolución de las fuentes de generación de energía en el territorio nacional, donde se aprecia una reducción significativa de la participación de las tecnologías en base a carbón.

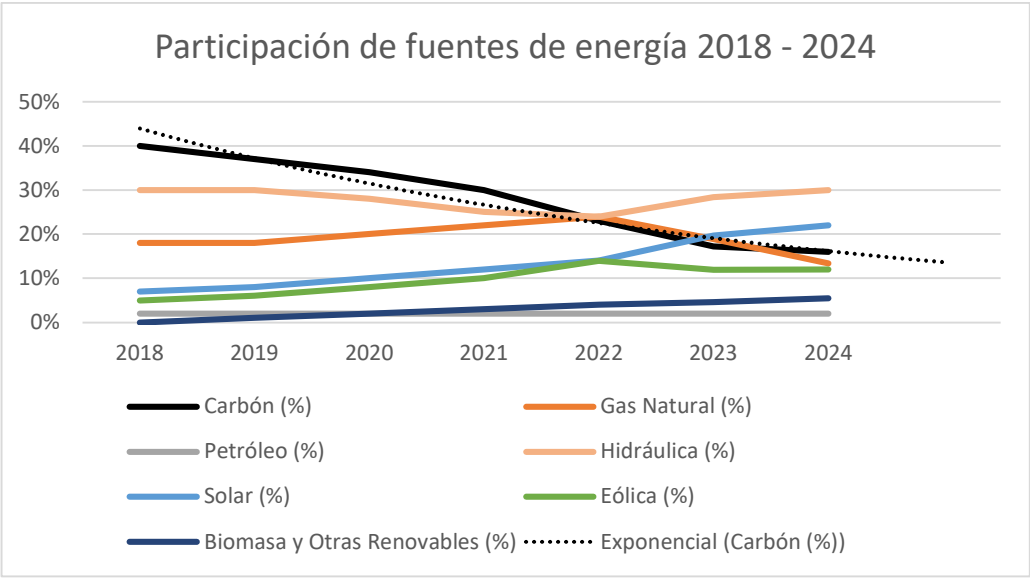


Gráfico 3-4: Fuentes de energía en Chile 2018 - 2024.

Fuente: Generadoras Chile, Acera Energía y Global Energy Monitor. Elaboración Propia.

Entonces, la sugerencia ahora es ser cauto en el uso del presupuesto y estar atento a los cambios en los escenarios energéticos mediante las estimaciones de demandas de energía.

CONCLUSIONES

Las unidades de generación de energía eléctrica son fundamentales para el desarrollo del país, una matriz energética variada es capaz de proveer estabilidad al sistema interconectado. Conocer el contexto operacional de cada equipo o sistema, junto a la recopilación y análisis de la información técnica es crucial para armar un caso de estudio que integre variables operacionales, técnicas versus el desempeño del mercado dende se desenvuelve, para determinar, por ejemplo, el impacto de no producción.

Otro punto para destacar es que aún una empresa con elevados estándares de trabajo puede caer en obviar pequeñas averías con un alto impacto económico, sólo salen a la vista al realizar un estudio sin tanto detalle, sólo recopilar datos como cantidad de averías y el costo de cada una de ellas, evidenció los problemas que dieron pie a este caso de estudio. El grafico de dispersión logarítmica determinó fallas con un alto impacto monetario, a su vez comportamiento cíclico o potencialidad de volverse crónicos. En otras palabras, los lideres de áreas mantienen un enfoque en mantener EL sutilezas como fallas

repetitivas que terminan siendo un mal actor para el departamento y, por consiguiente, para toda la empresa.

Complementando la idea anterior, no basta con evidenciar fallas repetitivas y anteponerse a ellas generando planes de mantenimiento, es recomendable segregar hasta determinar sistemas críticos, priorizando por la afectación a los resultados esperados, el potencial impacto a las personas y el medioambiente, en este punto la metodología de análisis de modos de fallas, efectos y criticidad ayudó a determinar sus funciones primarias y funciones secundarias, determinar si es recomendable o no realizar mantenimiento o simplemente reemplazo de partes y piezas, listar posibles modos de fallas y proponer tareas para aminorar el impacto de cada una de ellas. Todo esto con el fin último de elevar la confiabilidad del sistema.

Mediante un estudio técnico y económico se determina costos globales y el beneficio esperado al aplicar las mejoras o los planes de mantenimiento propuestos. También en este punto se generan escenarios para ayudar a tomar la mejor decisión en cuanto a costos globales.

Por último, se logra evidenciar el alcance de aplicación del RCM, en la industria es relevante contar con profesionales que cuenten con la expertiz y habilidades para gestionar eficientemente los recursos de cualquier índole, ya sea humanos, materiales, tangibles e intangibles.

BIBLIOGRAFÍA

- AES Andes. (2022). Memoria Anual Integrada. *Memoria Anual Integrada 2022*. Chile.
- American Petroleum Institute (API). (2020). API Standard 612: Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries—Steam Turbines—Special-Purpose Applications.
- ASME. (2007). OM/S/G Operación y mantenimiento de sistemas mecánicos en plantas de poder. USA.
- Cámara de diputados. (2018). BOLETIN 13196-12. *Prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales termoeléctricas a carbón*, 1-8.
- Cengel - Boles. (19 de 09 de 1989). *Termodinámica* (Vol. Edición 7).
- CNE Chile. (2017). NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO.
- Comisión nacional de energía. (Sep de 2020). Norma técnica de seguridad y calidad de servicio. *NTS y SC*. Chile.
- F Ballesteros Robles. (2016). Errores típicos en la interpretación de la Curva P-F.
- Generadoras.cl*. (2021). Obtenido de <https://generadoras.cl/tipos-energia/energia-termica>
- Huneus*, C. (2007). Argentina y Chile: el conflicto del gas,. *Estudios Internacionales* 158, 179-212.
- ISO 14224. (2016). *ISO 14224*.
- ISO 55001. (2014). Sistema de gestion de activos.
- John Moubray. (1991). RCM Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.
- ONU, N. (2018). *news.un.org/es/*. Obtenido de <https://news.un.org/es/>
- Parra y Crespo. (2008). Válvula de cierre rápido B a turbina de alta presión.
- Parra y Crespo. (2012). *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada a la Gestión de Activos* (Versión 2 ed., Vol. Capítulos I y II).
- SAE JA 1011. (1999). Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. 4-6.
- SAE JA 1012. (2002). A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard.
- Sapag Sapag. (2008). Preparación y evaluación de proyectos.

Viveros - Kristjanpoller. (2013). Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo.

Anexo 1: Heat Balance Diagram.

