

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“AUTOMATIZACIÓN CON APLICACIONES WEB (WEB APP) DEL
PROCESO DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD
(RCM) PARA FACILIDADES HIDROMECAÑICAS”**

**AUTOMATIZACIÓN CON WEB APP, DEL PROCESO RCM PARA
UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO**

DARÍO GABRIEL HERRERA POZO

dario.herrera01@epn.edu.ec

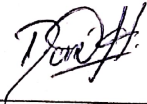
DIRECTOR: ING. Álvaro Gonzalo Xavier Aguinaga Barragán, Ph.D.

alvaro.aguinaga@epn.edu.ec

DMQ, AGOSTO 2023

CERTIFICACIONES

Yo, DARÍO GABRIEL HERRERA POZO, declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



Darío Gabriel Herrera Pozo

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por DARÍO GABRIEL HERRERA POZO, bajo mi supervisión.



ING. Álvaro Gonzalo Xavier Aguinaga Barragán, Ph.D

DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el producto resultante del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.



Darío Gabriel Herrera Pozo



ING. Álvaro Gonzalo Xavier Aguinaga Barragán, Ph.D.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo con profunda humildad y gratitud, como resultado de mi esfuerzo y sacrificio a todas las personas quienes me han brindado su apoyo lo largo de este proceso. Mi reconocimiento a mi familia, en especial a mi madre, amigos y compañeros, quienes han sido un pilar fundamental en la consecución de esta importante meta. Gracias totales a todos ustedes, por dejar una huella imborrable en mi camino.

AGRADECIMIENTO

Aquí termina esta larga y maravillosa etapa académica, repleta de desafíos y aprendizaje. Es por ello que quiero expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que han tenido un papel importante a lo largo de este camino.

En primer lugar, agradezco con Dios por tenerme aquí y por permitirme disfrutar de este logro alcanzado.

A mi madre, quien ha sido mi principal motor que me ha motivado e impulsado a superar retos y perseguir mis metas. Gracias por estar siempre a mi lado en cada paso de mi formación académica, por su apoyo incondicional e inquebrantable amor en mí.

A todos mis compañeros y amigos que fueron parte de este importante capítulo de mi vida, y por acompañarme en cada una de nuestras aventuras.

Quiero extender mi profundo reconocimiento a la Escuela Politécnica Nacional, a mis profesores, por contribuir en mi formación y especialmente a mi director de TIC Álvaro Aguinaga. Su constante orientación, paciencia y dedicación ha sido fundamental para el éxito en la realización de mi trabajo de integración curricular.

Darío.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
RESUMEN.....	IX
ABSTRACT	X
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general	2
1.2 Objetivos específicos.....	2
1.3 Alcance.....	2
1.4 Marco teórico.....	4
1.4.1 ¿Qué es Mantenimiento?.....	4
1.4.2 Evolución del mantenimiento	4
1.4.3 Generaciones del mantenimiento	4
1.4.4 Tipos de Mantenimiento	5
1.4.5 Confiabilidad Operacional.....	6
1.4.6 Procesos de desgaste y falla	7
1.4.7 Diagrama de Pareto.....	12
1.4.8 Diagrama de Ishikawa	13
1.4.9 Análisis de Causa Raíz (RCA).....	14
1.4.10 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)	14
1.4.11 Contexto Operacional	19
1.4.12 Diagrama EPS.....	19
1.4.13 Funciones y Estándares de los ISED's	20
1.4.14 Análisis Modal de Falla y Efecto (AMFE)	21
1.4.15 Selección de Tareas	26

1.4.16	Plan de Mantenimiento Óptimo.....	28
2	METODOLOGÍA.....	29
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	41
3.1	Resultados	41
3.2	Conclusiones.....	47
3.3	Recomendaciones.....	48
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	49

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Parámetros Operativos de la confiabilidad Operacional	7
Figura 1.2 Diagrama de Pareto	12
Figura 1.3 Diagrama de Ishikawa.....	13
Figura 1.4 Desarrollo del enfoque de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.....	16
Figura 1.5 Pasos para implementación del RCM	18
Figura 1.6 Diagrama de entradas, procesos y salidas (EPS)	19
Figura 1.7 Modo de falla funcional de los ISED's	22
Figura 2.1 Diagrama de entradas, procesos y salidas de la central hidroeléctrica Delsitanisagua	32
Figura 2.2 Lista desplegable de causas directas relacionado al modo de falla.....	35
Figura 2.3 Lista de desplegable de diagnósticos.....	36
Figura 2.4 Base de datos para causas de falla de los ISED's.....	36
Figura 2.5 Lista desplegable de la frecuencia de falla	38
Figura 2.6 Lista desplegable de la gravedad de falla	38
Figura 2.7 Lista desplegable de la detectabilidad de la falla.....	39
Figura 2.8 Página principal de Herramientas Web RCM	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Las 7 preguntas fundamentales del RCM.....	17
Tabla 1.2 Índice de gravedad de falla	24
Tabla 1.3 Índice de frecuencia de falla.....	25
Tabla 1.4 Índice de detectabilidad.....	25
Tabla 2.1 Formato de Contexto Operacional de la planta	31
Tabla 2.2 Formato para la definición de los ISED's	33
Tabla 2.3 Formato para Funciones y Modos de falla.....	34
Tabla 2.4 Formato para cadena de causas de falla y solución	37
Tabla 2.5 Formato para el análisis modal de falla y efecto (AMFE).....	39
Tabla 2.6 Formato para aplicar correctivos AMFE	40
Tabla 2.7 Formato para la implementación del plan de mantenimiento óptimo	40
Tabla 3.1 Desarrollo de la plantilla para el contexto operacional aplicado a la Central Hidroeléctrica Delitanisagua	41
Tabla 3.2 Desarrollo de la plantilla de definición de cada ISED.....	42
Tabla 3.3 Desarrollo de la plantilla de las funciones y modos de fallas correspondiente a la unidad de generación de la central	43
Tabla 3.4 Plantilla del Análisis Modal de Falla y Efecto (AMFE), con los índices de prioridad de riesgo y correctivos.	44
Tabla 3.5 Desarrollo de plantilla con las tareas optimas de mantenimiento.....	45

RESUMEN

El presente Trabajo de Integración Curricular (TIC) tiene como objetivo implementar una aplicación web para simplificar y automatizar el proceso de Mantenimiento basado en Confiabilidad (RCM) aplicado a la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua. La implementación de la web app mejorará la planificación y elaboración del plan de mantenimiento, aumentando la seguridad y confiabilidad operativa de las instalaciones, sistemas, equipos y dispositivos de la central reduciendo así los costes asociados al mantenimiento.

La parte fundamental en una central hidroeléctrica es la unidad de generación, la cual es altamente compleja y crítica. La eficiencia y confiabilidad de sus equipos o sistemas son cruciales para mantener la producción de energía estable. El mantenimiento desempeña un papel vital para garantizar un funcionamiento óptimo y alargar el ciclo de vida de los activos. Por ello, se aplica el proceso RCM, un enfoque sistémico para determinar los modos de fallo y aplicar estrategias de mantenimiento.

De manera que se analiza e identifica los distintos modos de falla comunes para cada uno de los sistemas o equipos de la unidad de generación eléctrica. Para abordar estos fallos, se presentan las posibles soluciones específicas para prevenirlos. Por último, se desarrollará e implementará una web app basada en Google Sheets, para automatizar el proceso RCM.

La aplicación web brinda múltiples funcionalidades entre ellas, el registro de datos de mantenimiento y fallos, actividades de mantenimiento, acceso a la biblioteca de soluciones propuestas. Esta herramienta proporciona una interfaz intuitiva que puede ser usada por cualquier usuario para simplificar la toma de decisiones y gestionar eficazmente estrategias de mantenimiento del proceso RCM para cada una de las instalaciones, sistemas, equipos y dispositivos ISED's de la central hidroeléctrica.

PALABRAS CLAVE: Mantenimiento basado en Confiabilidad (RCM), contexto operacional, aplicación web, automatizar, central hidroeléctrica, fallo, unidad de generación, ISED's

ABSTRACT

The objective of this Curricular Integration Work (TIC) is to implement a web application to simplify and automate the process of Reliability Based Maintenance (RCM) applied to the Delsitanisagua Hydroelectric Plant. The implementation of this web application will improve the planning and elaboration of the maintenance plan, improve the reliability and operational availability of the plant's facilities, systems, equipment, and devices, thus reducing maintenance costs.

In the operational context of the hydroelectric power plant is the fundamental part that depends on the highly complex and critical generating unit, due to the operating environment the efficiency and reliability of its equipment or systems are crucial to maintain stable energy production. Maintenance plays a vital role in ensuring optimal operation of equipment and systems. This is why the RCM process is used, a systematic approach to identifying failure modes and applying maintenance strategies.

This involves analyzing and identifying the various common failure modes for each of the systems and equipment in the power generation unit. To address these failures, specific solutions are presented to prevent failures. Finally, a web application based on Google Sheets will be developed and implemented to automate the RCM process.

The web application provides several functionalities, among which the registration of maintenance data and failures, maintenance activities, access to the library of proposed solutions. This tool provides an intuitive interface to be used by any user to simplify decision making and effectively manage maintenance strategies for the RCM process for each of the facilities, systems, equipment and ISED's of the hydroelectric plant.

KEYWORDS: Reliability Based Maintenance (RCM), operational context, web application, automate, hydroelectric power plant, failure, generating unit, ISED's

1 INTRODUCCIÓN

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

Según Moubray (1997), el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad también conocido como RCM se basa, en detectar posibles modos de fallo que pueden afectar esas funciones además de establecer estrategias de mantenimiento para evitar o minimizar esos fallos con ello se busca asegurar la fiabilidad y disponibilidad en los equipos (Moubray, 1997). El RCM fue desarrollado durante los años 60 y 70, se creó como un proceso para ayudar a las empresas a establecer mejores estrategias de mantenimiento para mejorar el rendimiento de los sistemas y gestionar adecuadamente las consecuencias de sus posibles fallos.

En la manufactura, es normal que los equipos en uso tengan algunas fallas, a pesar de ello estos problemas pueden ser premeditado para minimizar el impacto en la productividad, por lo que se emplea la estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad.

Hoy en día, las empresas desembolsan mucho dinero en tener buenos procedimientos de mantenimiento en sus instalaciones, ya que un error en la instalación no solo significa pérdida de dinero por indisponibilidad e inoperancia, sino también de costos de reparación que podrían haberse evitado. Por lo tanto, las estrategias de mantenimiento y los diferentes enfoques son muy importantes y deben analizarse adecuadamente.

En el Ecuador actualmente las pequeñas y medianas empresas PYMES aplicar el proceso RCM a estas empresas no es un método aplicable debido a que es un proceso complejo y caro, es evidente que si se automatiza mediante Web Apps la estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad RCM se mejoraría significativamente no solo el mantenimiento, sino que además mejora la productividad y la competitividad.

Una contribución significativa para resolver esta problemática y garantizar la aplicación de procesos sistemáticos y estructurados de mantenimiento para facilidades industriales, el trabajo actual de integración curricular plantea la automatización computacional del proceso RCM mediante el uso de una aplicación web. Esta solución permitiría acceder a la herramienta desde diferentes dispositivos, como computador, tablet y teléfono inteligente. En un principio para el desarrollo se desarrollará este TIC para una central hidroeléctrica.

La aplicación de esta metodología será realizada con el uso de las Normas: SAEJA1011, SAE JA1012, SAE JA1739, ISO 14224, ISO/IEC 60812.

1.1 Objetivo general

Desarrollar una aplicación Web App automatizando el proceso RCM para reducir los costos de mantenimiento para una central hidroeléctrica.

1.2 Objetivos específicos

- Desarrollar una plantilla automatizada con aplicaciones Web App para el contexto operacional de la planta con múltiples entradas y salidas.
- Automatizar con aplicaciones Web App el diagrama de Entradas, Salidas y Procesos (EPS) para determinar los ítems de mantenimiento.
- Diseñar un sistema automatizado con aplicaciones Web App para determinar las funciones y fallas funcionales de los ítems de mantenimiento.
- Desarrollar un cuadro automatizado con aplicaciones Web App para el Análisis Modal de Falla y Efecto (AMFE), con los índices de prioridad de riesgo y correctivos.
- Desarrollar el árbol de decisión automatizado con aplicaciones Web App para definir las tareas optimas de mantenimiento.

1.3 Alcance

Durante el desarrollo del Trabajo de Integración Curricular, se llevarán a cabo de manera planificada y estructurada las siguientes subactividades, en constancia con los objetivos específicos planteados.

Objetivo específico 1 (OE1): Desarrollar una plantilla automatizada con aplicaciones Web App para el contexto operacional de la planta con múltiples entradas y salidas.

- Actividad (A1.1): Recopilación la información necesaria de cada área o equipo que compone la central hidroeléctrica.
- Actividad (A1.2): Análisis e identificación de las funciones de cada activo dentro de su contexto operacional para la central hidroeléctrica.
- Actividad (A1.3): Elaboración del informe con la información recopilada y diseño de la plantilla para el contexto operacional con múltiples entradas y salidas de manera automatizada con aplicaciones Web App.

Objetivo específico 2 (OE2): Automatizar con aplicaciones Web App el diagrama de Entradas, Salidas y Procesos (EPS) para determinar los ítems de mantenimiento.

- Actividad (A2.1): Compendio de la información de acuerdo con los activos de la planta.

- Actividad (A2.2): Examinar y evaluar la información obtenida.
- Actividad (A2.3): Elaboración de la memoria y desarrollo de un diagrama EPS automatizado con aplicaciones Web App y determinación de ítems mantenibles para la central hidroeléctrica.

Objetivo específico 3 (OE3): Diseñar un sistema automatizado con aplicaciones Web App para determinar las funciones y fallas funcionales de los ítems de mantenimiento.

- Actividad (A3.1): Elaboración de la lista de equipos y sistemas funcionales de las instalaciones.
- Actividad (A3.2): Análisis funcionales y estudio de las posibilidades de fallas del sistema desarrollando mecanismos para tratar de evitarlas, independientemente de sus causas.
- Actividad (A3.3): Elaboración del informe y diseño del sistema automatizado para la aplicación Web App para la determinación de los fallos principales y secundarios de la central hidroeléctrica

Objetivo específico 4 (OE4): Desarrollar un cuadro automatizado con aplicaciones Web App para el Análisis Modal de Falla y Efecto (AMFE), con los índices de prioridad de riesgo y correctivos.

- Actividad (A4.1): Elaboración de las funciones que ejecuta cada equipo o sistema que compone la central hidroeléctrica.
- Actividad (A4.2): Determinación de modos de fallos funcionales y fallos técnicos de los sistemas que componen los sistemas de la central hidroeléctrica.
- Actividad (A4.3): Elaboración de documento memoria y esquematización de un cuadro AMFE automatizado con aplicaciones Web App para las fallas funcionales de la central hidroeléctrica.

Objetivo específico 5 (OE5): Desarrollar el árbol de decisión automatizado con aplicaciones Web App para definir las tareas optimas de mantenimiento.

- Actividad (A5.1): Selección de las tareas o acciones de mantenimiento en base al análisis modal de fallo determinado para cada sistema.
- Actividad (A5.2): Analizar y sintetizar las tareas optimas de mantenimiento.
- Actividad (A5.3): Elaboración de la memoria y esquema del árbol de decisión automatizado con aplicaciones Web App definiendo las principales tareas optimas de mantenimiento para la central hidroeléctrica.

1.4 Marco teórico

1.4.1 ¿Qué es Mantenimiento?

Según García (2010) menciona que, “El mantenimiento define como el conjunto de técnicas destinados a mantener equipos e instalaciones en uso durante el mayor tiempo posible (buscando la mayor disponibilidad) y con el máximo rendimiento” (pág. 1), en otras palabras, es un conjunto de operaciones destinadas a mantener, reparar y restaurar un sistema o equipo a su estado operativo y seguro de funcionamiento. Su finalidad es extender la vida útil de los equipos, garantizando su funcionamiento, minimizando las fallas y previniendo las paradas imprevistas. Las tareas con el mantenimiento incluyen la limpieza, ajuste, lubricación, calibración, inspección, sustitución de componentes y la reparación. Estas tareas pueden llegar a ser preventivas, programadas con regularidad para evitar fallos, o correctivas, ejecutadas en respuesta a un problema o fallo detectado.

1.4.2 Evolución del mantenimiento

De acuerdo con Mora Gutiérrez (2009), el principal objetivo del mantenimiento es garantizar el funcionamiento continuo de los equipos y de mantener el estado óptimo de las máquinas lo largo del tiempo. A través de las diferentes épocas, el área de mantenimiento ha evolucionado para adaptarse y cumplir con las demandas cambiantes de sus clientes y de las metas de producción de las empresas, lo que lo ha llevado a la aparición de distintas generaciones evolutivas a lo largo del tiempo en el estudio del mantenimiento (Mora, 2009).

A continuación, se detalla de las diferentes etapas de generaciones en las que el mantenimiento ha experimentado evoluciones comprendida desde comienzos de siglo XX hasta el presente. En total, se han identificado cinco generaciones que reflejan los cambios y avances en este ámbito a lo largo del tiempo.

1.4.3 Generaciones del mantenimiento

Primera generación: 1930 – 1950

En las etapas iniciales de la historia, el mantenimiento se realizaba solo después de que un sistema o equipo presentaba fallas y paradas imprevistas estas se resolvían mediante el mantenimiento correctivo. Este enfoque resultaba costoso debido a que no existían programas de mantenimiento planificado.

Segunda generación: 1950 - 1970

Después de la II Guerra Mundial, cambia drásticamente la industrialización la cual comenzó a depender cada vez más de las máquinas, surgió la necesidad de un enfoque más

sistémico para el mantenimiento e introduce el concepto de mantenimiento preventivo. Este enfoque implicaba planificar y controlar de manera efectiva las tareas de mantenimiento programadas a fin de disminuir los periodos de inactividad.

Tercera generación: 1970- 1990

En esta generación surge el mantenimiento centrado en confiabilidad como respuesta al aumento de la complejidad en los sistemas o equipos este enfoque se centraba en identificar las fallas y averías de los sistemas, así como definir los procedimientos de mantenimiento necesarios para mantener el rendimiento y la confiabilidad, antes de que se produzca el fallo.

Cuarta generación: 1990 - 2002

Debido al avance de la tecnología, surgieron nuevas opciones para el supervisar los equipos, en esta generación surge el mantenimiento basando en la condición que se centra en el análisis en tiempo real utilizando sensores y sistemas de monitoreo, para identificar la causa raíz de las fallas en los sistemas, esto con la finalidad de mitigar paradas inesperadas y mejorar las decisiones del mantenimiento.

Quinta generación: 2002 - presente

Con la llegada de la inteligencia artificial (IA) y el potente análisis de datos nace una nueva forma de mantenimiento conocida como mantenimiento predictivo y prescriptivo, este enfoque utiliza algoritmos además de modelos de IA para estudiar gran cantidad de datos recopilados de los activos logrando predecir cuándo es probable que ocurran los fallos y que tareas específicas de mantenimiento se deben llevar a cabo.

1.4.4 Tipos de Mantenimiento

Existen varias clasificaciones del mantenimiento, dependiendo de las funciones atribuidas como en la forma en la que se lleva a cabo. Sin embargo, se ha aceptado una clasificación que se basa en con un enfoque más metodológico. (Gómez De León, 1998)

De este modo, las estrategias de mantenimiento que es posible distinguir son las siguientes:

Mantenimiento correctivo

Esta estrategia de mantenimiento se la realiza cuando los equipos presentan o experimentan un fallo o mal funcionamiento. El objetivo del mantenimiento correctivo es tratar de reducir el tiempo de inactividad y devolver el equipo a su funcionamiento normal. Sin embargo, el mantenimiento correctivo puede ser clave para garantizar el funcionamiento continuo de un equipo o sistema en circunstancias imprevistas.

Mantenimiento Preventivo

En el tipo de mantenimiento correctivo implementa actividades de manera programada y de forma periódica con el propósito de reducir los posibles fallos, averías o paradas no programadas. Las actividades propias de este tipo de mantenimiento están el ajuste, calibración, limpieza, engrase, lubricación, cambio de piezas, entre otras.

Mantenimiento Predictivo

Este tipo de mantenimiento se fundamenta en la compilación de datos en tiempo real para detectar comportamientos inusuales que pueden señalar una degradación o posible fallo en los equipos. El enfoque central del mantenimiento predictivo es realizar únicamente tareas de mantenimiento necesarias, reduciendo así las paradas por inspección, y los costes relacionados. Mediante el uso de tecnologías como, el análisis termográfico, el análisis de frecuencias de vibración, análisis de datos históricos y otros métodos de fallas, es posible detectar problemas y tomar medidas preventivas antes de que se produzcan fallos importantes.

1.4.5 Confiabilidad Operacional

La confiabilidad operacional se refiere a la capacidad de los equipos para funcionar de manera continua y predecible durante un periodo de tiempo predeterminado bajo condiciones específicas. En términos simples, es una medida de probabilidad en la cual un sistema o equipo lleve a cabo con su tarea prevista en forma sistemática, siendo esta durante un periodo de tiempo determinado sin contratiempos ni fallos.

Es fundamental señalar que, para lograr una mejora continua y duradera, es importante evaluar sus cuatro componentes esenciales en un sistema de confiabilidad operacional: confiabilidad del talento humano, confiabilidad de los sistemas y equipos, fiabilidad de los procesos, y confiabilidad de reparación (García Palencia , 2012).

La Figura 1.1 indica los cuatro diferentes parámetros operativos para la confiabilidad operacional.

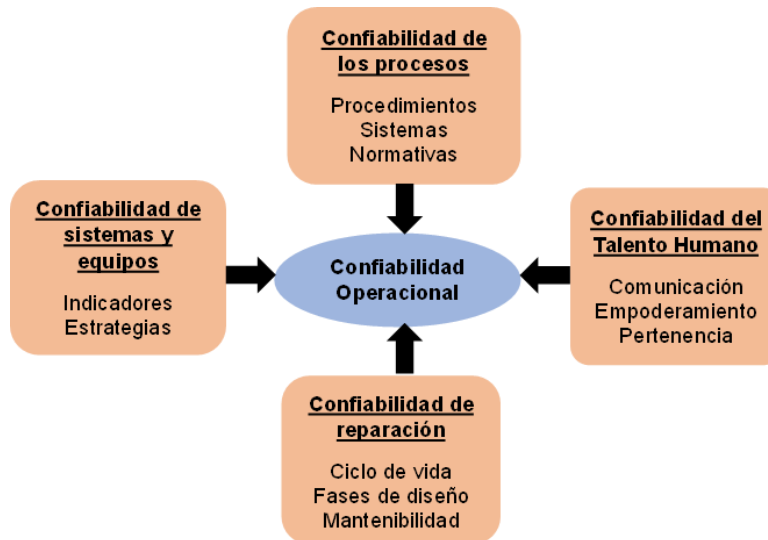


Figura 1.1 Parámetros Operativos de la confiabilidad Operacional.

Fuente: (García Palencia , 2012)

La confiabilidad operacional es esencial en varios sectores industriales, tales como la fabricación, energía, aviación, transporte y muchos otros. El objetivo es aumentar la confiabilidad operacional para garantizar la eficacia y la productividad, reducir el tiempo de inactividad, mantener la seguridad y calidad de las operaciones.

1.4.6 Procesos de desgaste y falla

El desgaste es el proceso en el cual una superficie sólida llega a la degradación gradual debido al contacto y la fricción con otras sustancias, partículas o entornos abrasivos. En palabras más sencillas, el desgaste se refiere a la pérdida de material de su superficie como resultado de la interacción mecánica con el entorno.

Los procesos de desgaste y falla son formas o mecanismos por los cuales los materiales se deterioran y pierden su funcionalidad con el paso del tiempo. A continuación, se enlistará algunos de los principales procesos de desgaste y falla que puede producirse en los materiales:

Cavitación

El mecanismo de desgaste por cavitación se produce por la formación de burbujas o vacíos en una superficie sólida cuando está en contacto con un fluido, la formación de burbujas se debe al escape de gas disuelto en el fluido, donde mantiene una presión negativa. La cavitación ocurre en las superficies internas de las bombas hidráulicas, válvulas, tuberías donde exista reducciones o cambios de sección, estos efectos pueden provocar disminución de la eficiencia y daños graves, como la corrosión.

Existen causas directas del proceso de desgaste por cavitación son:

- Mal funcionamiento de los equipos o componentes de la máquina.
- Daños en equipos como en los asientos de las válvulas y los álabes o las hélices de turbinas que operan con vapor húmedo.
- Velocidades elevadas del fluido.
- Diseño deficiente de la altura neta de succión positiva NPSH

Fricción

Stachowiak & Batchelor (2013) señalan que el proceso de desgaste más frecuente que afecta a los sistemas y aplicaciones industriales, debido al rozamiento entre dos superficies sólidas que están en contacto y se mueven unos con respecto a otros, ocurre concretamente en componentes mecánicos como cojinetes, engranajes, ejes, entre otros.

Con el fin de mitigar el desgaste por fricción y aumentar la durabilidad de los componentes mecánicos, es posible emplear ciertas estrategias. Entre ellas está el uso de grasas o aceites que protegen las superficies contra la corrosión, la selección de materiales con mayor resistencia al desgaste, estas medidas contribuyen a minimizar el desgaste y la fricción en los sistemas industriales.

Causas directas del proceso de desgaste por fricción son:

- Los rodamientos mal diseñados en cuanto a sus materiales, dimensiones, tolerancias, etc.
- Grasas o aceites inadecuados.
- Presencia de suciedades o partículas extrañas.
- Ausencia de viscosidad o lubricidad en el lubricante.
- Aumento en la temperatura en los componentes debido a la fricción.
- Puede presentar diversas dificultades en el sistema de lubricación, tales como filtros obstruidos, pérdidas de lubricante, etc.

Corrosión

La corrosión es un proceso químico, electroquímico ocurre generalmente en metales, este fenómeno natural implica la degradación gradual y el deterioro del material, debido a la reacción con sustancias corrosivas como el oxígeno, el agua, ácidos y condiciones ambientales agresivas. A medida que ocurre la corrosión, el metal va perdiendo sus propiedades mecánicas progresiva y acumulativamente. El proceso de la corrosión se

produce durante un largo periodo de tiempo y suele manifestarse en condiciones de alta como de baja temperatura (Askeland & Wright, 2017).

Causas directas que contribuyen al proceso de desgaste y falla por corrosión en sistemas industriales son:

- Protección catódica inadecuada.
- Deterioro o fallo en el recubrimiento superficial.
- Mala selección de materiales.

Fatiga Estructural

La fatiga estructural es un proceso que ocurre en una estructura o elemento estructural cuando es sometido a cargas dinámicas cíclicas, generando la propagación y formación de fisuras en el material, estas grietas con el tiempo pueden alcanzar un tamaño crítico y provocar el fallo del elemento o estructura, inclusive a tensiones por debajo del límite elástico.

Causas directas de la fatiga estructural:

- Sobreesfuerzos fluctuantes provocados por maquinaria defectuosa.
- Los materiales tienen un inadecuado diseño de límite de fatiga.
- Vibraciones de tipo severo
- Supera el número máximo de ciclos de carga antes de que alcance la vida útil del componente.

Fatiga Superficial

El término fatiga por contacto o fatiga superficial se utiliza para referirse al desgaste superficial, producido por contacto repetido de rodadura se utiliza con mayor frecuencia en el contexto de los rodamientos y entre dientes de los engranajes. El fallo de estos elementos debido a la fatiga de contacto suele ser inesperado e indeseable.

Las causas directas por las que se produce la fatiga superficial incluyen:

- Exceso de carga en componentes como engranajes y rodamientos.
- Supera el número máximo de ciclos de carga antes de que alcance su vida útil.
- Los materiales tienen un inadecuado diseño de límite de fatiga.

Explosiones e Incendios

Generalmente, durante la operación de sistemas neumáticos, hidromecánicos, de gas comprimido y térmicos, es posible que se produzcan aumentos extremadamente rápidos de temperatura y/o presión de los fluidos que son utilizados por estos sistemas industriales, generando sobre temperaturas y sobrepresiones que suelen ser extremadamente perjudiciales y pueden tener resultados catastróficos, como explosiones e incendios.

Causas que puede provocar por fallos debido a la sobrepresión y/o sobre temperatura son las siguientes:

- Bloqueo mecánico en elementos de protección.
- Acumulación de suciedad en los componentes de protección de las máquinas o sistemas.
- Utilización de componentes de protección más allá de su vida útil.
- Elementos de protección con dimensiones inadecuadas.

Golpe de Ariete

Es un fenómeno fluido que se manifiesta en los sistemas hidráulicos, en la cual un decrecimiento repentino del caudal denota una desaceleración del flujo, generando una onda de sobrepresión como resultado de alteraciones súbitas en la dirección o la velocidad del fluido. Esta onda de presión de alta intensidad causa un impacto destructivo, provocando daños en los sistemas de tuberías y equipos.

Causas directas del fenómeno conocido como golpe de ariete incluyen:

- Diseño inapropiado de la regulación de cierre.
- Funcionamiento inadecuado de las válvulas, como la apertura y cierre de manera repentina.
- Presencia de obstrucciones en los sistemas de válvulas y tuberías.
- Mal funcionamiento en los dispositivos de control.

Procesos eléctricos de desgaste y falla

Los sistemas eléctricos pueden experimentar procesos eléctricos de desgaste y falla, estos pueden causar la degradación en los sistemas y pérdida de funcionalidad, afectando directamente a componentes eléctricos como son, chips, transistores, bobinas, conductores, aislantes, cables, interruptores, entre otros.

Causas directas para que se originen procesos eléctricos de desgaste y falla:

- Deterioro en el material aislante del cable.
- Zonas calientes causada por conexiones defectuosas.
- Cortocircuitos.
- Fallos en conductores y cables.
- Degradación elementos sujetos a fricción
- Fallos de las medidas de seguridad.

Causas de los fallos y soluciones

Para mejorar los procedimientos de mantenimiento, es primordial llevar adelante el análisis de los motivos de los fallos a fin de identificar las causas más profundas de los problemas, de manera que este análisis requiere implementar medidas preventivas para mitigar la probabilidad de que se produzcan futuros fallo. Para realizar un análisis sistemático se sugiere seguir con los siguientes pasos:

- Compilación de datos
- Identificación del problema.
- Análisis de los fallos.
- Investigación suplementaria.
- Medidas correctivas.
- Control y seguimiento.
- Mejora continua.

En la ingeniería de mantenimiento emplea varios métodos y herramientas para el realizar el análisis de causa y fallas, siendo frecuentemente los más utilizados:

- Diagrama de Pareto.
- Diagrama de Ishikawa.
- Análisis de causa raíz (RCA).

1.4.7 Diagrama de Pareto

El diagrama de Pareto se utiliza como herramienta visual empleada para determinar y priorizar los fallos, problemas o sucesos más significativos según su frecuencia en la que se produce, priorizando las intervenciones.

Este tipo de distribución de frecuencias se fundamenta en el principio de Pareto, conocido como la regla 80/20, donde afirma: el 80% de las pérdidas, defectos y otros problemas, son responsables por el 20% de las causas. Esta regla facilita a descartar los errores cruciales, que a menudo son pocos numerosos en el resultado de un fallo o actividad (Camisón & González, 2006). Ver la Figura 1.2 diagrama de Pareto.

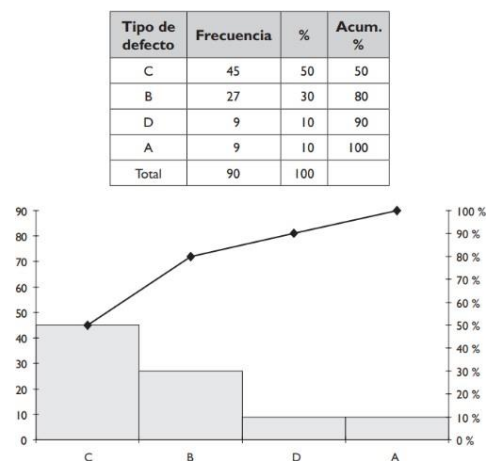


Figura 1.2 Diagrama de Pareto

Fuente: (Camisón & González, 2006)

Para realizar un diagrama de Pareto implica seguir las siguientes etapas:

- Recopilar registros de datos que abarquen un determinado período de tiempo, o a su vez consultar manuales de mantenimiento de equipos y máquinas.
- Establecer la frecuencia de cada problema, dicho de otra manera, anotar cuantas veces se repite el problema en un tiempo específico.
- Organizar en orden decreciente las frecuencias de cada problema para identificar cuáles son los más significativos.

- Elaborar un gráfico de barras donde se visualice, las frecuencias en el eje vertical, y los problemas en el eje horizontal.
- Trazar la curva de Pareto en el gráfico, de manera que represente la línea de frecuencia acumulada a lo largo de las barras iniciando desde el problema más crítico.

1.4.8 Diagrama de Ishikawa

EL diagrama causa-efecto se le denomina diagrama de Ishikawa, que en la ingeniería de mantenimiento se utiliza como herramienta gráfica para establecer la causa raíz de los fallos de los procesos de desgaste y falla más frecuentes de los sistemas o equipos industriales (Mora, 2009).

El diagrama de causa-efecto muestra los factores potenciales de un efecto o problema en forma de ramas en la cual se asemeja a las espinas de un pez, ver figura #. Estas causas se agrupan en categorías tales como, métodos, personas, entornos, maquinaria, materiales y medidas. Esto permite tener una visualización clara de las áreas que causan el problema, facilitando la implementación de acciones correctivas adecuadas.

La Figura 1.3 se muestra el diagrama espina de pez o diagrama de Ishikawa.

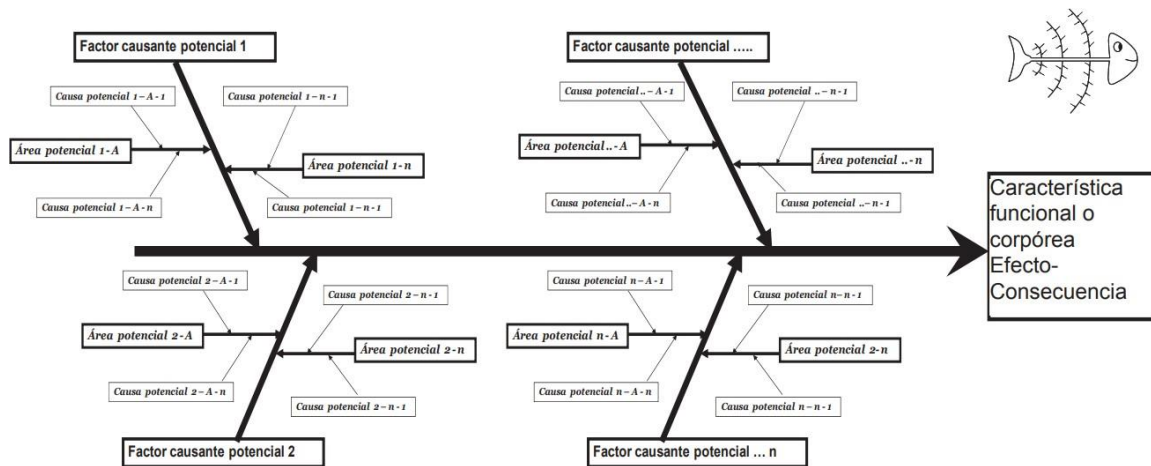


Figura 1.3 Diagrama de Ishikawa

Fuente: (Mora, 2009)

1.4.9 Análisis de Causa Raíz (RCA)

La metodología que se emplea para identificar las causas esenciales de un suceso o problema se denomina análisis de causa raíz (RCA). Este enfoque sistémico de análisis es utilizado para detectar la serie de factores o causas que contribuyen a un problema en un equipo o máquina y desarrollar soluciones viables para reducir o descartar los problemas que lo producen.

En resumen, según se describe en el artículo de Rooney & Vanden (2004) el RCA es, “una herramienta diseñada para ayudar a identificar no solo qué y cómo ocurrió un suceso o fallo, sino también por qué ocurrió” (pág. 45).

Una vez que se ha identificado las causas directas, intermedias, y si es necesario la causa raíz del fallo, es vital utilizar una metodología sistémica para solventar las causas subyacentes de un problema a fin de corregir los procesos de desgaste y falla de los sistemas industriales. Se debe utilizar la metodología del RCA en el marco de la ingeniería de mantenimiento con el fin de solucionar los problemas, aumentar la eficiencia y fiabilidad de los equipos o sistemas industriales,

Las medidas enumeradas a continuación se deben aplicarse, para resolver las causas de los fallos:

1. Reclutar el talento humano
2. Recopilación de información sobre el problema.
3. Crear y poner en marcha medidas correctivas urgentes.
4. Crear y ejecutar soluciones duraderas.
5. Seguimiento y la evaluación de los resultados.
6. Mejora continua.

1.4.10 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)

Historia del RCM

A finales de los años 60, con la aparición del Boeing 747, surgieron nuevos problemas de mantenimiento preventivo como consecuencia de su tamaño y avances tecnológicos. La necesidad de afianzar la seguridad y la confiabilidad en las aeronaves llevó a la FAA (Administración Federal de Aviación) a proponer por primera vez la implementación de un sistema mantenimiento preventivo.

Ante esta situación, la industria aeronáutica encabezada por United Airlines realizó una reevaluación completa de la estrategia de mantenimiento preventivo, liderada por pioneros como Nowlan, Mentzer, Mattenson y Heap. Como resultado, se creó un nuevo método de categorizar las actividades de mantenimiento preventivo, utilizando para el proceso el árbol de decisiones con la finalidad de mantener las operaciones críticas de un avión durante un vuelo.

Este método fue definido en el MSG-1 (Maintenance Steering Group-1) para el Boeing 747 y se probó que era económicamente viable, posteriormente fue aprobada por la FAA en la cual demostró que el enfoque de mantenimiento preventivo resultó ser exitoso. Mas adelante, los principios del MSG-1 se aplicarían a la certificación para otro tipo de aeronaves.

En 1972, United Airlines aplicó por primera vez estos principios en aeronaves de la Fuerza Aérea; en 1975 el DOD cambió el concepto de MSG y lo adoptó como Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) y se utilizó en los todos los sistemas militares. Desde entonces, el contexto de RCM ha sido utilizado por la industria aeroespacial, centrales nucleares, en la aviación comercial y otras grandes corporaciones que han adoptado el RCM como base para mejorar sus estrategias de mantenimiento. (Smith & Hinchcliffe, 2003)

Evolución del RCM

A principio de 1990, comienza la evolución del mantenimiento centrado en confiabilidad, para ello numerosas organizaciones internacionales comienza a crear una estrategia de mantenimiento de manera detallada, que permitiera hacer frente a los problemas medioambientales que suponía eran una amenaza. Razón por la cual surge el RCM2 se centra en la mejora de la planificación del mantenimiento haciendo hincapié en el uso de reglamentos y metodologías del RCM.

En 1996, SAE como patrocinador y un grupo de miembros de la comunidad RCM comenzaron a desarrollar en un estándar relacionada con RCM para los programas de mantenimiento. Estos representantes habían estado reuniéndose durante un tiempo para desarrollar un procedimiento RCM universal para la Armada, hasta que finalmente en 1998 el proyecto de norma fue aceptado y publicado por SAE. La norma SAE denominada (SAEJA1011) no presenta un estándar de programa RCM, sino más bien este estándar evalúa un procedimiento, si el proceso cumple estos criterios puede denominarse un proceso RCM. Una intervención final de SAE en el 2002 lleva a cabo la publicación de la

norma (SAEJA1012), este estándar ofrece información detallada sobre cómo establecer y aplicar los principios del RCM (Moubray, 1997).

La Figura 1.4 muestra la línea de evolución del proceso RCM a través del tiempo.

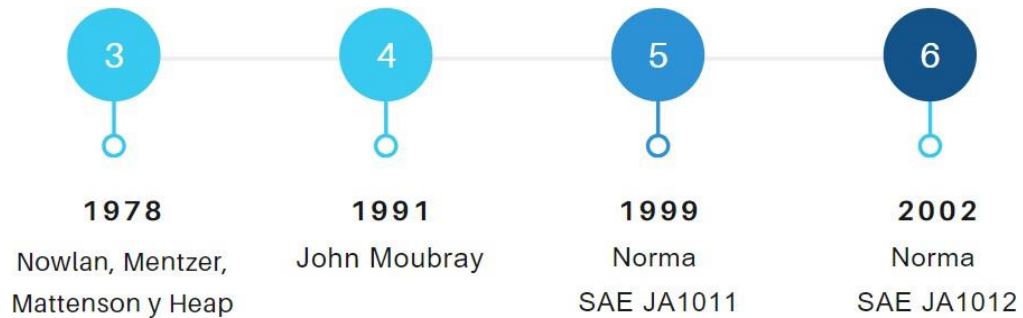


Figura 1.4 Desarrollo del enfoque de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

Fuente: Propia

Definición de RCM

De acuerdo a Moubray (1997), sobre el enfoque de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, "es un proceso utilizado para determinar lo que debe hacerse para garantizar que cualquier activo físico siga haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operativo actual" (pág. 7) .

Por consiguiente, la gestión del mantenimiento RCM se centra en categorizar y establecer las potenciales maneras en la que podría fallar y estar afectando a los principales sistemas. La metodología RCM se basa en una secuencia de pasos que incorpora la caracterización de los componentes críticos, analiza los posibles modos de fallo que podrían surgir, toma de decisiones sobre las actividades de mantenimiento y la aplicación de las estrategias de manteniendo predictivo para asegurar las instalaciones, sistemas, equipos y dispositivos (ISED) sigan desempeñando sus funciones de manera fiable entorno al contexto operacional actual.

Es importante enfatizar que este procedimiento es ampliamente utilizado en varias industrias como la manufacturera, centrales hidroeléctricas, aeroespacial, plantas nucleares, petroquímica, minera, entre otras, donde su principal objetivo es el comprender

las necesidades de mantenimiento necesarias con el fin de reducir los costos, garantizando la confiabilidad, y aumentar la eficiencia de los ISED.

Normas RCM

Norma SAE JA1011: esta norma establece los estándares que deben cumplirse para cualquier proceso pueda ser denominado proceso RCM; además ofrecer una orientación exhaustiva sobre como implantar y utilizar la metodología RCM de manera efectiva.

Norma SAE JA1012: este estándar es una guía que explica con mayor profundidad el contexto de mantenimiento centrado en confiabilidad.

Norma SAE J1739: explica la metodología de análisis de modos de falla y efectos (AMFE).

Norma ISO 14224: este estándar especifica requerimientos para la compilación e intercambio de información sobre confiabilidad y el mantenimiento de los sistemas industriales utilizados en el sector petroquímico, gas natural y del petróleo.

IEC 60300-3-11: esta norma establece las directrices y los procedimientos para llevar a cabo el RCM en diferentes industrias. Tratan en profundidad el análisis modal de fallos, identificación de funciones y la selección adecuada de estrategias de mantenimiento. La norma aborda la evaluación recurrente del programa de mantenimiento RCM.

Las 7 preguntas básicas de RCM

El RCM se basa en el uso de siete preguntas básicas que ayudan a identificar la mejor estrategia de mantenimiento para un sistema y equipo. Estas preguntas, como muestra la Tabla 1.5.1 fueron elaboradas por John Moubray, uno de los líderes destacados del RCM, que a continuación se muestran:

Tabla 1.1 Las 7 preguntas fundamentales del RCM.

No.	Pregunta
1	¿Cuál es la función de cada sistema o sistema?
2	¿Cuál es la falla funcional del equipo?
3	¿Cuáles son las causas de cada modo de fallo funcional?
4	¿Cuáles son las consecuencias de cada falla?
5	¿Cuál es el efecto de cada fallo?
6	¿Qué medidas se puede hacer para prevenir o mitigar la falla?
7	¿Qué acciones se debe realizar en caso de no encontrar una tarea proactiva?

Fuente: (Moubray, 1997)

Esas preguntas sirven para realizar un análisis exhaustivo de los equipos o sistemas industriales, y a partir de los resultados obtenidos pueden crearse planes de mantenimiento más eficientes.

Pasos para implementar el RCM

Para implementar el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad requiere adherirse a un conjunto de pasos sistematizado. A continuación, como se ilustra en la Figura 1.5 se indican los pasos típicos para implementar el procedimiento RCM:

- Establecer el contexto operacional en el que se aplicara el análisis.
- Elaborar un diagrama de entradas, procesos y salidas (SIPOC) y definir los ISED's.
- Reconocer las funciones clave asociado para los ISED's.
- Establecer los posibles fallos relacionado a los ISED's.
- Llevar a cabo un Análisis Modos de Fallo y Efectos (AMFE) para evaluar las potenciales causas y efectos de los fallos encontrados.
- Establecer y desarrollar las estrategias de mantenimiento y acciones correctivas basada en los resultados del AMFE
- Determinar el rendimiento de las estrategias de mantenimiento.



Figura 1.5 Pasos para implementación del RCM

Fuente: (Aguinaga Barragán, 2008)

1.4.11 Contexto Operacional

El contexto operacional entorno al mantenimiento centrado en confiabilidad hace alusión al contexto en el que se desarrollan todas las tareas de mantenimiento aplicado a cada uno de los activos o sistema que influyen en la planificación y gestión del mantenimiento, es decir, se definen todas las estrategias de mantenimiento apropiadas y basadas en el riesgo para asegurar la confiabilidad y disponibilidad.

Se debe tomar en cuenta que el contexto operacional no solo tiene impacto significativo en sus funciones o rendimiento, sino que también influye en los modos de fallos que se producen, consecuencias y frecuencia de aparición. Es crucial decidir al respecto con la finalidad de mitigar dichas fallas.

1.4.12 Diagrama EPS

El diagrama de entrada, proceso y salidas (EPS), permiten identificar como se reciben las entradas, como se lleva a cabo los procesos y cuáles son las salidas generadas, de esta manera ayuda a optimizar los procedimientos de mantenimiento, detectar limitaciones y a comunicar de forma precisa la ejecución de las labores de mantenimiento.

El uso de los diagramas EPS en el contexto del mantenimiento es una herramienta que se utiliza para elaborar y analizar de manera exhaustiva el flujo de información del contexto operacional, lo cual ayudará a fundamentar las definiciones de los instalaciones, sistemas, equipos y dispositivos denominados ISED's. la Figura 1.6 se observa definido las entradas, procesos y salidas para una planta de producción.

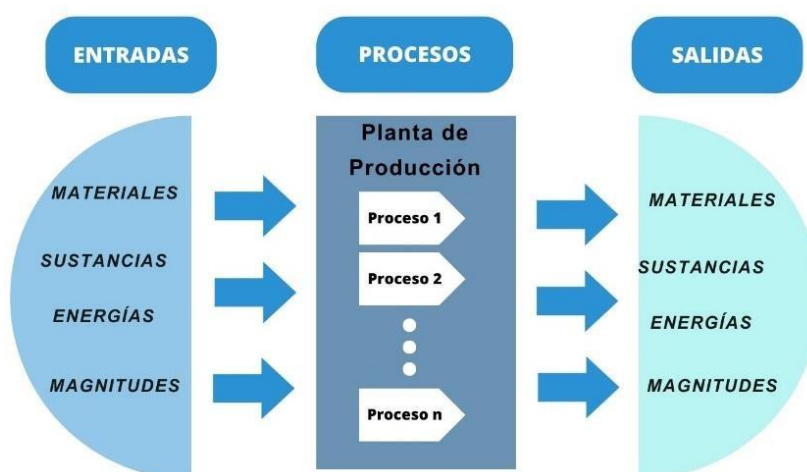


Figura 1.6 Diagrama de entradas, procesos y salidas (EPS).

(Fuente: Propia)

1.4.13 Funciones y Estándares de los ISED's

El primer paso del RCM consiste en definir las funciones y estándares del bien o activo dentro de su contexto operativo, así como los niveles de rendimiento del activo que se desea alcanzar. De tal manera, estas funciones que los usuarios esperan que los activos desempeñen pueden clasificarse dentro de dos clasificaciones:

Funciones primarias: se refieren a las razones principales para el cual se obtuvo el activo físico para ser parte del proceso o sistema. Las funciones que incluyen aspectos como rapidez, desempeño, capacidad de carga, nivel de calidad y atención al cliente.

Funciones secundarias: las funciones secundarias son las que se espera que deban de cumplir con el activo, produzca más allá de su función primaria. Además, los usuarios tienen posibilidades en áreas en cuanto al control, protección, regulación, bienestar, solidez, eficiencia económica, limitación, productividad, adherencia a normas medioambientales e incluso la presentación del activo.

Para definir una función, se requiere de un objeto, verbo y la norma de funcionamiento que el usuario desea. La medida en la que el usuario requiera que el activo puede establecerse mediante un estándar funcional mínimo, el cual puede ser definido de dos maneras:

- Lo que el usuario requiere que el activo realice se denomina desempeño deseado.
- Capacidad propia, normalmente denominada capacidad inicial, describe las capacidades del activo.

Los estándares de desempeño establecen un punto de referencia preciso y objetivo que puede utilizarse para evaluar si el ISED funciona correctamente o si se encamina en un proceso de un posible fallo. Estos estándares se presentan en tres categorías:

Procesos cualitativos: definen las acciones o función que se espera que realice el ISED, como, por ejemplo: ejecutar, limpiar, distribuir, descargar, enfriar, entre otros.

Procesos cuantitativos: reflejan los valores numéricos específicos de los parámetros como por ejemplo, la potencia de 200 kw, presión a 50 psi, caudal de 120 m³/s, etc.

Rangos múltiples: abarca valores de funcionamiento o de seguridad: sobrepresión >70psi, rango de operación entre 150-300psi, etc.

1.4.14 Análisis Modal de Falla y Efecto (AMFE)

El Análisis Modal de Falla y Efecto (AMFE), es un enfoque utilizado para detectar, analizar y mitigar los posibles fallos en procesos o sistemas. Su objetivo es el de prevenir las consecuencias negativas de estos fallos. El AMFE como herramienta es un método valioso para garantizar la seguridad y la confiabilidad de los equipos o procesos en cuestión, evitando al mismo tiempo que se produzcan potenciales problemas. (Smith J. , 2010)

El proceso AMFE contempla los siguientes aspectos:

- Identificación de los modos de fallo de los ISED's.
- Determinar las causas de las fallas y sus soluciones.
- Evaluación de los efectos o consecuencias de las fallas.
- Establecer la gravedad (G), frecuencia (F) y detectabilidad (D) de la falla.
- Calcular el índice de prioridad de riesgo (IPR).
- Identificar y ejecutar acciones correctivas AMFE para aquellos casos en el que $IPR > 100$.

- **Modos de Falla de los ISED's**

Los modos de falla se pueden describir como la condición en la que un ISED no se encuentra accesible para cumplir con sus funciones primarios y/o secundarias en el grado de operatividad especificado por los estándares de desempeño. En otras palabras, es necesario establecer un modo de falla para cada estándar de rendimiento asociado a todas las funciones establecidas para cada a cada instalación, sistema, equipo y dispositivo (ISED).

Las listas de modos de fallas más convencionales para cada uno de los ISED's, engloba fallos generado al desgaste o deterioro común debido al uso. No obstante, también abarca fallos por defectos en el diseño, fallos originados por el ser humano, ya sea por parte de los operarios o personal de mantenimiento. Estas listas permiten identificar y gestionar adecuadamente las causas probables de falla que pueden ocasionar en los equipos.

En consecuencia, los fallos funcionales ocultos son problemas o defectos presentes en un sistema o producto que pueden permanecer latente o pasar desapercibidos cuando funciona en condiciones normales. Estos fallos son difíciles de detectar ya que eluden la simple inspección visual, lo que dificulta su reconocimiento hasta que se manifiesta en problemas más graves. Como se observa en la Figura 1.7 muestra la manera en la cual una falla se manifiesta en un ISED.



Figura 1.7 Modo de falla funcional de los ISED's

Fuente: (Aguinaga Barragán, 2008)

- **Causas de fallas y solución**

Las fallas se producen por diversas causas o factores, lo que provoca un mal funcionamiento o comportamiento inesperado de un sistema, equipo, dispositivo o proceso. Es fundamental reconocer y comprender estas causas para tomar medidas correctoras y evitar problemas futuros. En este sentido, la causa de un fallo se denomina como el fenómeno que provoca el desgaste y eventual fallo.

Es crucial señalar que no es necesario emplear el proceso AMFE para problemas normales, hasta determinar la causa raíz de los problemas que ocurren en los ISED, sino que basta con identificar una causa directa o intermedia para decidir una acción correctiva o solución para el problema.

- **Consecuencias de las Fallas**

Para cada modo de fallo detectado, el equipo examina y evalúa las consecuencias potenciales del fallo, según el proceso o sistema que se desee efectuar. Estas consecuencias pueden aparecer tanto en el ámbito operativo de un sistema o componente.

El impacto de las fallas define una serie de acontecimientos, que comienzan con el inicio del fallo del componente o equipo y los sucesivos eventos secuenciales hasta que las funciones del activo considerado se vean afectados por completo o parcialmente. Para determinar las consecuencias de un fallo, se evalúa los efectos causados en el ISED y su entorno.

- El método RCM puede categorizar las consecuencias de las fallas en cuatro condiciones diferentes, las cuales se basan según: las consecuencias de fallos ocultos, las relacionadas con el medioambiente y seguridad, las que influyen en la operatividad y las no operativas.
- **Consecuencias de fallas ocultas:** las fallas ocultas no tienen un impacto inmediato, un modo de falla o la presencia de múltiples fallos pueden tener graves repercusiones para la seguridad o inclusive tener consecuencias fatales.
- **Consecuencias medioambientales:** un modo de fallo puede tener consecuencias ambientales cuando da lugar al incumplimiento con cualquier norma medioambiental.
- **Consecuencias operacionales:** un fallo puede tener implicaciones operativas cuando afecta negativamente a un activo físico o sistema, afectando el rendimiento, calidad, costos operativos además del coste directo necesario para la reparación.
- **Consecuencias no operacionales:** una falla evidente no representa riesgos para la seguridad o la protección, se limitan únicamente al costo de reparación para solucionar el problema.

- **Criticidad de modos de falla**

Una vez que se han establecido las funciones, los fallos funcionales, los modos de fallo, las causas junto a las posibles soluciones, y sus consecuencias, es preciso evaluar cualitativa y cuantitativamente la criticidad de cada modo de fallo. Para ello se utilizan los índices: frecuencia (F), gravedad (G) y detectabilidad (D).

Una vez descubiertas las funciones, los fallos funcionales, los modos de fallo, las causas y sus correspondientes remedios y consecuencias, se utilizan los índices de gravedad,

frecuencia y detectabilidad para calificar y cuantificar la criticidad de cada uno de los modos de fallo (Aguinaga Barragán, 2008).

Esta etapa de análisis ofrece una visión más holística y precisa sobre el potencial impacto de la falla.

- **Índice de Gravedad (G)**

Es una medida que determina la gravedad o severidad del impacto que el modo de fallo tendría en el sistema o equipo si se produjera y evalúa el grado de repercusiones. La tabla de clasificación para este índice utiliza un rango de puntuación de 1 a 10, aunque puede variar desde impactos leves (de 1 a 5), hasta resultados más graves con efectos catastróficos. Ver la Tabla 1.2 de índice de gravedad (G):

Tabla 1.2 Índice de gravedad de falla

Gravedad
1 Ninguna consecuencia
2 Casi ninguna consecuencia
3 Disminución eficiencia leve
4 Disminución eficiencia alta
5 Paros no planificados leves
6 Paros no planificados altos
7 Violación de normas de higiene o ambientales
8 Peligro seguridad humana leve
9 Peligro seguridad humana grave
10 Peligro seguridad humana muerte

Fuente: (Aguinaga Barragán)

- **Índice de Frecuencia (F)**

Se refiere a la probabilidad o frecuencia (F) de que el modo de fallo se produzca en el sistema. Los fallos deben documentarse para obtener una base de datos históricos. Este espectro de probabilidades incluye sucesos que van desde casos muy improbables hasta fallos que se producen de forma rutinaria. Se debe tomar como referencia para este índice el tiempo medio entre fallos MTBF o MTTF. Ver Tabla 1.3 de índice de frecuencia de la falla.

Tabla 1.3 Índice de frecuencia de falla

Frecuencia
1 Nunca
2 Casi nunca
3 Muy baja
4 Baja
5 Moderada baja
6 Moderada
7 Moderada alta
8 Alta
9 Muy alta
10 Extremadamente alta

Fuente: (Aguinaga Barragán)

- **Índice de Detectabilidad (D)**

Es una medida que mide evalúa la capacidad de los equipos para detectar un eventual modo de fallo antes de que provoque una situación no deseada. Esta medida es fundamental para garantizar un mantenimiento eficaz, lo que traduce en equipos más seguros y confiables. A continuación, Tabla 1.4, cuadro de índice de detectabilidad de falla.

Tabla 1.4 Índice de detectabilidad

Detectabilidad
1 Totalmente detectable
2 Muy detectable
3 Detectable
4 Moderada con patrones
5 Moderada sin patrones
6 Poco detectable
7 Muy poco detectable
8 Difícil de detectar
9 Muy difícil de detectar
10 No se detecta

Fuente: (Aguinaga Barragán, 2008)

- **Índice de Prioridad de Riesgo (IPR)**

En el contexto del AMFE, el índice de prioridad de riesgo (IPR) es una medida utilizada para evaluar el nivel de gravedad o la importancia de un determinado modo de fallo en un sistema o equipo. Por lo que, el cálculo del índice de prioridad de riesgo se obtiene de la multiplicación de los tres índices principales: gravedad (G), frecuencia (F) y detectabilidad (D), que se utilizan para priorizar y mitigar los modos de falla más críticos, es decir:

$$\text{IPR} = \text{G} * \text{F} * \text{D}$$

A partir del valor del IPR, se realiza una evaluación precisa y se deduce lo siguiente:

- Cuando el IPR es menor a 100, no se necesitan medidas correctivas según el AMFE.
- Cuando el IPR es igual o mayor a 100, sí se necesitan medidas correctivas según el AMFE.

- **CORECTIVOS AMFE PARA IPR > 100**

El objetivo de los correctivos AMFE es reducir los índices de frecuencia y detectabilidad, cuando el $\text{IPR} > 100$, dado que el índice de gravedad no puede modificarse. Para ello, se deben aplicar uno o más de las siguientes medidas:

- Incrementar el número de inspecciones.
- Mejorar tanto cuantitativa como cualitativamente los instrumentos de medición
- Modificar los procedimientos.
- Rediseñar los componentes y partes involucrados.
- Aplicar el mantenimiento predictivo exclusivamente en los sistemas principales.

Realizar medidas correctivas necesarias para disminuir la Frecuencia y Detectabilidad, para que el nuevo valor de IPR sea inferior a 100.

1.4.15 Selección de Tareas

Terminado el análisis modos de fallo y efectos AMFE, se deben determinar las actividades o acciones de mantenimiento a realizar para cada modo de fallo, teniendo en cuenta las siguientes variables:

- **Viabilidad técnica y relevancia:** las tareas de mantenimiento deben evaluarse con el propósito de mitigar las consecuencias del fallo. Además, la tarea debe ser técnicamente factible y viable a las circunstancias de funcionamiento del equipo.
- **Relación costo-beneficio:** si existe varias tareas viables, deberá elegirse la más rentable.
- **Relación entre tiempo de uso y fallo:** al seleccionar las tareas, es esencial considerar si la probabilidad de que ocurra la falla aumente con el tiempo de operación o si se mantiene constante durante la vida útil.
- **Estrategia de mantenimiento:** para cada tipo de fallo, se debe adoptarse una estrategia de mantenimiento adecuada.

La siguiente etapa consiste en utilizar un árbol de decisión lógico que considere las consecuencias de los fallos y priorice las estrategias para mitigarlos. Para ello se examinan varias opciones:

- **Falla evidente con consecuencias para la seguridad o medio ambiente:** en esta situación, debe evaluarse el riesgo y aplicarse las acciones de mantenimiento preventivo basada en la condición. Si no es viable, se recomienda un mantenimiento periódico, y en última instancia, un rediseño del equipo.
- **Fallos ocultos con graves consecuencias para la seguridad o el medio ambiente:** dado a que estas fallas representan un peligro importante, su probabilidad debe reducirse en la medida posible. El enfoque consiste en realizar inspecciones de los ISED's en los que pueden producirse estos fallos y priorizar las actividades de mantenimiento, el cambio de procesos o rediseño de los componentes.
- **Fallas evidentes con consecuencias económicas:** se deben realizarse acciones de mantenimiento con costes totales inferiores a las consecuencias económicas del fallo. Se recomienda la aplicación del mantenimiento preventivo basado en la condición, si no es posible, un mantenimiento preventivo o correctivo y, en el peor de los casos se sugiere el rediseño del equipo.
- **Fallas ocultas con consecuencias económicas:** para este tipo de fallo, se requiere llevar a cabo tareas de mantenimiento con costes totales inferiores al coste de la consecuencia del fallo combinadas más el coste de la reparación una vez descubierto. La sugerencia incluye por el uso de un mantenimiento preventivo

basado en la condición, en caso de no ser viable, aplicar un mantenimiento preventivo, o acciones para la detección de los fallos ocultos o el rediseño del equipo.

- **Fallos evidentes u ocultos con consecuencia leves:** se recomienda aplicar un mantenimiento correctivo o reactivo para maximizar el tiempo de servicio de los componentes. Esta estrategia de mantenimiento es apropiada para componentes ISED's con índices IPR muy bajos y con consecuencias de fallo mínimas. El RCM considera que estos fallos son de mínima gravedad o peligrosidad.

1.4.16 Plan de Mantenimiento Óptimo

El Plan de Mantenimiento Óptimo (PMO) es un conjunto de tareas y actividades de mantenimiento destinadas especialmente a garantizar la fiabilidad y disponibilidad de las ISED's (Instalaciones, Sistemas, Equipos o Dispositivos) en una planta industrial, minimizando a su vez los gastos de mantenimiento. Este enfoque se basa en realizar un análisis exhaustivo de los modos probables de fallos y la aplicación de estrategias de mantenimiento predictivas y proactivas.

El PMO establece cuando y como realizar las tareas o acciones de mantenimiento en función del estado del equipo, tiempo transcurrido u otras consideraciones relevantes. Es decir, que el objetivo del mantenimiento óptimo es realizar el mantenimiento en el momento apropiado para minimizar las paradas o las interrupciones imprevistas en el funcionamiento del sistema y, a la vez prevenir las tareas innecesarias y costosas que aportan poco valor.

2 METODOLOGÍA

La actual problemática en Ecuador causado por la falta de la aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) puede alcanzar un impacto significativo de manera que ha perjudicado la fiabilidad y la eficiencia de los ISED's (Instalaciones, Sistemas, Equipos o Dispositivos) en plantas industriales o de servicios, lo que ha provocado en gastos excesivos en mantenimiento y tiempos de inactividad más prolongados. Para hacer frente a esta problemática, se propone la implementación del proceso RCM aplicado a las áreas de la industria.

En este contexto, el RCM es un proceso estructurado y sistemático en la gestión del mantenimiento de los ISED's con la finalidad de asegurar la confiabilidad en los equipos o sistemas críticos. Esta metodología ha demostrado tener enormes ventajas en sectores de la industria como la aviación, aeroespacial, la energía, petrolera, automotriz, entre otros, reduciendo los costes de mantenimiento, incremento en la productividad y operatividad de sus equipos a través del tiempo.

Para implementar el proceso RCM, es esencial llevar a cabo un análisis exhaustivo del estado actual de los activos, así como de los gastos relacionados al mantenimiento. A partir de esa información, se determinan las áreas más críticas y vulnerables que requieren una ejecución rápida del proceso RCM. Y una vez identificada las áreas más susceptibles, se deberá seguir un proceso sistemático para identificar las estrategias de mantenimiento más adecuadas.

Actualmente, debido al rápido avance tecnológico, es posible automatizar y sistematizar estos procesos para diferentes tipos de industrias incluidas las pymes y pequeños emprendimientos, utilizando bases de datos, hojas de cálculo y uso de aplicaciones web para dispositivos electrónicos. Esto hace viable optimizar las funciones de mantenimiento y aumentar la productividad en las diferentes instalaciones industriales.

Para ello, se propone en este trabajo de integración el desarrollo e implementación de una Web App utilizando Google Sheets, para automatizar el proceso de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) con enfoque a la unidad de generación de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua. El desarrollo de esta aplicación web permitirá una gestión mas efectiva de las tareas y estrategias de mantenimiento.

Contexto Operacional

Continuado con el proceso RCM, se completarán los pasos esenciales para su aplicación, el enfoque del RCM se basan en responder las 7 preguntas básicas del RCM.

En primer lugar, se elaborará un cuadro inicial relativo al contexto operacional de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua, este cuadro ofrecerá información detallada y completa sobre los activos y sistemas involucrados de la planta. Ver Tabla 2.1 detalla el contexto operacional. Para especificar el contexto operativo pueden tenerse en cuenta los siguientes elementos:

Descripción general de la planta: contienen información relevante de manera concisa y resumida de las características principales de la central hidroeléctrica.

Características técnicas: abarca información relacionada a las especificaciones y datos técnicos relevantes que detallan los elementos técnicos y operativos sobre su funcionamiento.

Estándares de calidad: son normas utilizadas para que la planta funcione eficazmente con sus requisitos técnicos y operativos la planta.

Estándares medioambientales: las normas medioambientales son directrices que se han establecido para proteger el ambiente y reducir los efectos ambientales de la planta.

Operación: contiene información acerca de la estructura organizativa de los turnos trabajo para garantizar que las operaciones de la planta funcionen de manera continua y segura

Mantenimiento: describe las actividades de mantenimiento que se desea ejecutar de forma programada para mantener la disponibilidad y fiabilidad de los equipos o sistemas.

Demanda de mercado: se refiere a la cantidad que la instalación puede producir y satisfacer a los consumidores durante un período de tiempo determinado.

Tabla 2.1 Formato de Contexto Operacional de la planta

CONTEXTO OPERACIONAL	
Planta: Central Hidroeléctrica Delsitanisagua	
Datos Generales	
Nombre:	
Ubicación:	
Datos de la Central:	
Descripción Breve:	
Contexto Técnico	
Energía producida:	
Energía anual:	
Caudal de diseño:	
Número de turbinas:	
Tipo de turbina:	
Túnel de carga:	
Túnel de desvío:	
Estándares de Calidad:	
Frecuencia de la red eléctrica:	
Caudal medio anual de funcionamiento:	
Producción de energía anual estimada:	
Cobertura de demanda anual:	
Estándares Medioambientales:	
Clasificación ecológica:	
Clasificación bioclimática de la zona:	
Flora nativa:	
Fauna nativa:	
Turnos de trabajo	
Tiempo de trabajo:	
Jornada laboral:	
Turnos de trabajo:	
Intensidad de trabajo:	
Mantenimiento:	
Factor de planta:	
Índice de confiabilidad:	
Índice de disponibilidad:	
Demanda del mercado:	

Fuente: (Aguinaga Barragán)

Definición de ISED's

Consecuentemente se llevará a cabo el desarrollo del segundo cuadro correspondiente a la denominación de ISED's, cuyo objetivo es definir de manera precisa cada instalación, sistema, equipos y componente, permitiendo una gestión más eficiente de los activos.

Por la cual, como primer paso, se realizará un diagrama de procesos de entradas y salidas (EPS), este diagrama ayudará a visualizar y definir exhaustivamente cada uno de los ISED's involucrados con la finalidad de obtener una mejor visión de cómo está estructurada la planta. Como se muestra en la Figura 2.1 el diagrama EPS aplicado a la Central Hidroeléctrica.

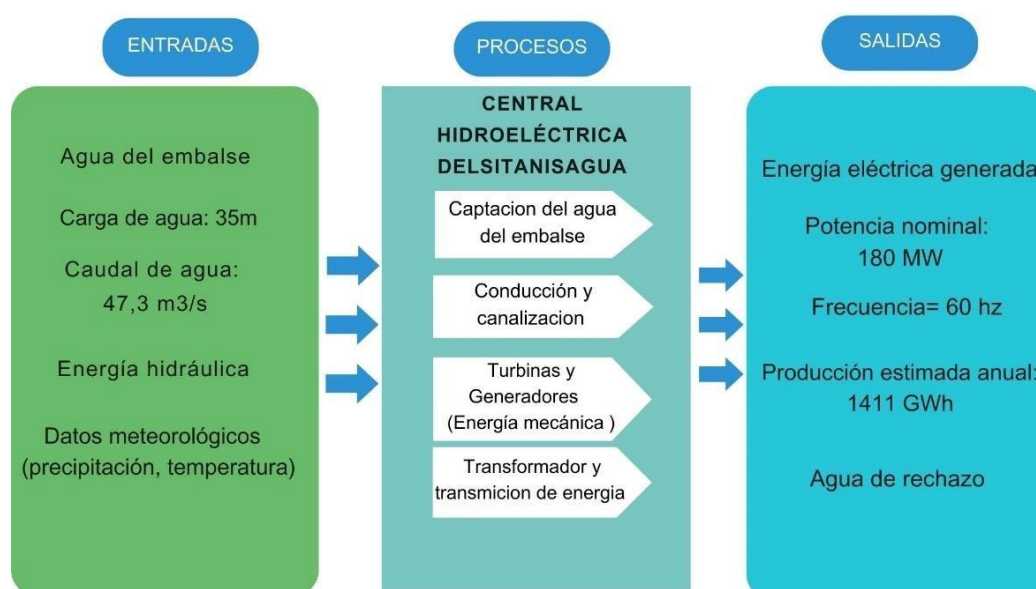


Figura 2.1 Diagrama de entradas, procesos y salidas de la central hidroeléctrica Delsitanisagua

Fuente: Propia

A partir del diagrama EPS, se requiere llevar a cabo una división de los componentes que componen la planta productiva, en conformidad con la norma ISO 14224. Como muestra en la Tabla 2.2 Esta división se realizará siguiendo un orden de mayor a menor jerarquía, tal y como se muestra a continuación:

1. **Planta de producción:** donde se está aplicando el proceso RCM
2. **Procesos de la planta:** cuando hay múltiples procesos diferentes pero relacionados para la planta.

3. **Sistemas:** cuando se identifican varios sistemas en un mismo proceso.
4. **Componentes clave:** para cada uno de los sistemas identificados
5. **ISED's:** son los mismos componentes clave del sistema, pero agrupados en partes con características análogas.

Tabla 2.2 Formato para la definición de los ISED's

PLANTA: CENTRAL HIDROELÉCTRICA DELSITANISAGUA		
PROCESOS	SISTEMAS	COMPONENTE

Fuente: (Aguinaga Barragán)

Esta división de los componentes es fundamental por la cual se debe realizar con cuidado, tratando de evitar que sea demasiado larga, ya que haría el análisis más difícil y llevaría más tiempo, pero también tratando de evitar que sea demasiado corta ya que dejaría fuera del estudio RCM puesto que algunos ISED's pueden ser fundamentales para los procesos de la planta de producción.

Funciones y Modos de Falla

La siguiente fase consistirá en describir el cuadro de Funciones y Modos de Falla, en donde se definirá los ISED's, las funciones principales de los ISED's y los posibles modos de falla que puede afectar su funcionamiento. Para que el proceso RCM se implemente de manera exitosa, es esencial que se describan claramente estos elementos. Tal como se puede mostrar en la Tabla 2.3 plantilla de funciones y modos de falla.

ISED's: se refiere a los componentes o elementos principales que corresponden a cada una de las instalaciones, sistemas, equipos y dispositivos.

Por consiguiente, para la unidad de generación de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua que se está desarrollando, se examinarán los siguientes ISED's:

- Válvula de guardia
- Tuberías y accesorios
- Turbina Pelton
- Governor

- Cojinetes
- Rodete
- Mecanismo de regulación de caudal
- Transmisión mecánica
- Unidad de potencia hidráulica HPU
- Sistema de enfriamiento por agua
- Generador sincrónico
- Sistema eléctrico
- Sistemas contra incendios
- Sistema de control y protección

Funciones: describen las principales tareas o funciones que deben llevar a cabo cada uno de los ISED's para cumplir con las necesidades operativas y funcionales del bien o activo en cuestión.

La descripción de una función debe comprender un verbo y un objeto; el verbo, realiza la acción del ISED y el objeto, determina sobre que se realiza las acciones. Por último, es necesario establecer un modo de falla para cada estándar de rendimiento asociado a todas las funciones establecidas para cada ISED.

Modos de falla: se refiere a la forma en la que un sistema o equipo puede dejar de realizar o funcionar una de sus funciones prevista. En otras palabras, en el modo de falla se analizarán las circunstancias que podrían llevar a los ISED's a experimentar una pérdida de su capacidad operativa.

Tabla 2.3 Formato para Funciones y Modos de falla

Planta: Central Hidroeléctrica Delsitanisagua		
ISED	FUNCIONES	MODOS DE FALLA

Fuente: (Aguinaga Barragán)

Modo Causa Solución

El elemento clave del proceso RCM que permite realizar un análisis más efectivo de causa raíz es el cuadro de cadena de causas de falla y soluciones, este método se basa la aplicación de una metodología más potente y completa que los enfoques convencionales, como el diagrama de Ishikawa o el diagrama de Pareto. Los elementos que componen este cuadro se detallan a continuación son:

Modos de falla: se indican que modos de falla se han obtenido previamente en el cuadro de funciones y modos de falla, especialmente describen de manera específica de cómo se manifiesta una falla o problema en el ISED.

Causa directa: las causas directas se refieren a los factores o eventos que provocan un determinado modo de fallo en el ISED, estas causas directas son la que contribuyen directamente en la aparición del modo del fallo. Este proceso implica un análisis exhaustivo de cada uno de los ISED, así como la compilación de información relevante.

Para el ejemplo de la central hidroeléctrica, Ver Figura 2.2 donde se ha identificado las siguientes causas directas asociadas a cada modo de falla específico, a continuación, se presenta la siguiente lista:

CAUSA DIRECTA:	
Fricción	<input type="button" value="v"/>
Fricción	
Corrosión	
Deformación_Plástica_Rotura	
Fatiga_Estructural	
Fatiga_Superficial	
Fatiga_Térmica	
Explosiones_e_Incendios	
Cavitación	
Golpe_de_Ariete	
Problemas_Eléctricos	

Figura 2.2 Lista desplegable de causas directas relacionado al modo de falla

Diagnóstico: se refiere al proceso para identificar y evaluar la causa directa de fallo de los ISED's. Se pueden aplicar diferentes métodos, equipos y habilidades para proporcionar un diagnóstico preciso. El diagnóstico de los ISED's se reúne datos sobre rendimiento, registros de mantenimiento, entre otros. Como muestra la Figura 2.3 los diagnósticos identificados para la planta:

DIAGNÓSTICO:	
	▼
Inspección y diagnóstico visual.	
Medición y análisis de parámetros operativos.	
Medición y análisis de vibraciones.	
Ensayos no destructivos	
Inspección y análisis de lubricantes.	
Termografía.	
Detección y diagnóstico de fallas eléctricas	

Figura 2.3 Lista de desplegable de diagnósticos

Fuente: Propia

Causa de falla: corresponden a factores, razones o eventos de fallo que provocan que los ISED's no puedan llevar a cabo con su función prevista. Es fundamental identificar y comprender la causa de los fallos para tomar medidas correctivas y evitar futuros problemas.

Dependiendo del ISED de que se trate, las causas de las fallas pueden deberse a diversos motivos. La Figura 2.4 muestra la base de datos para algunas causas de falla identificado para cada ISED's de la planta.

Fricción	Corrosión	Deformación Plástica Rotura
Mal diseño de materiales de los cojinetes	Mala selección de materiales	Desbalanceo
Mal diseño de dimensiones y tolerancias en cojinetes	Mal recubrimiento superficial	Desalineación
Mala selección del lubricante	Mala pintura	Holgura mecánica en cojinetes
Suciedad y falta de viscosidad o lubricidad del lubricante	Deterioro de recubrimiento superficial o pintura	Soltura estructural
Filtros sucios	No hay protección catódica	Excentricidad
Fugas de lubricante	Mal funcionamiento de la protección catódica	Ejes pandeados
Falla de los componentes del sistema de lubricación		
Fugas en sello mecánico		

Figura 2.4 Base de datos para causas de falla de los ISED's

Fuente: Propia

Solución: para cada una de las causas de los fallos identificado, se propondrán soluciones y medidas para cada una de ellas, de manera que estas soluciones estarán diseñadas para predecir y reducir los efectos de los fallos. Se propone las siguientes consideraciones como posibles soluciones:

- Desmontaje, reparación, montaje
- Desmontaje, cambio, ajuste y pruebas
- Ajuste de terminales eléctricos
- Reparación de recubrimientos superficiales

En la Tabla 2.4 siguiente, se presenta la plantilla del cuadro de cadena de causas de falla y soluciones.

Tabla 2.4 Formato para cadena de causas de falla y solución

PLANTA:				
MODO DE FALLA:	CAUSA DIRECTA:	DIAGNÓSTICO:	CAUSA DE FALLA:	SOLUCIÓN

Fuente: (Aguinaga Barragán)

Análisis Modal de Falla y Efecto - AMFE

Una vez que se han determinado previamente las posibles causas de falla en el anterior cuadro de causa solución, procederemos ahora al desarrollo del cuadro de ANÁLISIS MODAL DE FALLA Y EFECTO (AMFE) para categorizar y evaluar los diversos modos de fallo de cada uno de los ISED's. En otras palabras, ayudara a comprender las consecuencias de los fallos y los posibles efectos que podrían ocurrir.

El grado de importancia o impacto que tiene un ISED se establece mediante su relevancia para alcanzar los objetivos y funciones principales dentro del sistema o proceso. Los factores que se tiene en evalúan son:

La frecuencia (F): denota la probabilidad de que un determinado modo de fallo se manifieste en el ISED durante un periodo de tiempo. La probabilidad de un suceso se suele calificar en una escala que va desde (1) nunca hasta (10) extremadamente alta, como se puede ver Figura 2.5 frecuencia de falla.

FRECUENCIA DE FALLA:	F
3 Muy baja	
1 Nunca	
2 Casi nunca	
3 Muy baja	
4 Baja	
5 Moderada baja	
6 Moderada	
7 Moderada alta	
8 Alta	
9 Muy alta	
10 Extremadamente alta	

Figura 2.5 Lista desplegable de la frecuencia de falla

Fuente: Propia

Este valor es crucial, ya que los modos de falla con una alta probabilidad requieren más atención y medidas preventivas para mitigar su impacto.

La gravedad (G): la gravedad o severidad de la falla determina el impacto o efecto del modo de falla si en caso de que ocurra en el equipo o sistema. Para cuantificar la gravedad se suele utilizar un rango de puntuación de 1 al 10, que va desde una mínima gravedad hasta el caso más grave. La Figura 2.6 presenta la lista correspondiente al índice de gravedad de la falla.

GRAVEDAD DE FALLA:	G
1 Ninguna consecuencia	
2 Casi ninguna consecuencia	
3 Disminución eficiencia leve	
4 Disminución eficiencia alta	
5 Paros no planificados leves	
6 Paros no planificados altos	
7 Violación de normas de higiene o ambientales	
8 Peligro seguridad humana leve	
9 Peligro seguridad humana grave	
10 Peligro seguridad humana muerte	

Figura 2.6 Lista desplegable de la gravedad de falla

Fuente: Propia

La detectabilidad (D): determina la capacidad de un sistema o proceso para determinar la probabilidad de que el modo de falla sea descubierto antes de que cause consecuencias no deseadas. Como se observa la Figura 2.7, muestra el rango de detectabilidad:

DETECTABILIDAD:	D
▼	
1 Totalmente detectable	
2 Muy detectable	
3 Detectable	
4 Moderada con patrones	
5 Moderada sin patrones	
6 Poco detectable	
7 Muy poco detectable	
8 Dificil de detectar	
9 Muy dificil de detectar	
10 No se detecta	

Figura 2.7 Lista desplegable de la detectabilidad de la falla

Fuente: Propia

Índice de Prioridad de Riesgos (IPR): se utilizará para calcular la criticidad mediante la multiplicación de los tres factores principales: la probabilidad, la gravedad y la detectabilidad del modo de falla específico.

Tal como se puede apreciar en la Tabla 2.5, se presenta la plantilla que se utiliza para llevar a cabo el análisis AMFE.

Tabla 2.5 Formato para el análisis modal de falla y efecto (AMFE)

ANÁLISIS MODAL DE FALLA Y EFECTO - AMFE							
PLANTA:							
MODO DE FALLA:	CAUSA DE FALLA:	GRAVEDAD DE FALLA:	G	FRECUENCIA DE FALLA:	F	DETECTABILIDAD:	D IPR

Fuente: (Aguinaga Barragán)

Correctivos AMFE: las acciones correctivas se implementarán para mitigar los índices de frecuencia y detectabilidad del modo de falla, ver la Tabla 2.6. Estas medidas se utilizan cuando se requiera realizar acciones correctivas en el análisis de modal y efecto de falla (AMFE), cuando el Índice de Prioridad de Riesgos (IPR) sea mayor o igual a 100.

Tabla 2.6 Formato para aplicar correctivos AMFE

ACCIONES CORRECTIVAS AMFE:	F	D	I

Fuente: (Aguinaga Barragán)

Plan de mantenimiento óptimo

Finalmente, el cuadro del plan de mantenimiento deberá contener de manera detallada las soluciones para los problemas o las acciones correctivas AMFE, incluyen la descripción de las actividades, la estrategia de la tarea correspondiente al tipo de acciones de mantenimiento preventivo, predictivo, correctivo, las tareas asociadas con cada tipo de mantenimiento, el tiempo de duración (MTTR) y la frecuencia de las actividades (MTTF o MTBF).

De igual manera, para este plan deber incluir información sobre el personal que va a realizar las actividades necesarias, así como de los recursos materiales y los instrumentos o herramientas necesarias para ejecutar el mantenimiento. Consultar la Tabla 2.7 permitirá ejecutar el plan de mantenimiento óptimo. Este enfoque exhaustivo y bien organizado de este plan garantizará la confiabilidad operativa de los ISED's de la unidad de generación de la central hidroeléctrica.

Tabla 2.7 Formato para la implementación del plan de mantenimiento óptimo

PLAN DE MANTENIMIENTO ÓPTIMO									
PLANTA:									
ID. TAREA	SOLUCIÓN / CORRECTIVO AMFE:	DESCRIPCIÓN DE LA TAREA:	TIPO DE TAREA:	ESTRATEGIA DE LA TAREA:	TAREAS ASOCIADAS:	MITR	MTTF - MTBF	PERSONAL	HERRAMIENTAS MATERIALES REPUESTOS:
1									
2									
3									
4									

Fuente: (Aguinaga Barragán)

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

En la siguiente sección, se expondrá los resultados obtenidos para la implementación del proceso de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM).

Tabla 3.1 Desarrollo de la plantilla para el contexto operacional aplicado a la Central Hidroeléctrica Delitanisagua

Planta: Central Hidroeléctrica Delitanisagua	
Datos Generales	
Nombre: Central Hidroeléctrica Delitanisagua	
Ubicación: Situada en las parroquias rurales Sabanilla y El Limón del cantón Zamora, provincia de Zamora Chinchipe.	
Datos de la Central: La Central Hidroeléctrica Delitanisagua empezó su operación comercial el 21 de diciembre de 2018, dispone de una capacidad instalada de 180 MW, beneficiando directamente a los habitantes de las provincias de Loja y Zamora Chinchipe a través de la conexión de la subestación Cumaratza con el Sistema Nacional Interconectado (SNI).	
Descripción Breve:	
Central Hidroeléctrica Delitanisagua, es una planta de generación hidroeléctrica. Tiene una presa que crea un embalse, lo que le permite regular el caudal de agua y gestiona la producción de energía. El agua fluye hacia las turbinas, convierten la energía hidráulica se transforma en energía mecánica y posteriormente los generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica, la cual se conecta a través de una subestación eléctrica. La central aprovecha el caudal de uno de los ríos más importantes de Ecuador, el río Zamora para generar energía eléctrica de forma renovable y sostenible.	
Contexto Técnico	
Energía producida: 180 MW	
Energía anual: ~1411 GWh	
Insumo: agua de fuente natural	
Caudal de diseño: 42,45 m ³ /s	
Caudal medio anual: 47,3 m ³ /s	
Número de turbinas: Tres	
Tipo de turbina: Turbinas Pelton, de 60 MW cada una.	
Volumen del embalse: 60400 m ³	
Presa de hormigón a gravedad: 35m de altura y 115m de longitud	
Túnel de carga: 8035m de longitud sección tipo herradura y 4,10m de diámetro interior revestido tipo herradura.	
Túnel de desvío: 376m de longitud sección tipo baúl de 8x7m.	
Chimenea de equilibrio: pozo vertical de 76m de altura y 7,10m de diámetro.	
Sistema de presión: pozo vertical 354,9m, un túnel subhorizontal de 898m de longitud y una tubería de presión externa de 98,30m de longitud.	
Casa de máquinas: alberga a los tres generadores	
Línea de transmisión: línea trifásica de 13,8kv.	
Material de represa: Hormigón estructural	
Material de tubería a presión: Acero	
Material de tubería a presión embebido: Hormigón armado	
Estándares de Calidad:	
Frecuencia de la red eléctrica: 60 Hz	
Caudal medio anual de funcionamiento: 47,3 m ³ /s	
Producción de energía anual estimada: 1411 GWh	
Cobertura de demanda anual: 1213,62 miles de personas	
Estándares Medioambientales:	
Contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y a la diversificación de la matriz energética del país.	
Estándares medioambientales establecidos por las regulaciones locales y los acuerdos internacionales	
Clasificación ecológica: Bosque húmedo tropical	
Clasificación bioclimática de la zona: tipo tropical	
Flora nativa: En los frondosos bosques, uno puede descubrir una diversidad de árboles de madera fina en peligro de extinción. Algunas de estas especies en peligro incluyen el romerillo, guayacán, laurel, pituca, árbol de alcanfor, aguacatillo, yumbingue, almendro, entre otros. Además, la región alberga plantas nativas frutales, muchas de ellas poco conocidas, así como numerosas especies desconocidas como el membrillo, maní de árbol, sacha cacao, uva y maní bejuco. Además, una gran cantidad de epifitas, principalmente valoradas por su belleza ornamental, como orquídeas, aráceas y bromelias.	
Fauna nativa: El Proyecto afecta directamente la biodiversidad de la zona, ya que se encuentran presentes 21 variedades de aves, 5 especies de anfibios, 112 individuos de invertebrados y 5 tipos distintos de peces	
Temperatura media anual: 22 °C	
Nivel promedio permisible: 70 dB	
Turnos de trabajo	
Tiempo de trabajo: 24 horas del día, los 7 días de la semana.	
Jornada laboral: Dos	
Turnos de trabajo: rotativos cada 8 - 10 horas.	
Intensidad de trabajo: supervisión y control continuo de la generación de energía para cubrir todas las necesidades operativas.	
Mantenimiento:	
Factor de planta: 46,49 %	
Índice de confiabilidad: 99,59 %	
Índice de disponibilidad: 98,89 %	
Tiempo de reparación del generador: 0,5 - 1 meses.	
Tiempo de reparación de la turbina: 1 - 2 meses.	
Demanda del mercado:	
La población de Ecuador se estima en 15'104.332 habitantes según el censo realizado en el 2010, y según cifras del CONELEC se necesita una potencia de 3753MW para satisfacer la demanda energética. De esta manera, cada año, aumentan los requisitos de la demanda, lo cual se requiere la puesta en marcha de nuevas centrales de producción de energía, con la Central Hidroeléctrica del itanisagua ayudará a extender las necesidades de demanda para la población existente que para el año 2022 es de 17'283.338 habitantes.	

Tabla 3.2 Desarrollo de la plantilla de definición de cada ISED

PLANTA: CENTRAL HIDROELECTRICA DELSITANISAGUA			
PROCESOS	SISTEMAS	COMPONENTES CLAVES	ISED'S
Captación y conducción de agua del embalse a la casa de máquinas	Bocatoma	Compuertas	
		Obra civil	
	Canal de conducción	Compuertas	
		Canal	
	Túnel de desvío	Compuertas	
		Canal	
	Túnel de carga	Compuertas	
		Válvula de purga	
		Rejilla	
		Obra civil	
	Tubería de presión	Abductor	
		Tubería y accesorios	
		Soportes y anclajes de tubería	
Unidad de generación	Válvula de guardia	Válvula	Válvula
		Tubería y accesorios	Tubería y accesorios
	Turbinas hidráulicas	Turbina pelton	Turbina
		Governor	Governor
		Cojinetes	Cojinetes
		Rodete	Rodete
		Transmisión mecánica	Transmisión mecánica
		Unidad de potencia hidráulica HPU	Unidad de potencia hidráulica HPU
		Sistema de enfriamiento	Sistema de enfriamiento
	Generador eléctrico	Generador	Generador
		Cojinetes	
		Transmisión mecánica	
	Sistemas auxiliares	Regulación eléctrica	Sistema eléctrico
		Transformador	
		Sincronización eléctrica	
Sistema de transmisión			
Tablero de control eléctrico			
Sistemas de protección y control		Sistemas de protección y control	
Sistemas contraincendios	Sistema contraincendios		
OTROS PROCESOS, SISTEMAS, COMPONENTES E ISED'S			

Tabla 3.3 Desarrollo de la plantilla de las funciones y modos de fallas correspondiente a la unidad de generación de la central

Planta: Central Hidroeléctrica Delsitanisagua		
ISED	FUNCIONES	MODOS DE FALLA
Válvula de guardia	Proteger la integridad de la turbina sin permitir filtraciones.	Fugas la válvula de guardia - parcial y evidente
Tubería y accesorio	Transportar agua preservando su integridad estructural	Desgaste por corrosión -parcial y evidente
Turbina Pelton	Transformar la energía hidráulica del agua con salto 35m y caudal de 42,45 m ³ /s en energía mecánica para impulsar un generador con una potencia de 80MW y una velocidad constante de 12000RPM +/-5%	No se suministra el caudal nominal - parcial y evidente
		Desgaste por Cavitación - parcial y oculta
		Exceso de velocidad de rotación - total y evidente
Governor	Regular la apertura de los inyectores de la turbina mediante un sistema oleohidraulico, con una presión de aceite hidráulico de 1400psi.	Presión baja en el aceite hidráulico - total y evidente
Cojinetes	Soportar y permitir la rotación del eje de la turbina y del generador, manteniendo una temperatura del lubricante por debajo de 49°C	Temperatura del aceite de lubricación mayor a 49°C - parcial y evidente
Transmisión mecánica	Transferir la energía mecánica generada por la turbina al generador eléctrico, garantizando un control de las vibraciones	Altas vibraciones - parcial y evidente
Unidad de potencia hidráulica HPU	Proporcionar aceite hidráulico a una presión constante de 1400psi a los mecanismos de accionamiento de las turbinas y válvula de guardia	Baja presión en el aceite hidráulico - parcial y evidente
Sistema de enfriamiento por agua	Enfriar el aceite de lubricación mediante el sistema de bombeo de agua proveniente del canal con un caudal de 8 l/s	Bajo caudal de la bomba de agua - parcial y evidente
Generador sincrónico	Producir la energía eléctrica con una potencia de 60MW, con una velocidad constante de 1200RPM a 60 Hz +/-5%	Deterioro en el devanado o bobina del generador - total y evidente
		Degradación de los anillos deslizantes de las escobillas - parcial y evidente
Sistema eléctrico	Suministrar, regular y sincronizar la energía eléctrica generada	Deterioro aislantes, puntos calientes - total y oculto
Sistema de protección y control eléctrico	Monitorear y proteger el funcionamiento de la turbina y el generador componentes de la unidad de generación.	Pérdida de control - total y oculto
	Salvaguardar contra cortocircuitos	Excede los requerimientos de un sistema de protección eléctrica - total y oculto

Tabla 3.4 Plantilla del Análisis Modal de Falla y Efecto (AMFE), con los índices de prioridad de riesgo y correctivos.

ANÁLISIS MODAL DE FALLA Y EFECTO - AMFE								CORRECTIVOS AMFE				
PLANTA: Central Hidroeléctrica Delsitanisagua												
MODO DE FALLA:	CAUSA DE FALLA:	GRAVEDAD DE FALLA:	G	FRECUENCIA DE FALLA:	F	DETECTABILIDAD:	D	IPR	ACCIONES CORRECTIVAS AMFE:	F	D	IPR
Fugas en la válvula de guardia - parcial y evidente	Sellos mecánicos desgastados o dañados	6 Paros no planificados altos	6	6 Moderada	6	5 Moderada sin patrones	5	180	Seleccionar sellos de mejor calidad, cambiarlos y revisar mas frecuentemente fugas	4	3	72
Desgaste por corrosión -parcial y evidente	Mal funcionamiento de la protección catódica	4 Disminución eficiencia alta	4	4 Baja	4	2 Muy detectable	2	32				
No se suministra el caudal nominal - parcial y evidente	Cavitación	5 Paros no planificados leves	5	7 Moderada alta	7	6 Poco detectable	6	210	Control de la velocidad de operación	4	3	60
Exceso de velocidad de rotación - total y evidente	Rango de operación inadecuado	5 Paros no planificados leves	5	3 Muy baja	3	6 Poco detectable	6	90				
Presión baja en el aceite hidráulico - total y evidente	Fugas en el sistema hidráulico	8 Peligro seguridad humana leve	8	6 Moderada	6	2 Muy detectable	2	96				
Temperatura del aceite de lubricación mayor a 49°C - parcial y evidente	Mala selección del lubricante	5 Paros no planificados leves	5	4 Baja	4	5 Moderada sin patrones	5	100		3	5	75
Altas vibraciones - parcial y evidente	Vibraciones de alta severidad	4 Disminución eficiencia alta	4	7 Moderada alta	7	4 Moderada con patrones	4	112	Seleccionar el tipo de lubricantes adecuados y la cantidad de lubricante.	4	3	48
Baja presión en el aceite hidráulico - parcial y evidente	Fugas en Conexiones o Componentes	4 Disminución eficiencia alta	4	6 Moderada	6	5 Moderada sin patrones	5	120	Revisar los componentes hidráulicos	5	4	80
Bajo caudal de la bomba de agua - parcial y evidente	Mal diseño de la altura neta de succión positiva NPSH	4 Disminución eficiencia alta	4	6 Moderada	6	3 Detectable	3	72				
Deterioro en el devanado o bobina del generador - total y evidente	Fluctuaciones de temperatura repetitivas	6 Paros no planificados altos	6	5 Moderada baja	5	2 Muy detectable	2	60				
Degradación de los anillos deslizantes de las escobillas - parcial y evidente	Suciedad y falta de viscosidad o lubricidad del lubricante	4 Disminución eficiencia alta	4	6 Moderada	6	3 Detectable	3	72				
Deterioro aislantes, puntos calientes - total y oculto	Puntos calientes por terminales o conexiones flojas	6 Paros no planificados altos	6	6 Moderada	6	6 Poco detectable	6	216	Utilizar termografía para realizar inspecciones periódicas en los equipos eléctricos	3	3	54
Pérdida de control - total y oculto	Rotura de cables y conductores	8 Peligro seguridad humana leve	8	4 Baja	4	6 Poco detectable	3	96				
Excede los requerimientos de un sistema de protección eléctrica - total y oculto	Traba mecánica en elementos de protección	6 Paros no planificados altos	6	7 Moderada alta	7	3 Detectable	2	84				
Problemas en el funcionamiento de las válvulas de los extintores - total y oculto	Deterioro de recubrimiento superficial o pintura	4 Disminución eficiencia alta	4	6 Moderada	6	2 Muy detectable	2	48				
Deficiencia en los sistemas de seguridad - total y evidente	Falla en la programación de los sistemas de seguridad	6 Paros no planificados altos	6	4 Baja	4	4 Moderada con patrones	4	96				
Problemas misceláneos - parcial y evidente	Condiciones Ambientales Agresivas	2 Casi ninguna consecuencia	2	5 Moderada baja	5	3 Detectable	3	30				

Al evaluar el índice de prioridad de riegos (IPR) a cada una de sus respectivas causas de falla, se identificaron a cinco ISED's críticos, cuyo IPR fueron mayor a cien. Por lo tanto, se necesitará implementar acciones correctivas para minimizar índice de frecuencia (F) y la detectabilidad (D).

Tabla 3.5 Desarrollo de plantilla con las tareas optimas de mantenimiento.

PLANTA: Central Hidroeléctrica Delsitanisagua									
ID. TAREA	SOLUCIÓN / CORRECTIVO AMFE:	DESCRIPCIÓN DE LA TAREA:	TIPO DE TAREA:	ESTRATEGIA DE LA TAREA:	TAREAS ASOCIADAS:	MTTR	MTTF - MTBF	PERSONAL	HERRAMIENTAS MATERIALES REPUESTOS:
1	Considerar la implementación de tecnologías modernas para la detección de fugas	Identificar y evaluar tecnologías modernas disponibles para la detección de fugas en válvulas	Periódica de Inspección	Mantenimiento Preventivo Inspección Diagnóstico	Adquirir los equipos necesarios para la implementación de la tecnología. Definir el plan de implementación, incluyendo cronograma. Instalar y configurar los equipos de detección de fugas en los equipos críticos	1 día	6 meses	Equipo de trabajo 1	Materiales repuestos herramientas 1
	Seleccionar sellos de mejor calidad, cambiarlos y revisar mas frecuentemente fugas	Identifica los sellos de mejor calidad que cumplan con los requisitos y especificaciones necesarias.	Correctiva AMFE	Mantenimiento Preventivo Reparación Cambio	Desmontar la carcasa de la válvula de guardia Retirar los sellos mecánicos desgastados o dañados. Limpiar las superficies y partes internas.colocar el nuevo sello y volver a ensamblar la válvula.	5 horas	4 meses	Supervisor	Materiales repuestos herramientas 6
2	Control de la velocidad de operación de la turbina	Mantener un rendimiento óptimo y la operación segura de la turbina pelton	Correctiva AMFE	Mantenimiento Preventivo Inspección Diagnóstico	Realizar mediciones de los parámetros de operación. Comprobar el funcionamiento de los sensores y sistemas de control de la velocidad.Revisar los registros de operación. Realizar pruebas funcionales de los sistemas de control de velocidad	3 horas	-	Equipo de trabajo 3	Materiales repuestos herramientas 5
	Reparar mediante recubrimientos superficiales las zonas dañadas por cavitación	Inspeccionar las zonas dañadas por cavitación para determinar la extensión y el tipo de daño en la superficie.	Especifica de reparación	Mantenimiento Preventivo Reparación Cambio	Limpiar y preparar las zonas dañadas. Seleccionar y aplicar el recubrimiento adecuado para proteger y restaurar las zonas. El recubrimiento debe ser resistente a la cavitación y condiciones de operación.	2 días	12 meses	Trabajo tercerizado	Materiales repuestos herramientas 2
3	Seleccionar el tipo de lubricantes adecuados y la cantidad de lubricante.	Realizar inspecciones periódicas en los componentes de transmisión mecánica que requieren lubricación.	Correctiva AMFE	Mantenimiento Preventivo Inspección Diagnóstico	Consultar las especificaciones del fabricante para determinar los tipos de lubricantes recomendados para cada componente. Determinar la cantidad adecuada de lubricante para cada componente según las especificaciones del fabricante y las recomendaciones técnicas.	-	-	Supervisor	Materiales repuestos herramientas 5
	Realizar un balanceo y alineación adecuada de los componentes	Identificar los componentes de transmisión mecánica que requieren balanceo y alineación.	Especifica de reparación	Mantenimiento Correctivo	Utilizar herramientas de medición y equipos de alineación. Realizar ajustes precisos para corregir cualquier desalineación. Verificar nuevamente la alineación y el balanceo.	8 horas	1 mes	Equipo de trabajo 1	Materiales repuestos herramientas 3
4	Revisar el estado de los componentes hidráulicos	Examinar visualmente los componentes hidráulicos, como mangueras, conexiones y válvulas en busca de signos de fugas, daños o desgaste.	Correctiva AMFE	Mantenimiento Preventivo Inspección Diagnóstico	Utilizar medidores de presión para verificar los niveles de presión. Comprobar los niveles de aceite hidráulico en los depósitos.Evaluar el estado de los filtros de aceite hidráulico. Si es necesario, cambiar o limpiar los filtros.	4 horas	-	Equipo de trabajo 1	Materiales repuestos herramientas 6
	Verificar que la bomba del sistema hidráulico esté operando adecuadamente.	Observar la bomba de aceite para detectar posibles fugas de aceite, daños en la carcasa o componentes, y cualquier signo de desgaste.	Periódica de Inspección	Mantenimiento Preventivo Inspección Diagnóstico	Medir la presión del aceite en la entrada y salida de la bomba. Escuchar y observar cualquier ruido o vibración inusual.Verificar los indicadores del sistema estén en los rangos aceptables.	2-4 horas	1,5 meses	Equipo de trabajo 2	Materiales repuestos herramientas 7
5	Utilizar termografía para realizar inspecciones periódicas en los equipos eléctricos	Planificación de las inspecciones termográficas en los equipos eléctricos de acuerdo con el plan de mantenimiento.	Correctiva AMFE	Mantenimiento Preventivo Inspección Diagnóstico	Preparación y calibración adecuada de la cámara termográfica antes de cada inspección.Captura de imágenes termográficas detalladas de los equipos eléctricos en funcionamiento. Análisis de las imágenes termográficas para identificar puntos calientes.	4 horas	3 meses	Equipo de trabajo 3	Materiales repuestos herramientas 1
	Utilizar materiales de aislamiento de alta calidad y resistentes al calor	Inspeccionar regularmente los sistemas eléctricos para identificar cualquier deterioro en los materiales de aislamiento.	Periódica de Inspección	Mantenimiento Preventivo Inspección Diagnóstico	Verificar la integridad de los materiales de aislamiento en áreas críticas de alta temperatura.Registrar y documentar el estado de los materiales de aislamiento. Evaluar cualquier signo de desgaste, corrosión u otros problemas	-	-	Supervisor	Materiales repuestos herramientas 2

Las tareas del plan de mantenimiento óptimo están diseñadas con el propósito de alcanzar varios objetivos clave en el funcionamiento de una instalación o equipo.

Página Web personal

Dirección web:

<https://sites.google.com/view/herramientaswebrcm/p%C3%A1gina-principal>



Figura 2.8 Página principal de Herramientas Web RCM

Fuente: (Google, s.f.)

3.2 Conclusiones

En el análisis modal de causa y efecto (AMFE), se identificaron que los ISED's más críticos de la unidad de generación de la central. Los activos incluyen la turbina Pelton, válvula de guardia, componentes de transmisión mecánica, unidad de potencia hidráulica HPU y el sistema eléctrico. Debido a que estos ISED que obtuvieron un IPR mayor a 100, por lo tanto, es esencial tomar acciones correctivas para disminuir tanto los índices de frecuencia como detectabilidad de la falla.

La implementación y automatización del proceso de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), a través de una aplicación Web, promoverá un seguimiento más efectivo de las actividades de mantenimiento, a la vez que permitirá una toma de decisiones basada en datos y análisis precisos para la unidad de generación de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua. Como consecuencia directa, se logrará la reducción las paradas no programadas y garantizará la seguridad y confiabilidad operativa en los equipos o sistemas de la planta.

La confiabilidad, disponibilidad y seguridad de las operaciones pueden mejorar considerablemente en la unidad de generación de la central hidroeléctrica si se logra aplicar con éxito el proceso RCM. Mediante un análisis exhaustivo de todos los activos críticos, modos de fallo, sus causas raíz y consecuencias de la falla, se puede elaborar un plan de mantenimiento sistematizado. En este enfoque no solo disminuiría los costes de mantenimiento y mitigará los riesgos operativos, sino que también que optimizará el tiempo de actividad, dando como resultado una generación de energía eléctrica más eficiente y sostenible.

La aplicación web basada en la plataforma Google Sheet facilita el acceso una base de datos extensa e informes detallados sobre los tipos de fallos, causas y soluciones. Esto posibilita a que los equipos o sistemas de mantenimiento tomar decisiones fundamentadas en datos concretos de esta manera previene la subjetividad en la elección de actividades y estrategias de mantenimiento.

3.3 Recomendaciones

Para lograr mayor confiabilidad de los activos de una planta, es importante tener en cuenta que el proceso RCM es una metodología continua que necesita evaluaciones y modificaciones constantes para seguir funcionando a lo largo del tiempo.

En el análisis AMFE cuando el IPR sea mayor que 100, se deben implementar acciones correctivas diferentes a las soluciones convencionales obtenidas en modo causa solución. Estas soluciones AMFE deberán estar orientadas a reducir la probabilidad de falla

Se deberá llevar a cabo evaluaciones periódicas de la confiabilidad de la aplicación web y el proceso RCM automatizado. Estas evaluaciones tienen como objetivo el de implementar mejoras continuas y asegurar que la aplicación satisfaga los requisitos específicos de la central hidroeléctrica.

Evaluar y revisar regularmente la eficacia de las actividades y estrategias de mantenimiento desarrolladas, con el propósito de que sea posible la mejora o el ajuste los planes de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo en función de los logros alcanzados.

El uso eficiente de la web app puede servir como un modelo replicable no solo en otras centrales hidroeléctricas, sino también en empresas tanto medianas, grandes y pequeños emprendimientos en Ecuador. Esto garantizará una gestión de mantenimiento efectiva en diversos sectores industriales.

Implementar mecanismos de control y diagnóstico, para una mejor detección temprana de fallos y optimizar la programación de las tareas de mantenimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguinaga Barragán, A. (2008). *INGENIERÍA DEL MANTENIMIENTO*. Quito: EPN-AIEM.
- Askeland, D., & Wright, W. (2017). *Ciencia e ingeniería de materiales* (séptima ed.). Cengage Learning.
- Camisón, C., & González, T. (2006). *Gestión de la calidad: conceptos, enfoques, modelos y sistemas*. Madrid: Pearson Educación.
- García Palencia, O. (2012). *Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial*. Bogotá: Ediciones de la U.
- García, S. (2010). *Organización y Gestión Integral de Mantenimiento*. Madrid: Ediciones Díaz de Santos, S.A.
- Gómez De León, F. (1998). *Tecnología del Mantenimiento Industrial* (Primera ed.). Murcia: Servicio de Publicaciones.
- Google. (s.f.). *Google sites*. Obtenido de Google sites: <https://sites.google.com>
- Mora, A. G. (2009). *Mantenimiento: Planeación, ejecución y control*. México: Alfaomega Grupo Editor.
- Moubray, J. (1997). *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad* (2nd ed.). Industrial Press Inc.
- Rooney, J., & Vanden, L. (2004). Root Cause Analysis for Beginners. *Quality Progress*, 53.
- Ruiz, F. (2019). *Gestión del Mantenimiento Industrial*. Díaz de Santos.
- Smith, A., & Hinchcliffe, G. (2003). *RCM - Gateway to World Class Maintenance*. Elsevier.
- Smith, J. (2010). *Análisis Modal de Falla y Efecto (AMFE): Metodología y Aplicaciones*. Tecnológica.
- Stachowiak, G., & Batchelor, A. (2013). *Engineering Tribology* (Fourth ed.). Oxford: Butterworth-Heinemann

ANEXOS

ANEXO I: MODOS Y CAUSAS DE FALLA

FALLAS	Fricción	Corrosión	Deformación Plástica Rotura
Fricción	Mal diseño de materiales de los cojinetes	Mala selección de materiales	Desbalanceo
Corrosión	Mal diseño de dimensiones y tolerancias en cojinetes	Mal recubrimiento superficial	Desalineación
Deformación Plástica Rotura	Mala selección del lubricante	Mala pintura	Holgura mecánica en cojinetes
Fatiga Estructural	Suciedad y falta de viscosidad o lubricidad del lubricante	Deterioro de recubrimiento superficial o pintura	Soltura estructural
Fatiga Superficial	Filtros sucios	No hay protección catódica	Excentricidad
Fatiga Térmica	Fugas de lubricante	Mal funcionamiento de la protección catódica	Ejes pandeados
Explosiones e Incendios	Falla de los componentes del sistema de lubricación		
Cavitación	Fujas en sello mecánico		
Golpe de Ariete			
Problemas Eléctricos			

Fatiga Estructural	Fatiga Superficial	Fatiga Térmica	Explosiones e Incendios
Vibraciones de alta severidad	Vibraciones de alta severidad en mecanismos de roadura	Fluctuaciones de temperatura repetitivas	Traba mecánica en elementos de protección
Mal diseño del límite de fatiga	Mal diseño del límite de fatiga en mecanismos de rodadura	Mala selección de materiales	Componentes de protección subdimensionados
Supera en exceso número de ciclos fluctuantes	Supera en exceso número de ciclos fluctuantes	Mal diseño de componentes	Suciedad en los componentes de protección
Sobreesfuerzos fluctuantes	Sobreesfuerzos fluctuantes en mecanismos de rodadura		Componentes de protección fuera de su vida útil

Cavitación	Golpe de Ariete	Problemas Eléctricos
Mal diseño de la altura neta de succión positiva NPSH	Mal diseño de la ley de cierre	Puntos calientes por terminales o conexiones flojas
Rango de operación inadecuado	Operación inadecuada de las válvulas	Deterioro de recubrimientos aislantes
Temperatura de alta del fluido	Obstrucciones intempestivas	Cortocircuitos
Presión de vacío y vórtices	Fallas de los dispositivos de control	Rotura de cables y conductores
		Desgaste de elementos rozantes
		Protección sobre-dimensionada
		Fallas de los dispositivos de protección

ANEXO II: GESTIÓN INTEGRAL DE PROBLEMAS Y MEJORA CONTINUA

Soluciones	Causa_Raíz	Física
Desmontaje, reparación, montaje y pruebas	Física	Cambio de materiales
Desmontaje, cambio, ajuste y pruebas	Latente	Cambio de diseño
Ajuste de terminales eléctricos	Humana	Cambio de proceso
Reparación de recubrimientos superficiales		

Latente	Humana	Diagnóstico
Mejora del plan y programa de mantenimiento	Capacitación del personal	Inspección y diagnóstico visual.
Mejora del sistema de gestión	Incentivos	Medición y análisis de parámetros operativos.
Mejora sistema de información	Mejora de ambiente de trabajo	Medición y análisis de vibraciones.
	Cambio de personal	Ensayos no destructivos
		Inspección y análisis de lubricantes.
		Termografía.
		Detección y diagnóstico de fallas eléctricas

ANEXO III: ÍNDICES DE PRIORIDAD DE RIESGOS

Gravedad	Frecuencia	Detectabilidad
1 Ninguna consecuencia	1 Nunca	1 Totalmente detectable
2 Casi ninguna consecuencia	2 Casi nunca	2 Muy detectable
3 Disminución eficiencia leve	3 Muy baja	3 Detectable
4 Disminución eficiencia alta	4 Baja	4 Moderada con patrones
5 Paros no planificados leves	5 Moderada baja	5 Moderada sin patrones
6 Paros no planificados altos	6 Moderada	6 Poco detectable
7 Violación de normas de higiene o ambientales	7 Moderada alta	7 Muy poco detectable
8 Peligro seguridad humana leve	8 Alta	8 Difícil de detectar
9 Peligro seguridad humana grave	9 Muy alta	9 Muy difícil de detectar
10 Peligro seguridad humana muerte	10 Extremadamente alta	10 No se detecta

ANEXO IV: GESTIÓN DE RECURSOS PARA LA EFICIENCIA OPERATIVAS

Estrategia	Tarea	Personal	Materiales
Mantenimiento Correctivo	Periódica de Inspección	Equipo de trabajo 1	Materiales repuestos herramientas 1
Mantenimiento Preventivo Inspección Diagnóstico	Periódica de cambio	Equipo de trabajo 2	Materiales repuestos herramientas 2
Mantenimiento Preventivo Reparación Cambio	Correctiva AMFE	Equipo de trabajo 3	Materiales repuestos herramientas 3
Mantenimiento Predictivo	Periódica de Reparación	Trabajo tercerizado	Materiales repuestos herramientas 4
Acción correctiva AMFE	Específica de Inspección	Supervisor	Materiales repuestos herramientas 5
	Específica de Cambio		Materiales repuestos herramientas 6
	Específica de reparación		Materiales repuestos herramientas 7